



Institutt for Industriell Økonomi og Teknologiledelse

Utbyggingstakt for fornybar energi:

Effekten av elsertifikater og andre virkemidler

Hovedoppgave vår 2005

Geir Ringen



Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse

MASTEROPPGAVE

for

STUD.TECHN. GEIR RINGEN

Fagområde	Investering, finans og økonomistyring Accounting and Finance
Utleveringsdato	17.01.2005
Tittel	Utbyggingstakt for fornybar energi: Effekten av elsertifikater og andre virkemidler Capacity Expansion of Renewable Energy: The Effect of Green Certificates and Other Policy Measures
Formål	Informasjon om kraftpriser, støtteordninger, bioråstoffpriser og annet, har verdi i forbindelse med utbyggingstilstander innen fornybar energi. Oppgaven skal analysere utbyggingstakt for slike prosjekter, der det blir tatt hensyn til slike informasjonsverdier, med spesielt fokus på elsertifikater og andre virkemidler.

Følgende hovedpunkter skal behandles:

1. Greie ut om sammenhengen mellom utbygginger og graden av langsiktighet i støtteordninger/virkemidler. Hvordan bør virkemidlene utformes for å oppnå langsiktige samfunns mål?
2. Analysere virkningen av en sertifikatordning for ulike teknologier for fornybar energi i en overgangsfase og på lang sikt.

Olav Fagerlid
prodekan

Stein-Erik Fleten
faglærer

Forord

Denne hovedoppgaven er utarbeidet i vårsemesteret 2005 ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse, der temaet for oppgaven ligger under fagområdet investering, finans og økonomistyring.

Oppgaven er utført i samarbeid med Enova SF, og representanter derfra har bidratt med viktige data, mye informasjon og nyttige innspill. Jeg vil spesielt rette en takk til Ingunn Ettestøl, Håvard Solem og Viggo Iversen for god hjelp.

Jeg vil også takke min veileder Stein-Erik Fleten ved NTNU for rettleiding, nyttige litteraturhenvisninger og gode råd gjennom hele semesteret.

I tillegg har jeg fått mye hjelp med hensyn til data angående vindressurser fra May Skogh ved Meteorologisk Institutt, småskala vannkraft fra Leif Lia ved SWECO Grøner AS og Seming H. Skau ved NVE og vannressursmålinger fra Ånund Killingtveit ved NTNU.

Trondheim, 12. juni 2005

Sammendrag

I denne hovedoppgaven er det anvendt en alternativ metode, i forhold til tradisjonelle partielle likevektsmodeller og lineære- og dynamiske programmeringsmodeller, for å vurdere utbyggingstakten av fornybar energi. Denne alternative metoden tar hensyn til usikkerhet i både kraftpris og elsertifikatpris, og denne usikkerheten gjør at investor nøler med å bygge ut hvis ikke lønnsomheten er meget god. Utbyggingstakten omhandler tidsperioden fra år 2005 og fram til forventet opptrappingsperiode av elsertifikatordningen avsluttes i slutten av år 2016. Dermed inkluderes en overgangsfase fram til et planlagt elsertifikatmarked for Norge og Sverige er på plass fra starten av år 2007.

For å modellere både kraftpris og elsertifikatpris er det benyttet forskjellige stokastiske prosesser. Forwardprisen på elektrisitet er modellert med en tofaktormodell, der den ene stokastiske faktoren beskriver kortsiktig prispåvirkning mens den andre beskriver langsiktig prisutvikling. I tillegg har modellen et deterministisk ledd som tar hensyn til sesongvariasjoner i kraftpris. Parameterne i tofaktormodellen er estimert ut fra historiske data, og resultatet viser at den langsiktige faktoren dominerer prisutviklingen slik at forwardprisen forventes å øke med ca 1,6 NOK/MWh pr år framover. Elsertifikatprisen for et samlet norsk-svensk marked er modellert som en geometrisk brownsk bevegelse, og parameterne er estimert ut fra historiske data fra det svenske elsertifikatmarkedet samt langsiktige likevektsbetraktninger. Sistnevnte er utført både for et lavt og høyt samlet ambisjonsnivå for Norge og Sverige på henholdsvis 31 og 41 TWh. Hvordan kraftprisen påvirkes av et kommende elsertifikatmarked er antatt priset inn i forwardprisen som er generert av tofaktormodellen.

Det er hovedsakelig teknologiene vindkraft og småkraftverk som antas utbygd i Norge ved et eventuelt elsertifikatmarked. Prosjekter innenfor disse to teknologiene er i denne analysen kategorisert etter henholdsvis vindhastighetsklasser (midlere vindhastighet) og økonomiklasser. Vindhastighetsklassene er definert til 8, 8,5 og 9 m/s, der det teknisk/økonomiske potensialet for hver klasse er henholdsvis 15, 31 og 62 TWh (med begrensninger for produksjon i Finmark). Økonomiklassifiseringen av småkraftverk er beregnet med hensyn til utbyggingskostnad og vinterproduksjon i forhold til totalproduksjon. Klassene er definert i forhold til utbyggingskostnader på 154, 227 og 300 øre/kWh og en gjennomsnittlig vinterproduksjon på 42 % av totalproduksjon. Det teknisk/økonomiske potensialet for småkraftverk med hensyn til økonomiklasse er beregnet til henholdsvis 3,4, 4,4 og 4,3 TWh. Årlig produksjon for vindkraftprosjekter er estimert ut fra vinddata fra Enova og Meteorologisk Institutt for aktuelle lokasjoner, mens produksjon fra et vektet gjennomsnittlig småkraftverk er beregnet ut fra utvalgte prosjekter som er under utbygging.

Netto nåverdianalyser (NNV) er utført for teknologiene vindkraft og småkraftverk med hensyn til de ulike klasseinndelingene, og i forhold til de to ambisjonsnivåene for utbygging av fornybar kraft. Kostnadselementer for vindkraftprosjekter er hovedsakelig hentet fra databasen til Enova, mens kostnadene forbundet med småkraftverk er basert på utvalgte anlegg under utbygging samt estimer fra NVE. Beregnede kostnadskurver viser at Norge kan bygge ut i overkant av 20 TWh til en elektrisitetskostnad mellom 17 og 33 øre/kWh. Inntektsgrunnlaget er beregnet ut fra årlig forventet produksjon for de ulike prosjektene, og simulert totalpris, som summen av kraftpris og elsertifikatpris, for de stokastiske prosessene nevnt ovenfor. Resultater fra NNV analysen viser at ved et lavt samlet ambisjonsnivå vil det mest sannsynlig ikke være lønnsomt å bygge ut vindkraftprosjekter i særlig omfang. Derimot kan et samlet høyt ambisjonsnivå utløse betydelig utbygging av vindkraft fra de beste

Utbyggingstakt for fornybar energi

vindlokasjonene med en midlere vindhastighet på ca 9 m/s. Når det gjelder småkraftverk viser NNV analysen at utbygging av denne teknologien, særlig for de to beste økonomiklassene, er svært lønnsomt ved innføring av et pliktig elsertifikatmarked.

Optimal utbyggingsbeslutning er beregnet ved hjelp av realopsjonsanalyse. En konsesjon til å bygge ut enten en vindmøllepark eller et småkraftverk kan ses på som en amerikansk kjøpsopsjon, der utbygger har en rett, ikke en plikt, til å betale investeringskostnaden mot å få kontantstrømmen fra prosjektet. Utbygger velger da å foreta investeringen når NNV overstiger verdien av fleksibiliteten knyttet til å kunne utsette investeringen i påvente av mer og bedre informasjon. Det er beregnet optimal verdi, eller triggerpris, for summen av kraftpris og elsertifikatpris for når en investeringen bør foretas, og samtidig sett på sannsynligheten for at totalpris en gang i framtiden kan nå triggerpris. Dermed kan optimalt investeringstidspunkt bedømmes ut fra resultatene av realopsjonsanalysen.

Ved å knytte sammen resultatene fra modelleringen av kraftpris og elsertifikatpris, teknisk/økonomisk potensial for teknologiene vindkraft og småkraftverk, NNV analyse, realopsjonsanalyse, målsetningene til Enova samt konsesjonsgitte, konsesjonssøkte og forhåndsmeldte prosjekter, er det dermed mulig å utføre en kvalitativ diskusjon angående utbyggingstakt ved innføring av et pliktig elsertifikatmarked.

Hovedkonklusjonene ved et lavt ambisjonsnivå på 31 TWh er at utbyggingstakten, samlet for vindkraft og småkraftverk, vil være høyere fram til år 2010 enn derfra og til opptrappingsperioden av elsertifikatordningen antas over i slutten av år 2016. Hovedgrunnen til et slik forløp kommer av at driften til totalprisen er svakt avtagende, slik at en investering, særlig i småkraftverk, bør foretas snarlig på grunn av at totalpris allerede er høyere enn triggerpris. Det er beregnet at Norge kan bidra med ca 9,4 TWh innen utgangen av år 2016 fordelt på henholdsvis 3,2 TWh fra vindkraft og 6,2 TWh fra småkraftverk. For å kunne bygge ut mer vindkraft enn ca 3 TWh, konkluderes det med at en elsertifikatordning enten må ha en lengre tildelingsperiode av elsertifikater enn 10 år eller et høyere samlet ambisjonsnivå enn 31 TWh.

Derimot vil et høyt samlet ambisjonsnivå på 41 TWh føre til at Norge kan bygge ut ca 18,2 TWh fordelt på ca 12 TWh fra vindkraft og ca 6,2 TWh fra småkraftverk. I motsetning til ved et lavt ambisjonsnivå vil utbyggingstakten her være størst mot slutten av opptrappingsperioden til elsertifikatordningen. Det kommer av at særlig vindkraftprosjektene har en opsjonsverdi og at investorene dermed vil vente med å investere. Mye av potensialet for småkraftverk i de to beste økonomiklassene vil dermed bli bygd ut ved begge ambisjonsnivåer, mens vindkraft hovedsakelig slår inn med vindhastighetsklasse 1 ved et høyt samlet ambisjonsnivå for Norge og Sverige. Beregninger viser også at verdien av elsertifikater, ved et høyt samlet ambisjonsnivå, kan sammenlignes med en investeringsstøtte på mellom 29 og 36 % av total investering ved en internrente i intervallet 5-6 %.

I tillegg er det innledningsvis i rapporten beskrevet ulike virkemidler for å utløse produksjon av fornybar energi, og hvordan de er utformet med henhold til langsiktighet og risiko for utbygger. Det er også utført en litteraturstudie for å få en oversikt over andre modeller som er benyttet til å vurdere virkningene av et pliktig elsertifikatmarked for Norge og Sverige. De fire mest aktuelle modellene er kraftmarkedsmodellen til ECON, Normod-T som er analyseverktøyet til SSB (Statistisk Sentralbyrå), MARKAL som kanskje er den mest utbredte modellen for analyse av energisystemer og SAMPLAN som er utviklet av SINTEF.

Innholdsfortegnelse

1	INNLEDNING	1
2	STØTTEORDNINGER	3
2.1	ELCERTIFIKATER	3
2.1.1	<i>Samlet elsertifikatmarked for Norge og Sverige</i>	4
2.2	FEED-IN TARIFFER	5
2.3	ANBUDDSORDNINGER.....	6
2.4	INVESTERINGS- OG DRIFTSSTØTTE.....	6
2.5	OVERGANGSORDNINGER FØR ET SAMLET ELSERTIFIKATMARKED ER PÅ Plass	7
3	LITTERATUR	8
3.1	ECON	8
3.2	NORMOD-T	9
3.3	SAMPLAN	10
3.4	MARKAL	11
4	ELEKTRISITETSPRIS OG MARKED	13
4.1	EGENSKAPER FOR ELEKTRISITETSPRIS	13
4.1.1	<i>Lagrings- og transportegenskap</i>	13
4.1.2	<i>Sesong- og døgnvariasjon</i>	14
4.1.3	<i>Likevektsnivå</i>	14
4.1.4	<i>Prisstatisikk</i>	15
4.2	NORD POOL	15
4.2.1	<i>Fysiske kontrakter</i>	15
4.2.2	<i>Finansielle kontrakter</i>	16
4.2.3	<i>OTC markedet (Over The Counter)</i>	17
5	PRISMODELLER	18
5.1	STOKASTISKE PROSESSER	18
5.1.1	<i>Wiener-prosess</i>	18
5.1.2	<i>Aritmetisk Brownsk Bevegelse (ABM)</i>	19
5.1.3	<i>Geometrisk Brownsk Bevegelse (GBM)</i>	20
5.1.4	<i>Mean-Reverting prosess (MR)</i>	20
5.2	PRISMODELL FOR ELEKTRISITET	20
5.2.1	<i>Tofaktormodell</i>	21
5.3	PRISMODELL FOR ELSERTIFIKATER	22
5.4	PARAMETERESTIMERING AV PRISMODELL FOR ELEKTRISITET	22
5.4.1	<i>Resultater av parameterestimering for tofaktormodell</i>	24
5.5	PARAMETERESTIMERING AV PRISMODELL FOR ELSERTIFIKATER	26
5.5.1	<i>Resultater av parameterestimering for GBM</i>	28
6	SIMULERING AV PROSESSER OG PRISER	30
6.1	MONTE CARLO SIMULERING	30
6.1.1	<i>Deterministisk ledd (sesongvariasjon)</i>	30
6.1.2	<i>Simulering av kortsiktig prisledd</i>	31
6.1.3	<i>Simulering av langsiktig prisledd</i>	32
6.1.4	<i>Simulering av elsertifikatpris</i>	32
6.1.5	<i>Simulering av totalpris</i>	34
7	TEKNOLOGIER FOR FORNYBAR ENERGI	37
7.1	GENERELT OM ENERGI	37
7.2	VINDKRAFT	38
7.2.1	<i>Energi i vinden</i>	39
7.2.2	<i>Vindturbin typer</i>	40
7.2.3	<i>Vindressurs</i>	40
7.2.4	<i>Produksjon</i>	43
7.2.5	<i>Utvikling innen vindkraft</i>	46

Utbyggingstakt for fornybar energi

7.3	SMÅKRAFTVERK	47
7.3.1	Hydrologi	47
7.3.2	Vannføring.....	48
7.3.3	Energi i vannet.....	49
7.3.4	Vannturbiner.....	51
7.3.5	Eksempler på småkraftverk.....	52
7.4	BIOENERGI.....	53
7.4.1	Biobrensler.....	54
7.4.2	Teknologier.....	55
7.5	SOLENERGI	56
7.6	BØLGEENERGI.....	57
7.7	GEOTERMISK ENERGI.....	58
8	ØKONOMI.....	60
8.1	NÅVERDI	60
8.1.1	Barrierer og usikkerhetsmomenter.....	61
8.1.2	Diskonteringsrente.....	62
8.2	KOSTNADER VINDKRAFT	65
8.2.1	Investeringskostnader for vindmøller.....	65
8.2.2	Drifts- og vedlikeholdskostnader	66
8.2.3	Overføringskostnader.....	66
8.2.4	Regulerkraft.....	67
8.3	KOSTNADER SMÅKRAFTVERK	69
8.3.1	Investeringskostnader for småkraftverk	69
8.3.2	Drifts- og vedlikeholdskostnader	70
8.3.3	Overføringskostnader og regulerkraft.....	70
8.4	NETTO NÅVERDI VINDKRAFT	71
8.4.1	Resultater fra netto nåverdi analyser for vindkraft	72
8.4.2	Elektrisitetskostnad vindkraft (COE - Cost of Energy).....	73
8.5	NETTO NÅVERDI SMÅKRAFTVERK	75
8.5.1	Resultater fra netto nåverdi analyser for småkraftverk.....	76
8.5.2	Elektrisitetskostnad småkraftverk (COE)	77
9	REALOPPSJONSANALYSE.....	79
9.1	INVESTERINGSSTRATEGI	79
9.1.1	Formelverk for opsjonsverdi og triggerpris.....	80
9.1.2	Formelverk for optimalt innløsningstidspunkt	82
9.1.3	Parametrer for prisprosess.....	82
9.1.4	Framstilling av resultater.....	83
10	POTENSIAL FOR FORNYBAR ENERGI.....	86
10.1	VINDKRAFT	86
10.2	VANNKRAFT/SMÅKRAFTVERK.....	87
10.3	ANNEN FORNYBAR ENERGI	88
11	DISKUSJON OG RESULTATER	90
11.1	KOSTNADSKURVE FOR VINDKRAFT OG SMÅKRAFTVERK.....	90
11.2	UTBYGGINGSTAKT	91
11.2.1	Scenario 1	91
11.2.2	Scenario 2	92
12	KONKLUSJON.....	94
13	REFERANSELISTE.....	95
	VEDLEGG 1: NVE-KART OVER VINDKRAFTPROSJEKTER I NORGE	I
	VEDLEGG 2: EFFEKTKALKULATOR FOR VINDKRAFT	II
	VEDLEGG 3: VBA-KODE FOR PARAMETERESTIMERING AV TOFAKTORMODELL	III
	VEDLEGG 4: VBA-KODE FOR BEREKNING AV KONTRAKTSPRISER.....	IV
	VEDLEGG 5: VBA-KODE FOR SIMULERING AV ULIKE PROSESSER	V

Figurliste

FIGUR 1.1	PRODUKSJON OG FORBRUK AV ELEKTRISITET I NORGE FRA 1994 TIL 2004 [45].	1
FIGUR 2.1	ELSERTIFIKATMARKED SAMMEN MED DET NORDISKE ELEKTRISITETSMARKED [24].	3
FIGUR 2.2	KOSTNADSKURVE FOR FORNYBAR ENERGI, OG VIRKNINGEN AV ET ELSERTIFIKATMARKED.	4
FIGUR 3.1	ELSERTIFIKATPRIS VED ULIKE SCENARIOER FRA KRAFTMARKEDSMODELLEN TIL ECON [60].	9
FIGUR 4.1	SYSTEMPRIS FRA 1993-2004 [56].	13
FIGUR 4.2	DØGNVARIASJON I ELEKTRISITETSPRIS [56].	14
FIGUR 4.3	PRISKRYSS VED DANNELSE AV SYSTEMPRIS.	16
FIGUR 5.1	STOKASTISKE PROSESSER.	19
FIGUR 5.2	SUM AV TOTALT KVADRERT AVVIK FRA PARAMETERESTIMERING AV TOFAKTORMODELL.	25
FIGUR 5.3	WIENER-PROSESSENE FRA TOFAKTORMODELLEN.	26
FIGUR 5.4	ELSERTIFIKATPRISER FRA NORD POOL FOR DET SVENSK ELSERTIFIKATMARKEDET [56].	27
FIGUR 6.1	BEREGNET SESONGVARIASJON FRA TOFAKTORMODELLEN.	30
FIGUR 6.2	SIMULERT KORTSIKTIG PRISFAKTOR.	31
FIGUR 6.3	SIMULERT LANGSIKTIG PRISFAKTOR.	32
FIGUR 6.4	SIMULERTE ELSERTIFIKATPRISER.	33
FIGUR 6.5	SIMULERING AV TOTALPRIS.	35
FIGUR 6.6	NORMALFORDELT TERMINALFORDELING FOR SCENARIO 2.	36
FIGUR 7.1	PRIMÆRENERGI OG ENERGITJENESTER [11].	38
FIGUR 7.2	KLASSIFISERING AV MIDLERE VINDHASTIGHET.	42
FIGUR 7.3	MÅNEDSVISE WEIBULLFORDELINGER FOR VINDHASTIGHETSKLASSE 1.	43
FIGUR 7.4	EFFEKTKURVER FOR TRE FORSKJELLIGE VINDTURBINER [49].	44
FIGUR 7.5	ENERGIPRODUKSJON FOR TRE UTVALGTE VINDTURBINER.	45
FIGUR 7.6	VANNFØRING I SVORKA [54].	48
FIGUR 7.7	VARIGHETSKURVE FOR SVORKA [54].	49
FIGUR 7.8	VIRKNINGSGRADSKURVER FOR VANNTURBINER [38].	51
FIGUR 7.9	ENERGIPRODUKSJON FOR FIRE UTVALGTE SMÅKRAFTVERK.	53
FIGUR 7.10	KONVERTERINGSTEKNOLOGIER FOR BIOMASSE [3].	55
FIGUR 8.1	BARRIERER OG USIKKERHETSMOMENTER.	62
FIGUR 8.2	ANDEL AV INVESTERINGSKOSTNAD FOR VINDKRAFT PR MW INSTALLERT KAPASITET [52].	65
FIGUR 8.3	ANDEL AV INV. KOSTNAD FOR SMÅKRAFTVERK PR MW INSTALLERT KAPASITET [55].	69
FIGUR 8.4	NETTO NÅVERDI FOR VINDKRAFT VED SCENARIO 1.	72
FIGUR 8.5	NETTO NÅVERDI FOR VINDKRAFT VED SCENARIO 2.	73
FIGUR 8.6	ELEKTRISITETSKOSTNAD FOR VINDKRAFT (COE).	74
FIGUR 8.7	ØKONOMIKLASSIFISERING AV SMÅKRAFTVERK [75].	75
FIGUR 8.8	NETTO NÅVERDI FOR SMÅKRAFTVERK VED SCENARIO 1.	76
FIGUR 8.9	NETTO NÅVERDI FOR SMÅKRAFTVERK VED SCENARIO 2.	77
FIGUR 8.10	ELEKTRISITETSKOSTNAD FOR SMÅKRAFTVERK (COE).	78
FIGUR 9.1	OPTIMAL TRIGGERPRIS VED REALOPSJONSANALYSE.	83
FIGUR 9.2	OPTIMAL TRIGGERPRIS VED ENDRING AV AVKASTNINGSKRAV OG VOLATILITET.	84
FIGUR 11.1	KOSTNADSKURVE FOR VINDKRAFT OG SMÅKRAFTVERK.	90
FIGUR 11.2	UTBYGGINGSTAKT I NORGE VED SCENARIO 1.	91
FIGUR 11.3	UTBYGGINGSTAKT I NORGE VED SCENARIO 2.	93

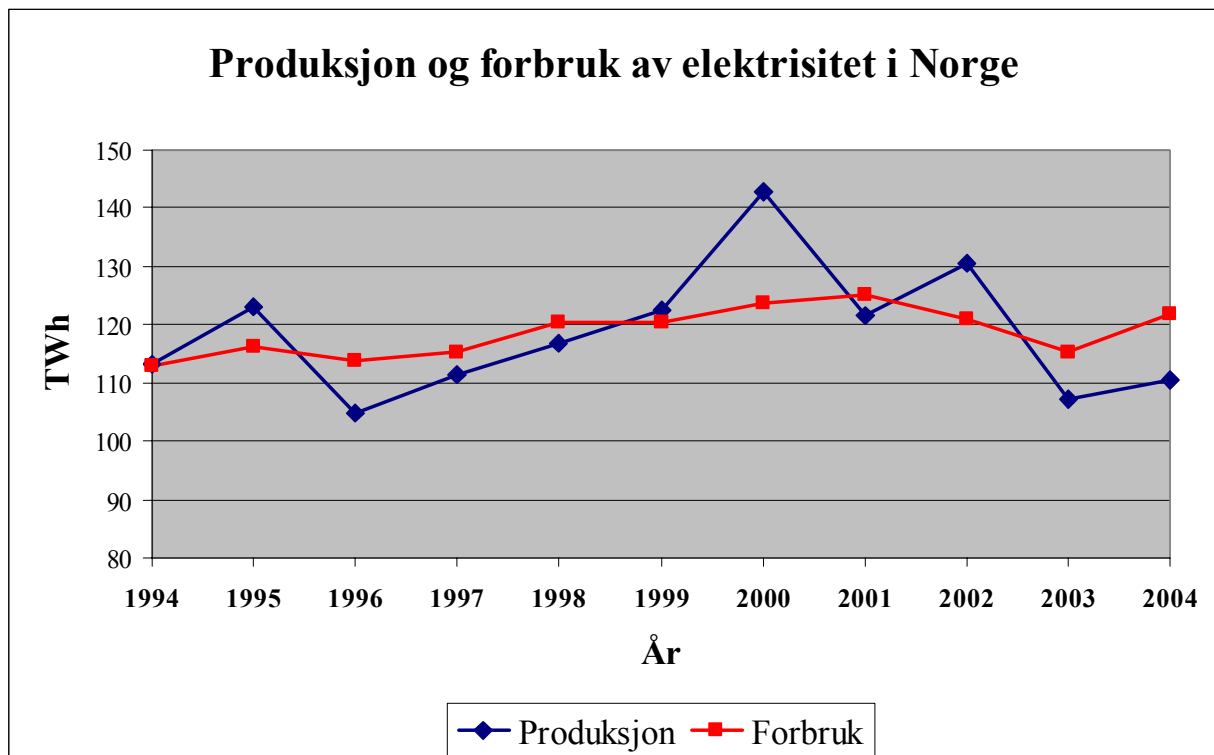
Tabelliste

TABELL 5.1	OPPSETT AV REGNEARK FOR PARAMETERESTIMERING.	24
TABELL 5.2	STARTVERDIER FOR PARAMETERESTIMERING.	24
TABELL 5.3	BEREGNEDE PARAMETERVERDIER FOR TOFAKTORMODELLEN.	25
TABELL 5.4	STATISTIKK FOR INKREMENTENE TIL WIENER-PROSESSENE.	26
TABELL 5.5	STANDARDAVVIK.	26
TABELL 5.6	RESULTATER FRA ANALYSEN TIL ENERGIMYNDIGHETEN I SVERIGE [81].	28
TABELL 5.7	BEREGNEDE ELSERTIFIKATPRISER I NOK/ELSERTIFIKAT.	29
TABELL 5.8	PARAMETERESTIMERING AV GBM FOR ELSERTIFIKATPRIS.	29
TABELL 6.1	STATISTIKK FOR TERMINAL DISTRIBUTJON.	36
TABELL 7.1	LOKASJONER OG MÅLESTASJONER DET ER INNHENTET VINDDATA FRA [52] [58].	41
TABELL 7.2	KLASSIFISERING AV VINDHASTIGHET.	42
TABELL 7.3	ÅRSPRODUKSJON FRA ULIKE VINDTURBINER FORDELT PÅ TRE TIDSINDELINGER.	46
TABELL 7.4	KATEGORISERING AV SMÅ VANNKRAFTANLEGG [79].	47
TABELL 7.5	DATA FOR FIRE UTVALGTE SMÅKRAFTVERK [55].	52
TABELL 8.1	DISKONTERINGSRENTE FOR TOTALKAPITALEN ETTER SKATT.	64
TABELL 8.2	AVSKRIVNINGSREGLER FOR VINDKRAFTANLEGG [44].	68
TABELL 8.3	AVSKRIVNINGSREGLER FOR SMÅKRAFTVERK [79].	71
TABELL 8.4	FORVENTET ELEKTRISITETSPRODUKSJON OG BRUKSTID FOR VINDKRAFTANLEGG.	74
TABELL 9.1	TRIGGERPRIS FOR VINDKRAFT FORDELT PÅ AVKASTNINGSKRAV OG VOLATILITET.	85
TABELL 9.2	TRIGGERPRIS FOR SMÅKRAFTVERK FORDELT PÅ AVKASTNINGSKRAV OG VOLATILITET.	85
TABELL 10.1	TEKNISK/ØKONOMISK POTENSIAL FOR VINDKRAFT [60].	86
TABELL 10.2	TEKNISK/ØKONOMISK POTENSIAL FOR SMÅKRAFTVERK.	87

1 Innledning

En sterk satsing på elektrisitetsproduksjon basert på vannkraft har gjort denne kraftressursen til en bærebjelke i den norske energiforsyningen, der 99 % av totalproduksjonen i år 2004 kom fra vannkraft [45]. Dette har dannet grunnlaget for omfattende kraftkrevende industri, men også et betydelig forbruk av elektrisitet til mindreverdige energiformer som eksempelvis oppvarming. Miljømessig er denne kraftsituasjonen fordelaktig, men den gir dårlige vilkår for en stabil forsyningssikkerhet på grunn av store variasjoner i årlig nedbør. Produksjonen i et normalår for vannkraft er ca 119 TWh, mens det ved ekstremt tørrår eller våtår kan være henholdsvis 89 TWh og 149 TWh [80]. Ved ekstreme tørrår er det beregnet at importmulighetene ikke er nok til å dekke opp det jevnt økende forbruket. Figur 1.1 viser utviklingen innen forbruk og produksjon de ti siste årene, og at forbruket er høyere enn produksjonen i de fleste av disse årene [45]. I tillegg er det begrenset hvor mye storskala gjenværende vannkraft som kan bygges ut, slik at det må ses på alternative måter for å balansere forbruk og produksjon av elektrisitet.

Bedre balansering av energisystemet kan sikres gjennom enten redusert forbruk eller økt produksjon, og hensiktsmessige metoder for dette er blant annet økt satsing på ny fornybar energi, opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftanlegg, energiomlegging og utbygging av miljøvennlig gasskraft.



Figur 1.1 Produksjon og forbruk av elektrisitet i Norge fra 1994 til 2004 [45].

Hovedfokus i denne hovedoppgaven er å analysere utbyggingstakt for ny fornybar kraftproduksjon i Norge basert på innføring av et felles elsertifikatmarked for Norge og Sverige. Dette markedet er planlagt opprettet fra starten av år 2007. Tradisjonelt modelleres energisystemer med omfattende optimeringsverktøy som partielle likevektsmodeller og lineære- og dynamiske programmeringsmodeller. Tilnærmingen som er valgt i denne oppgaven er at prisen både for elektrisitet og elsertifikater er usikker, og at

investeringsstrategien for en investor baseres på realopsjonsteori. Resultatene fra realopsjonsanalysen knyttes opp mot realiserbare potensial for fornybar kraftproduksjon fra utvalgte teknologier. Dermed kan utbyggingstakt av fornybar kraft antas med sannsynligheter for om utbyggingen vil skje tidlig eller sent innenfor tidshorizonten til en elsertifikatordning.

For å systematisere rapporten på en best måte for leseren er det valgt å disponere innholdet på denne måten:

- **Andre kapittel** omhandler de vanligste støtteordninger som blir benyttet til å øke andelen av fornybar energi, men med hovedvekt på elsertifikater og hvordan et samlet elsertifikatmarked for Norge og Sverige er tenkt utformet.
- **Tredje kapittel** beskriver fire omfattende modeller som har blitt benyttet til å analysere et samlet norsk/svensk elsertifikatmarked. For hver modell er først prinsippene forklart før noen av hovedresultater er gjengitt.
- **Fjerde kapittel** tar for seg egenskapene til elektrisitetsprisen samt hvordan det nordiske kraftmarkedet Nord Pool er organisert med hensyn til fysiske kontrakter, finansielle kontrakter, OTC og elsertifikathandel.
- **Femte kapittel** greier først ut om prinsippene bak de ulike stokastiske prosessene som er benyttet i denne hovedoppgaven, for deretter å beskrive en tofaktor kraftprismodell og en modell for elsertifikatpris basert på en geometrisk brownsk bevegelse. Kapitlet inneholder også en beskrivelse av parameterestimeringen for de to modellene.
- **Sjette kapittel** viser resultatene fra de to modellene for henholdsvis kraftpris og elsertifikatpris. Prosessene er simulert med Monte Carlo simulering for å gi et bilde av forventet totalpris en produsent kan få pr produsert MWh.
- **Sjuende kapittel** beskriver hovedsakelig de teknologiene for fornybar energi som er inkludert i en eventuell elsertifikatordning, men med hovedvekt på vindkraft og småkraftverk. For de to sistnevnte teknologier er det utarbeidet en klassifisering av prosjekter, med hensyn til henholdsvis midlere vindhastighet og investeringskostnad pr MW installert effekt, for å skille mellom gode og mindre gode prosjekter.
- **Åttende kapittel** er viet til økonomi og særlig nåverdianalyser av vind- og småkraftverksprosjekter. Analysene er basert på aktuelle kostnadsestimer og simulert totalpris, og resultatene presenteres som både netto nåverdi og enhetskostnad som funksjoner av avkastningskrav.
- **Niende kapittel** omhandler prinsippene bak realopsjonsteori, der formelverk for opsjonsverdi, triggerpris og sannsynlighet for utbyggingstidspunkt er utledet.
- **Tiende kapittel** viser teknisk/økonomisk potensial for vindkraft, vannkraft/småkraftverk og andre teknologier for fornybare energi.
- **Elleve kapittel** diskuterer resultatene fra realopsjons- og nåverdianalysen opp mot realiserbart potensial for vindkraft og småkraftverk.

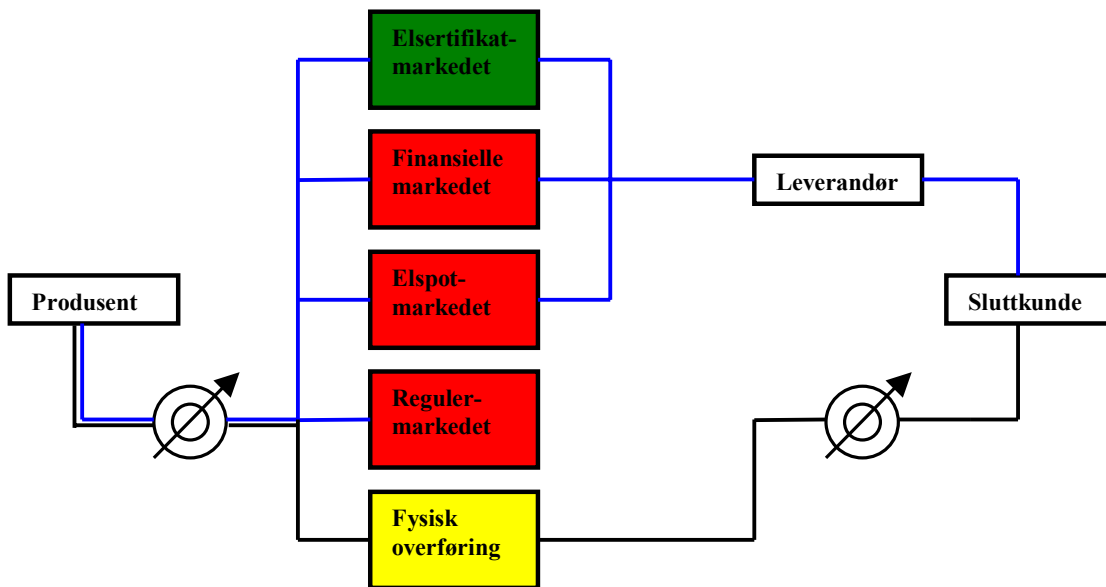
Hovedoppgaven er avgrenset til å omfatte teknologiene vind- og småkraftverk i Norge når det gjelder utbyggingstakt. Dette begrunnes ut fra allmenn enighet i fagkretser om at det er disse to teknologiene som hovedsakelig vil bli bygd ut først ved et kommende elsertifikatmarked. En annen antagelse er at sammenhengen mellom kraftpris og elsertifikatpris er priset inn i forwardprisen på elektrisitet som er generert av tofaktormodellen. Tidshorizonten for utbyggingstakten er begrenset til slutten av år 2016. Kildehenvisninger som står foran punktum gjelder for den siste setningen, mens referanse etter punktum eller kolon gjelder for henholdsvis siste avsnitt og punktene etter kolonmarkeringen.

2 Støtteordninger

Fornybarhetsdirektivet pålegger EU-landene at en økt andel av kraftforbruket skal dekkes opp av fornybare energikilder. Hvert land har fastsatt et såkalt veiledende mål som angir den prosentvise andelen av kraftforbruket som skal komme fra fornybar energi innen år 2010, og ved å tiltre fornybarhetsdirektivet må også Norge fastsette et slikt mål. Dette direktivet gir ingen direkte pålegg om hvordan de veiledende målene skal nås, men åpner for bruk av flere mulige virkemidler. [76] I dette kapittelet vil det bli beskrevet noen ulike støtteordninger, men med hovedvekt på elsertifikater og hvordan et samlet elsertifikatmarked for Norge og Sverige er tenkt utformet.

2.1 Elsertifikater

Hensikten med å introdusere et elsertifikatmarked er å øke andelen av fornybar energi til lavest mulig kostnader. En elsertifikatutsteder, som er utpekt av myndighetene, utsteder elsertifikater til en produsent når produsenten registrerer produksjon av fornybar energi som omfattes av ordningen. Elsertifikater har da en finansiell verdi for produsenten siden kunden/konsumenten er forpliktet til å kjøpe en viss andel fornybar energi. Når kunden får registrert sin oppfyllelse av kvoteplikt, eller når utløpsdatoen er over, blir elsertifikatene trukket ut av sirkulasjon. Mellom utstedelse og innløsning kan elsertifikatene i prinsippet handles, lånes og spares. Elsertifikatene fungerer dermed som et mål på hvor mye fornybar elektrisitet som blir produsert, samtidig som markedsmekanismer vil føre til at de rimeligste teknologiene for fornybar energi blir bygd ut først så langt som ikke overføringskapasitet og andre eksterne forhold spiller inn.

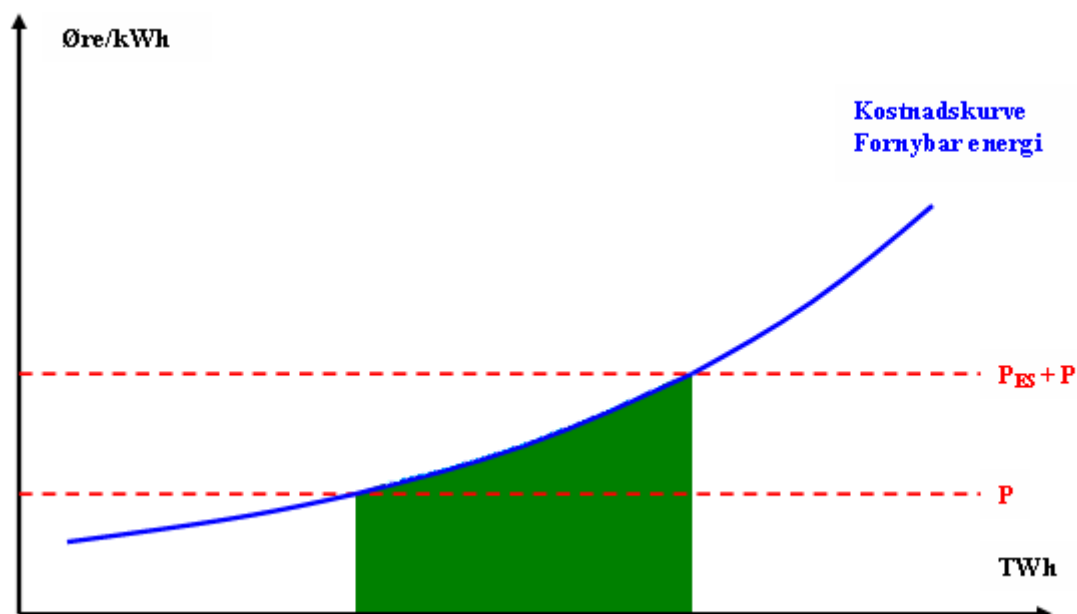


Figur 2.1 Elsertifikatmarked sammen med det nordiske elektrisitetsmarked [24].

Prinsippet for hvordan et elsertifikatmarked vil virke innenfor det nordiske elektrisitetsmarkedet er vist i figur 2.1. Spotmarkedet for elektrisitet styres av tilbud og etterspørsel på timebasis for neste dag, regulermarkedet koordinerer korttidsbalansen mellom forbruk, produksjon og nettkapasitet mens det finansielle markedet tilbyr standardkontrakter for handel av elektrisitet opptil tre år fram i tid. Elsertifikatmarkedet kan sies å verdsette

miljøgevinsten av fornybar energi som en tjeneste, der myndighetene setter et ambisjonsnivå for fornybar produksjon og hvor prisen for å nå dette målet bestemmes av markedet. Alle disse fire nevnte markedene fungerer uavhengig av den fysiske overføringen av elektrisitet. [24]

Figur 2.2 viser prinsipielt hvordan et elsertifikatmarked, såfremt elsertifikatprisen P_{ES} er større enn null, vil utløse produksjon av fornybar kraft utover det som er regningssvarende kun ved kraftprisen P . Et elsertifikatmarked vil dermed kunne fremme modne teknologier, som for Norges del vil innbefatte eksempelvis vindkraft.



Figur 2.2 Kostnadskurve for fornybar energi, og virkningen av et elsertifikatmarked.

2.1.1 Samlet elsertifikatmarked for Norge og Sverige

I Sverige har en elsertifikatordning allerede vært på plass siden mai 2003, der målet er å øke anvendelsen av elektrisitet fra fornybare energikilder til 16,9 % av totalproduksjon fram til år 2010. Ordningen er teknologinøytral, det vil si at den ikke diskriminerer mellom teknologier, slik at den skal føre til en kostnadseffektiv utbygging. På etterspørselssiden er det gjort unntak fra kvoteplikten for en del forbruksgrupper, og da særlig for kraftkrevende industri på grunn av den svenske regjeringens proposisjon om opprettholdelse av konkurransekraft. Det svenske elsertifikatsystemet har ingen fastsatt tidshorison, bare et kvotenivå fram til år 2010, noe som har høstet kritikk på grunn av kortsiktighet. Sanksjonsmiddelet mot forbrukere som ikke oppfyller kvoteplikten er definert som en kvotepliktsavgift lik 150 % av gjennomsnittlig elsertifikatpris i perioden 1. april til 31. mars. Denne avgiften fungerer da som en alternativkostnad. I Sverige er det også satt en "gulvpris" for elsertifikater i en startfase for å sikre produsentene av fornybar kraft en minstepris og en viss form for stabilitet. [81]

Blant andre har både NVE og Energimyndigheten i Sverige analysert virkningen av et samlet elsertifikatmarked for Norge og Sverige. Generelt så anbefaler NVE at en innføring av et pliktig elsertifikatmarked i Norge skal være så kompatibelt som mulig med den eksisterende svenske ordningen, men at noen tilpasninger bør gjøres. Noen konklusjoner for et samlet marked: [76] [81]

- **Ambisjonsnivå og mål:** En elsertifikatordning må ha et tilstrekkelig ambisjonsnivå for å gi stabile rammebetingelser for aktørene, men samtidig må den være realistisk i forhold til hvert lands potensial for elektrisitet fra fornybare energikilder. Den svenske ordningen har et mål som er basert på andel av totalproduksjon, mens NVE anbefaler et fast TWh mål. NVE sine argumenter for dette er hovedsakelig bedre treffsikkerhet, bedre forutsigbarhet, enklere kommuniserbare mål samt en absolutt årlig kvoteplikt. Bakdelene er blant annet en mer uelastisk etterspørsel med dertil større prissvingninger, vanskeligere å fordele kvoteplikt på forbrukerne og dårlig koordinering med EU-direktiver.
- **Teknologier:** NVE anbefaler at Norge følger Sveriges definisjon av fornybare energikilder. Det vil si teknologier som vindkraft, bølge- og tidevannsennergi, all ny vannkraft, solenergi, bioenergi og energigjenvinning. Det vil også være naturlig å inkludere etablert fornybar kraftproduksjon som i dag mottar økonomisk støtte. For Norge er det antatt et realistisk ressursgrunnlag på mellom 10 og 20 TWh avhengig av ambisjonsnivå.
- **Tildelingsperiode og ordningens varighet:** I Sverige er det, som nevnt tidligere, ikke fastsatt noen tidshorisont for ordningen. NVE anbefaler derimot en elsertifikatordning med fast tidshorisont, der det legges opp til en opptrappingsperiode av produksjon fram til ambisjonsnivået er nådd. Dette medfører at investeringer som foretas helt på slutten av opptrappingsperioden også må tildeles elsertifikater. Det er antatt en tildelingsperiode på 10-15 år, noe som er i overensstemmelse med forventede rammer for lånefinansiering, slik at ordningens varighet da blir henholdsvis 20 og 30 år.
- **Maksimums- og minimumspris:** Både kvotepliktsavgift og garantipris anbefales av NVE til å samordnes med den eksisterende svenske ordningen, men kanskje med en avgift som kombinerer både et fast og et variabelt ledd.
- **Kvotepliktige aktører:** Her er NVE helt på linje med den svenske energimyndigheten i at husholdninger, næringskunder og deler av industrien bør være kvotepliktige.

Det er også stilt noen spørsmålstegn vedrørende om et elsertifikatmarked er det beste støttereget for fornybar kraftproduksjon i Norge. Blant andre belyser Enova problematikken med gratispassasjerer ved en slik ordning. Det betyr eksempelvis at gode småskala vannkraftprosjekter, som pr i dag allerede er svært lønnsomme, i tillegg vil motta elsertifikater dersom denne teknologien inkluderes i et elsertifikatmarked. Denne teknologien bidrar også i svært liten grad til økt forsyningssikkerhet siden mesteparten av småskala vannkraft er uregulert. Dermed kan ikke et elsertifikatmarked anses som et reelt alternativ til dagens støtteordning, der virkemidlene er lagt opp til å gjøre Norge mindre sårbar i forhold til avhengighet av vannkraft. Et pliktig elsertifikatmarked med lavt ambisjonsnivå kan i den sammenheng gå utover målsetningen om å nå 3 TWh vindkraft innen år 2010, i tillegg til at faren øker for at teknologiutviklingen for umodne teknologier vil bremse opp. [64]

2.2 Feed-in tariffer

Faste innmatingstariffer, eller feed-in tariffer, er et av de mest brukte virkemidler for å fremme fornybar kraftproduksjon i Europa. Ved siden av en elsertifikatordning er denne type støttereget ansett som ett av hovedalternativene til å støtte utbygging av fornybar elektrisitet. Feed-in tariffer innebærer at produsenter av fornybar kraft mottar en fast pris for elektrisitet som mates inn på strømmettet. Denne kostnaden dekkes i første omgang av nettselskapene, og deretter av sluttbrukerne gjennom en ekstra avgift på strømregningen. Disse tariffene bør lovfestes til å gjelde for en tidshorisont som sikrer stabile betingelser for investorer og produsenter. [33] Fellestrekkene for en elsertifikatordning og et system med

feed-in tariff er at subsidieringen av produsenter kanaliseres utenfor statsbudsjettet, noe som betyr at merkostnadene veltes direkte over på kraftforbrukerne.

2.3 Anbudsordninger

Anbudsordninger for fornybar kraftproduksjon har blant annet vært implementert i UK, USA, Irland og Latvia. Prinsippet bak en anbudsordning er at potensielle produsenter av fornybar elektrisitet inviteres til å tilby produksjon av en valgt mengde ny kraft, der produsenter med de mest kostnadseffektive og realistiske prosjektene eksempelvis mottar en subsidie pr produsert enhet over en gitt tidsperiode. Fordelen med en slik ordning er at den, ut fra ordlyden i anbudsinnbydelsen, kan implementeres til å håndtere både teknologinøytralitet og utbygging av bestemte teknologier. I tillegg vil en produsent som når opp i en slik anbudskonkurranse oppleve god forutsigbarhet og redusert risiko som følge av en prisgaranti, så fram tidshorizonten er på minimum 10-15 år. [42]

2.4 Investerings- og driftsstøtte

Virkemiddelet investeringsstøtte er en støtte som gis før oppstart av et prosjekt, og vil dermed gi stor grad av sikkerhet for produsenten. Det er dette støttereimet for utbygging av fornybar kraft som blir benyttet i Norge pr i dag, der Enova SF forvalter et statlig energifond tiltenkt en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon. Målsettingen er at energifondet skal bidra til energisparing og ny miljøvennlig energi tilsvarende minimum 12 TWh innen utgangen av år 2010, hvorav delmålene for vindkraft og varmeenergi er på henholdsvis 3 TWh og 4 TWh. Sentrale kriterier for å oppnå støtte fra energifondet er hvor stort støttebehovet er i forhold til energiresultatet (NOK/kWh), energifaglig innhold i prosjektet, prosjektøkonomi og at støtten skal være utløsende for at prosjektet settes i gang. Det vil si at omsøkte prosjekter konkurrerer med hverandre i forhold til disse kriteriene, slik at ordningen sikrer kostnads- og formålseffektivitet. Teknologinøytralitet med hensyn til produksjon av fornybar kraft kan styres ved å opprette programmer for de forskjellige teknologiene.

Når det gjelder produksjon av elektrisitet er det stort sett vindkraft som har kommet innunder investeringsstøtteordningen, hvorav det er kontraktsfestet 1,67 TWh i perioden 2001-2004. Maksimal investeringsstøtte er på 25 %, noe som er økt fra tidligere 10 % siden norske vindkraftprodusenter ikke lenger har mulighet til å selge elsertifikater i Nederland. [63]

Driftsstøtte kan tildeles separat eller i kombinasjon med investeringsstøtte som en kompensasjon pr produsert enhet til produsenter av fornybar kraft med kostnader som ikke kan dekkes inn av kraftpris og eventuelt gjeldende støtteordning. Denne støtteordningen kan finansieres innenfor eller utenfor statsbudsjettet, men det er viktig at tidsperioden og garantiprisen settes slik at ordningen skaper forutsigbarhet for investorer. Ordningen er enkel å implementere og administrere, men kan ikke anses som teknologinøytral [30].

Av andre virkemidler for utløsning av prosjekter innen fornybar energi kan det nevnes skatteincentiver og avgifter. Tidligere var det halv elavgift i Norge for produsenter av fornybar elektrisitet, noe som kunne ses på som en direkte produksjonsstøtte.

2.5 Overgangsordninger før et samlet elsertifikatmarked er på plass

Inntil et eventuelt elsertifikatmarked er på plass er det fra flere hold påpekt viktigheten av å sikre at utbyggingen av fornybar kraft holdes oppe, samt at prosjekter som allerede har mottatt støtte fra eksisterende støtteordninger kan inngå i en elsertifikatordning. Siden opprettelsen av et samlet elsertifikatmarked for Norge og Sverige ble utsatt til starten av år 2007, er det dermed viktig å kunne stimulere til oppstart av prosjekter som er gitt konsesjon men som ligger på vent grunnet politisk usikkerhet. Av den grunn, i tillegg til mulighet for måloppnåelse for Enova, er det utlyst en ny runde med investeringsstøtte til vindkraftprosjekter med søknadsfrist innen slutten av juni 2005 [31].

Investeringsstøtten til vindkraftprodusenter som er gitt ut fra en maksimal støtteandel på 25 % er utbetalt med en klausul om tilbakebetaling, med renter, dersom vindkraftprodusenten velger å delta i et mulig elsertifikatmarked. Dette gjelder inntil et år etter oppstart av et elsertifikatmarked [31]. Når det gjelder vannkraft vil elsertifikatberettigede anlegg for elektrisitetsproduksjon med byggestart etter 1. januar 2004 ha mulighet til å delta i et elsertifikatmarked [27].

3 Litteratur

Dette kapittelet omhandler fire modeller som er benyttet til å analysere et pliktig elsertifikatmarked. Modellene er ECON sin kraftmarkedsmodell, Normod-T som er analyseverktøyet til SSB (Statistisk Sentralbyrå), MARKAL som kanskje er den mest utbredte modellen for analyse av energisystemer og SAMPLAN som er utviklet av SINTEF. For hver modell er det først gitt en beskrivelse av hovedprinsippene og forutsetninger, og deretter noen resultater fra analysene.

3.1 ECON

Kraftmarkedsmodellen til ECON er en partiell likevektsmodell for det nordeuropeiske kraftmarkedet. Modellen beregner forbruk, produksjon, handel, CO₂-utslipp og priser for et år om gangen. Handelen begrenses av overføringskapasitet mellom markedsområdene i modellen, mens det interne nettet innenfor de ulike områdene ikke er modellert. Modellen forutsetter frikonkurransen, og markedsløsningen, det vil si prisen, bestemmes dermed ved at marginal betalingsvillighet settes lik marginal produksjonskostnad. Året er delt inn i 13 fireukers perioder og fem lastavsnitt, slik at lastvariasjoner over døgnet og uken tas hensyn til ved gitte fordelinger.

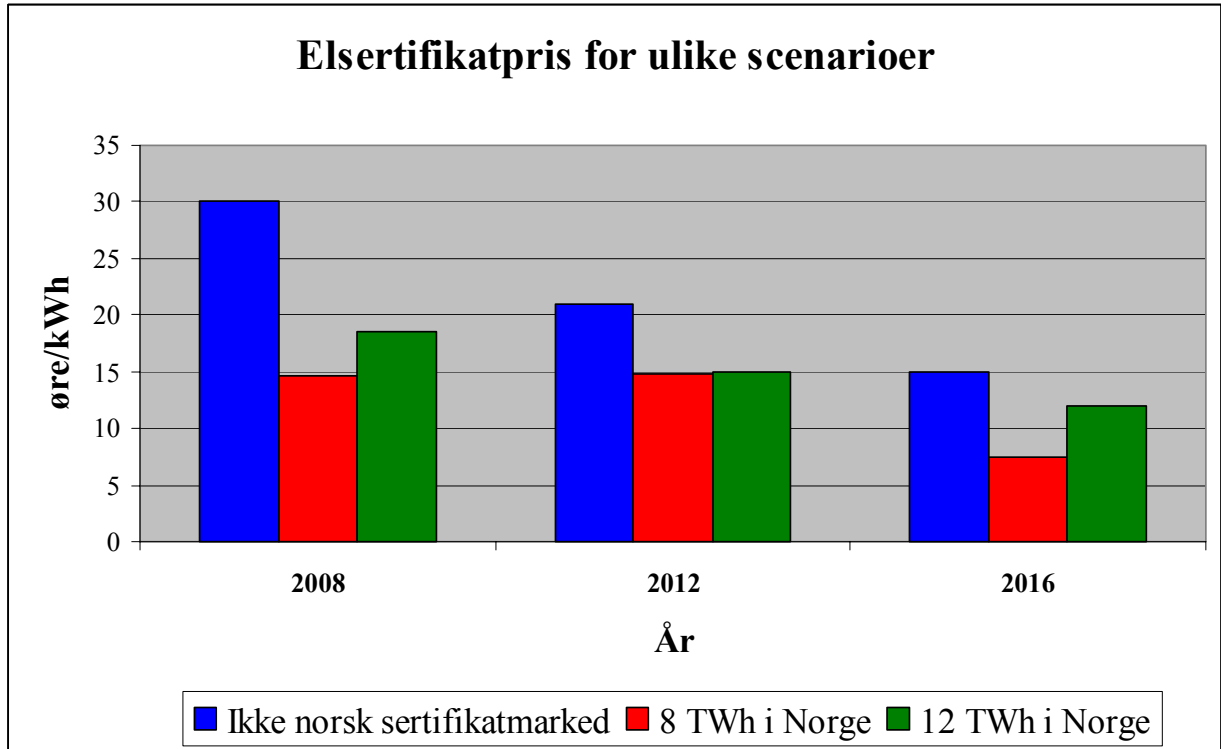
Etterspørselen for delmarkedene husholdning, service, kraftkrevende industri, annen industri og kjelmarkedet avhenger av inntekt, sluttbrukerprisen for kraft og oljepris. Hvordan pris- og inntektsendringer slår ut i etterspørselen avhenger av priselastisiteter, og hvert delmarked i de ulike landene i modellen er tilordnet forskjellige elastisiteter for kraftpris, oljepris og inntekt.

Tilbudskurven i hvert område er gitt av grensekostnaden i det samme området. Ulike teknologier som vannkraft, kjernekraft, fjernvarme, vindkraft, industriell kraftvarme og kull-, gass- og oljekondensverk er inkludert med tilhørende kapasiteter og marginale produksjonskostnader. Kapasitetene innen de fleste teknologier legges inn eksogent, men for fornybare energikilder utløses investeringen når prisen gjør det lønnsomt. I langsiktige analyser er tilbudskurven for vannkraft avhengig av historiske tilsigsdata fra 1970-1999.

ECON har ved hjelp av kraftmarkedsmodellen simulert virkningen av et samlet elsertifikatmarked for Norge og Sverige. Simuleringer er utført for årene 2006, 2008, 2012 og 2016, der sertifikatkravet øker lineært til to ambisjonsnivåer i Norge på henholdsvis 8 og 12 TWh innen år 2016. Det svenske sertifikatkravet er satt til gjeldende nivå for dagens svenske elsertifikatordning. Figur 3.1 viser elsertifikatprisene for de to ambisjonsnivåene, i tillegg til et scenario der Norge fortsetter som tidligere utenom en sertifikatordning, sett i forhold til årene fram til 2016. Elsertifikatprisen i Sverige vil nå pristaket på 30 øre/kWh dersom Norge ikke er inkludert i ordningen før år 2008 på grunn av at sertifikatkravet ikke oppnås. Derimot vil det få dramatiske konsekvenser for elsertifikatprisen dersom det blir et felles marked. Da vil prisen stabilisere seg på ca 15 øre/kWh fram til år 2012 for et lavt ambisjonsnivå i Norge, for deretter å falle mot år 2016. Et høyt norsk ambisjonsnivå vil føre til at elsertifikatprisen vil falle jevnt fra ca 18 til 12 øre/kWh fra 2008-2016. De fallende prisene kommer av at potensialet for ulike teknologier forventes å øke over tid. Det er også beregnet at et elsertifikatmarked kun vil ha marginal innvirkning på kraftprisen.

Simuleringene av modellen viser også at for begge ambisjonsnivåene vil Norge få en netto økning i produksjon av fornybar energi på ca 5 TWh, det vil si henholdsvis ca 13 og 17 TWh, med dertil lavere produksjon i Sverige i forhold til fastsatt ambisjonsnivå. Det vil si at

kraftbalansen for Sverige svekkes, men styrkes i Norge. Ved begge ambisjonsnivåer for Norge er det beregnet at det først vil bli bygd ut ca 1 000 MW kapasitet med vannkraft, før vindkraft og noe kraftvarmeproduksjon og energigjenvinning slår inn. Et samlet marked vil også føre til at svensk vindkraft nærmest blir lagt på is i følge beregningene til ECON. [60]



Figur 3.1 Elsertifikatpris ved ulike scenarier fra kraftmarkedsmodellen til ECON [60].

3.2 Normod-T

Normod-T er i likhet med modellen til ECON også en partiell likevektsmodell, men den er begrenset til å omfatte det nordiske kraftmarkedet. Denne modellen simulerer installert effekt, elektrisitetsproduksjon og priser basert på eksogent gitte etterspørselsprognoser og elastisiteter for fem forbrukssektorer i hvert land. Disse fem sektorene er kraftkrevende industri, treforedling, annen industri, tjenesteyting og husholdning. Beregnede verdier finnes ved at modellen maksimerer den sosiale nytten i systemet i forhold til både overføringsbeskrankninger mellom land og regioner og kapasitetsbegrensninger for ulike teknologier. Modellen er delt inn i 14 regioner, og multipliseres det med antall forbruksgrupper blir det totalt 60 grupper. Året er delt inn i de tre sesongene vinter, sommer og høst/vinter og hver sesong er delt inn i fire lastavsnitt, der topplast står for ca 10 % av tiden i en sesong. Det nordiske kraftmarkedet er beskrevet som et frikonkurransemarked, der prisen til enhver tid er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen med en enhet gitt en rekke fysiske begrensninger.

På tilbudssiden er en rekke teknologier definert i modellen, og tilbudet består av produksjon fra eksisterende verk samt eventuelt nye kraftanlegg. En utvidelse av produksjonskapasiteten vil finne sted når simulerte priser er høye nok til å dekke totalkostnaden ved en investering. Lignende resonnementer er gjort for å beregne en utvidelse av nettkapasitet mellom regioner. Grensekostnadskurvene for Norge og Sverige, med hensyn til fornybar energi, er hentet fra beregninger av potensial utført av henholdsvis NVE og Energimyndigheten. Disse grensekostnadskurvene er beregnet ut fra netto nåverdimetode, med en diskonteringsrente på

7 %, for ulike teknologier og kostnadsklasser. Det er dermed antatt at det innen år 2008 vil kunne bygges ut 7-8 TWh til en kostnad under 30 øre/kWh, mens potensialet i 2025 har vokst til 30 TWh til samme kostnad for Norge.

Den sertifikatberettigede mengden er i simuleringene antatt til å øke med 0,5 TWh pr år i perioden 2006-2024, det vil si samlet 19 TWh for Norge og Sverige. Tildelingsperioden for en produsent er satt til ti år. Resultatene viser at elsertifikatprisen vil starte på et nivå tilsvarende ca 9 øre/kWh, for deretter å stige opp mot 12-13 øre/kWh i år 2011 og holde seg der mot nedtrappingstidspunktet av elsertifikatordningen i år 2015. I tilfeller med kvotepriser for CO₂ vil elsertifikatprisen falle fra et nivå på ca 11 øre/kWh i år 2010 og ned mot 7-10 øre/kWh, avhengig av kvotepris, etter hvert som år 2015 nærmer seg. Sertifikatberettiget produksjonen for Norge og Sverige utover nivået i år 2006, er i år 2015 beregnet til å være henholdsvis 19 og 3 TWh. Det vil si en betydelig krafteksport fra Norge til Sverige. For Norge sin del er denne produksjonen fordelt på 6 TWh småskala vannkraft, 7 TWh vindkraft, 3,5 TWh fra samlet plan for vannkraft og ca 2,5 TWh fra energigjenvinning. I alle alternativene som er beregnet i Normod-T modellen vil kraftprisen falle med ca 1 øre/kWh innen år 2015 og ca 0,5-1 øre/kWh innen år 2024, som en følge av et samlet elsertifikatmarked. [1]

3.3 SAMPLAN

SAMPLAN er en versjon av samkjøringsmodellen som er bygget på stokastisk dual dynamisk programmering (SDDP) i stedet for stokastisk dynamisk programmering (SDP). Det betyr eksempelvis at SAMPLAN kan håndtere langt flere magasiner og regioner enn samkjøringsmodellen. Samkjøringsmodellen, og da SAMPLAN, kan ses på som markedssimulatorer, der de optimaliserer utnyttelsen av geografisk fordelte hydrotermiske system i forhold til samfunnsøkonomiske kriterier basert på tilbud og etterspørsel etter elektrisk kraft. Modellene gir videre innsikt i prisdannelser, energiøkonomi, energiflyt, miljøkonsekvenser og leveringskvalitet av kraft, både for lokale og nasjonale systemer. [17] Tidsoppløsningen for SAMPLAN er en uke, men denne kan igjen deles inn i ulike prisavsnitt. Disse prisavsnittene er høydag (25 timer), dag (89 timer), natt (40 timer) og natt/helg (14 timer) [12].

SDDP algoritmen dekomponerer nøstede flerstegsproblemer i tillegg til å foreta tilfeldige uttrekninger. For hver iterasjon foretas en foroversimulering og en bakoverrekursjon. Det vil si at driftsstrategien pr uke framkommer av foroversimuleringen, mens framtidig inntektsfunksjon dannes av bakoverrekursjonen. [12]

Modellert usikkerhet innbefatter vannkraftproduksjon, temperaturavhengig forbruk og vindkraftproduksjon. Termisk energi er representert ved kapasitet og marginale kostnader som funksjoner av tid, og overføringskapasitet ved tap og flaskehals i systemet. Elsertifikatmarkedet er modellert etter det svenske systemet, men SAMPLAN kan enkelt omgjøres til å inkludere et felles skandinavisk marked. Elsertifikater er praktisk implementert i modellen som et sertifikatlager, der sertifiserbar produksjon fyller på lageret mens kvotepliktig forbruk tapper lageret. Ekstrafylling av lageret muliggjøres på oppgjørstidspunktet. Elsertifikatprisen beregnes dermed som marginalverdien av sertifikatlageret.

SAMPLAN modellen er testet på det nordiske elektrisitetsmarkedet for ulike implementeringer av et svensk elsertifikatmarked. Modellsimuleringer er utført for 70

forskjellige scenarier med hensyn til vind- og vannkraftproduksjon og temperatur, basert på historiske data mellom 1931-2000. Resultater fra simuleringen av en referansebane viser at gjennomsnittlig elsertifikatpris for Sverige i år 2003 er lik 242 NOK/MWh. Denne prisen er lik "straffepris", det vil si gjennomsnittlig pris multiplisert med 1,5 for alle simulerte scenarier, og betyr at etterspørselen er større enn produksjonen for første gjeldende år for elsertifikatordningen. For år 2004 er prisene ulike for de forskjellige scenarioene, men gjennomsnittet er fortsatt ca 242 NOK/MWh. Dette utfallet er som forventet ut fra "straffepris" og prisnivå for elsertifikater på oppgjørstidspunktet. Nivået på sertifikatlageret, som viser den akkumulerte balansen mellom forbruk og produksjon, viser ved slutten av år 2003 en betydelig økning. Dette kan ses på som at aktørene i markedet velger å betale "straffeprisen" for å spare elsertifikatene til senere bruk, noe som også faktisk skjedde i det svenske markedet på dette tidspunktet. [17]

Hovedfordelen med denne modellen er at elsertifikatprisen er gitt av balansen på sertifikatlageret, og ikke av en årlig likevekt. Dermed tar modellen hensyn til at aktørene i markedet kan lagre elsertifikater i påvente av høyere pris. Ulempen med modellen er at investeringer i ny fornybar energi ikke er gitt endogent, men at alle kapasiteter er inputverdier ved slutten av en simuleringsperiode. I tillegg må straffeprisen spesifiseres av brukeren, noe som gjør at modellen blir svært usikker på lang sikt. [17]

3.4 MARKAL

MARKAL er en dynamisk lineærprogrammeringsmodell utviklet på midten av 1970-tallet for analyse av det tekniske energisystemet. Siden den gang er modellen kontinuerlig forbedret og er i dag et av verdens mest anvendte dataverktøy innen energisystemanalyse. Modellen beregner den mest kostnadseffektive utviklingen av et energisystem, fordelt på regioner, sektorer, tidsperspektiv og kvalitet, ut fra prognoser for ulike faktorer i systemets omverden samt bestemte grensebetingelser. Anvendelsesområder for MARKAL kan grovt sett deles inn i analyser av nyinvesteringer, import/eksport av elektrisitet, sammenheng mellom ulike deler av energisystemet, utnyttelse av ulike teknologier, utvikling av systemet ved gitte utslippsrestriksjoner, virkning av skatteomlegging, innføring av et elsertifikatmarked osv.

Etterspørselsfunksjonen er representert som en deterministisk projeksjon av etterspørsel for ulike sektorer som husholdning, servicesektor, industri, transport etc. Det må dermed utføres omfattende undersøkelser innenfor både disse sektorene og makroøkonomiske faktorer for å kunne danne et realistisk bilde på framtidig utvikling.

Tilbudskurven i modellen omfatter alle eksisterende anlegg samt nye teknologier for produksjon, omdanning og distribusjon av energi. Grensebetingelsene omfatter blant annet kapasitet og potensial for utbygging av teknologier, overføringskapasitet mellom regioner og land samt utslippsbegrensninger. [71]

Det er ingen eksplisitt representasjon av kraftmarkedet eller elsertifikatmarkedet i modellen, men prisene, det vil si marginalkostnadene, kan finnes ut fra dualvariablene til restriksjonene i lineærprogrammeringsalgoritmen. [2]

Energimyndigheten i Sverige har på oppdrag fra den svenske regjeringen utført en analyse av konsekvensene av et utvidet elsertifikatmarked, og i den sammenheng blant annet benyttet MARKAL-Nordic modellen. Ambisjonsnivåene for produksjon av fornybar elektrisitet er i denne analysen satt i forhold til det enkelte lands forutsetninger fram til år 2015. Denne

tidshorisonten er ansett som et minstemål i forhold til å gi incentiver til nye investeringer. Det antas også et lavt og et høyt samlet ambisjonsnivå for Norge og Sverige på henholdsvis 31 og 41 TWh. Nivået i Sverige er satt til konstant 21 TWh i år 2015 inklusiv dagens produksjon, og dermed henholdsvis 10 og 20 TWh for Norge. Tilbudskurvene for elsertifikatpris framkommer som differansen mellom marginalkostnaden for prisstyrende teknologi minus kraftpris, og kurvene er en funksjon av diskonteringsrente og kostnader. For et lavt samlet ambisjonsnivå er elsertifikatprisen beregnet til mellom 90 og 180 SEK/MWh avhengig av avkastningskrav, mens prisen ved et høyt ambisjonsnivå er beregnet til ca 140-240 SEK/MWh. Et samlet ambisjonsnivå som overstiger ca 45 TWh vil føre til en betydelig brattere priskurve. [81]

Generelt viser analysen at ved et lavt samlet ambisjonsnivå målt i TWh vil Norge produsere mer enn hva den nasjonale kvoten skulle tilsi, og dermed bli en nettoeksportør av elsertifikater. I dette scenarioet er det framfor alt den rimeligere norske vindkraften som blir utbygd på bekostning av dyrere svensk offshore vindkraft. Ved et høyt samlet ambisjonsnivå vil mest sannsynlig det motsatte skje, der Sverige vil bli nettoeksportør på grunn av store mengder biokraftvarme og vindkraft som kan konkurrere med den norske. Uansett scenario vil elsertifikatprisen bli lavere for Sveriges del ved et samlet elsertifikatmarked enn ved et separat marked som det er pr i dag. Hvordan kraftprisen påvirkes av et samlet elsertifikatmarked er ikke kvantifisert ut fra modellberegningene, men det antas at kraftprisen reduseres tilnærmet like mye som det sluttbrukerne blir belastet for som en følge av et elsertifikatmarked. Det som er sikkert er at det kan bli et komplekst samspill mellom markedene for kraftpris, elsertifikatpris og kvotepris for utslipp av CO₂. [81]

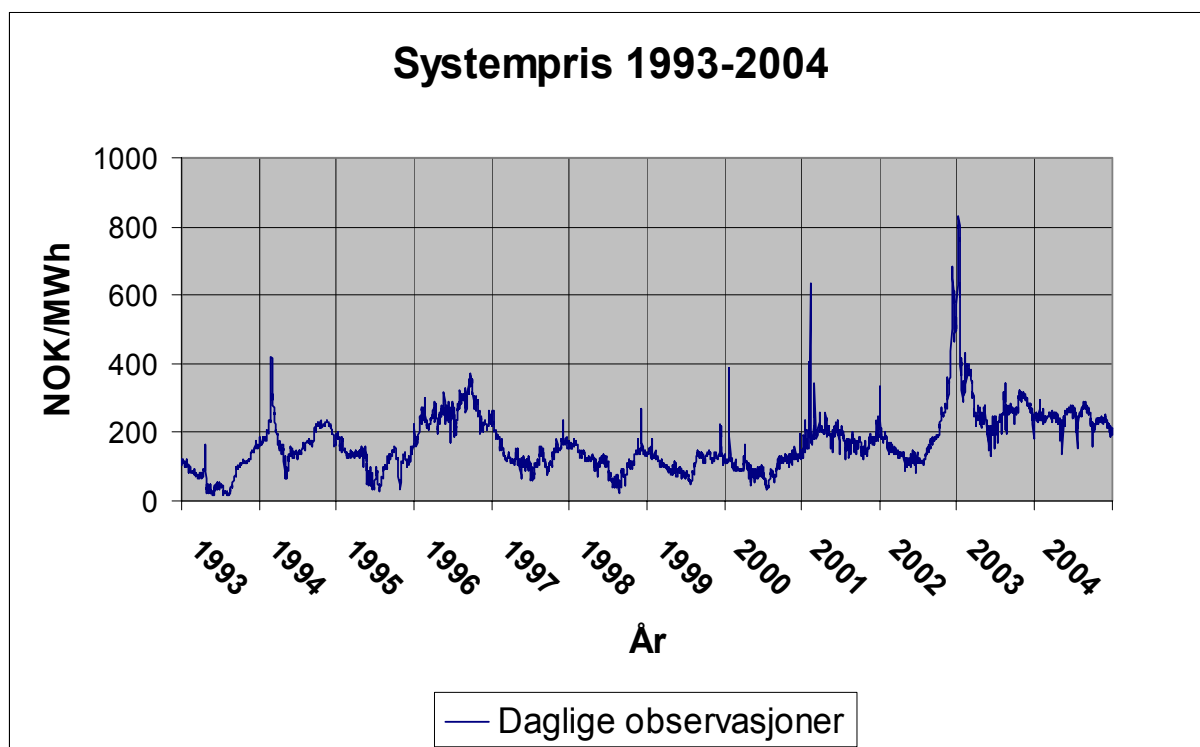
4 Elektrisitetspris og marked

Prisen på elektrisitet har en rekke egenskaper, så første del av dette kapitlet beskriver disse nærmere. I tillegg vil det nordiske markedet, Nord Pool, for handel av elektrisitet og elsertifikater for det svenske markedet bli beskrevet i andre og siste del.

4.1 Egenskaper for elektrisitetspris

4.1.1 Lagrings- og transportegenskap

Elektrisitet er et produkt som det ikke er økonomisk lønnsomt å lagre, slik som eksempelvis olje og kull, så produksjon og forbruk må skje samtidig. Det vil si at det til en hver tid er forbruket som bestemmer hvor mye som skal produseres. I tillegg er det begrensninger forbundet med hvor mye elektrisitet som kan overføres mellom ulike geografiske områder på grunn av overføringskapasitet i nettet. Både lagrings- og transportbegrensningen gjør at elektrisitet levert på forskjellige tidspunkter og steder, kan sies å være ulike produkter. Dette gjør at prisen på elektrisitet kan variere betydelig over en dag eller et år og fra region til region, samt at forward- og futureskontrakter ikke kan prises ved å benytte arbitrasjeargumenter [14]. En modell som "Cost of Carry" vil derfor ikke være egnet til å prise forwardkontrakter, siden den sier at forskjellen mellom spotpris og forwardpris er gitt av følgende elementer; tapte renter på å lagre varer, lagringskostnader og verdien ved å ha varer på lager i gitte situasjoner [16]. Forward- og futurespriser er derfor et resultat av tilbud og etterspørsel etter prissikring samt spekulasjon [9].

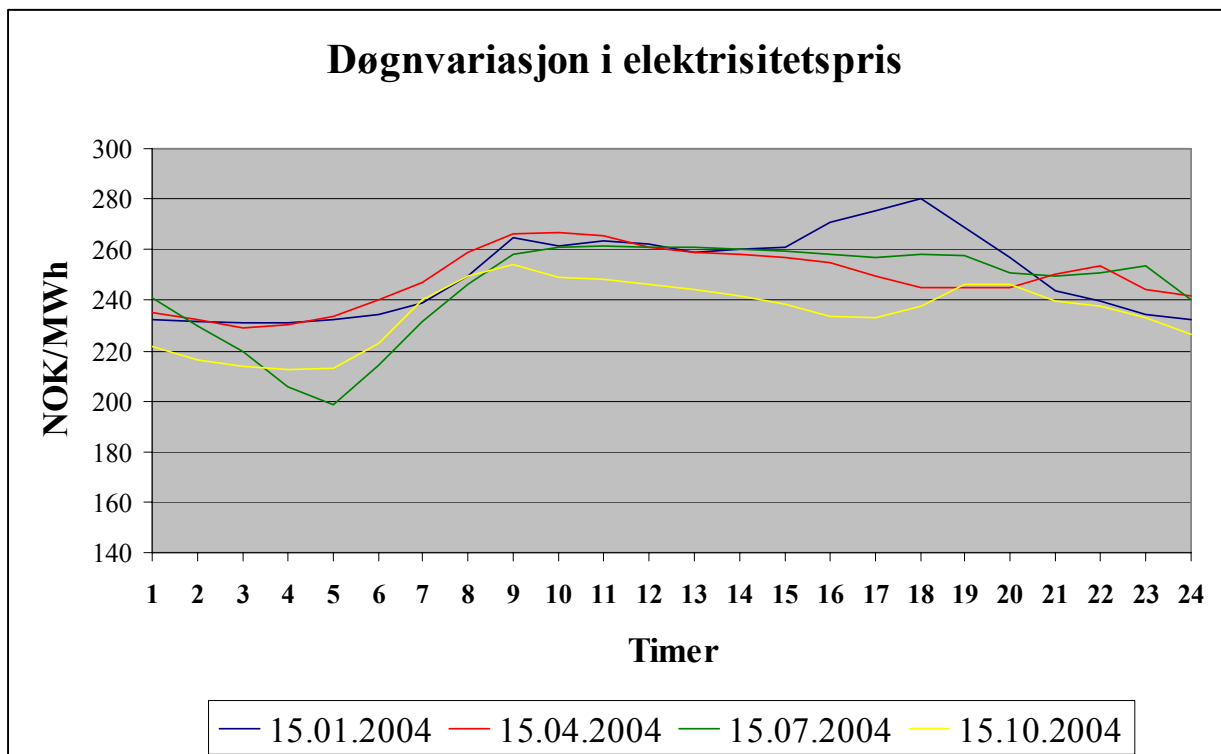


Figur 4.1 Systempris fra 1993-2004 [56].

4.1.2 Sesong- og døgnvariasjon

En viktig karakteristikk av elektrisitetsprisene i figur 4.1 er tendensen til sesongvariasjoner gjennom året, noe som kan forklares av fundamentale krefter på både tilbuds- og etterspørselssiden i markedet. Tilbudssiden er veldig avhengig av tilsiget til vannmagasinene hos produsentene, som hovedsakelig fylles opp i løpet av våren og sommeren under snøsmeltingen, siden Norge og til dels Sverige hovedsakelig er basert på elektrisitet fra vannkraft. Når det gjelder etterspørselssiden er behovet for elektrisitet størst på vinterstid, der det økte forbruket går til oppvarming og lys. Denne kombinasjonen av lavt tilsig og høy etterspørsel om vinteren sammen med høyt tilsig og lav etterspørsel om sommeren, fører til sesongvariasjon i pris. Sesongvariasjoner i pris er positivt for en vindkraftprodusent, siden vindressursen er større om vinteren enn om sommeren og når kraftprisen generelt er høyest.

Elektrisitetsprisen varierer også betydelig gjennom døgnet, som en kan se av figur 4.2, der den oftest består av to topper. Den første oppstår om morgenen mellom klokken 08-10, og den andre inntreffer på ettermiddagen omkring klokken 18-20. Ellers er prisene lavere på natten enn på dagtid.



Figur 4.2 Døgnvariasjon i elektrisitetspris [56].

4.1.3 Likevektsnivå

I likhet med prisen for en del andre handelsvarer kan også elektrisitetsprisen sies å ha en tendens til revertere tilbake til en likevektspris [18]. Dette tilsier at på lang sikt vil prisen nærme seg et mer ”normalt nivå”, mens den på kort sikt kan fluktuere betydelig. Grunnen til dette er at ved et høyt prisnivå så vil produksjon med høy kostnad entre markedet slik at tilbudet økes og prisen presses ned. En motsvarende effekt inntreffer når prisen er lav og produksjon med høyest kostnad trekker seg. Når tilbudet da reduseres kan dette føre til at prisen presse oppover dersom etterspørselen øker. Eksempler på kraftprispåvirkning er nedleggelsen av kjernekraftverket Barsebeck i Sverige, at høy kullpris fører til økt etterspørsel

etter elektrisitet, utbygging av gasskraft i Norge osv. Den kortsiktige variasjonen i kraftprisen kan dermed være betydelig siden det tar tid å eksempelvis øke tilbudet på grunn av konsesjonsbehandling og utbyggingstid.

4.1.4 Prisstatistikk

Ekstrempriser er et hyppig fenomen for elektrisitetsprisen. Ved å beregne kurtosis, som sier noe om spissheten til fordelingen, for spotprisen fra Nord Pool fra 1.1.1993 og fram til 31.12.2004 blir verdien 11,16. Dette er atskillig høyere enn verdien på 3,54 som Lucia og Schwartz beregnet for data fra 1.1.1993 til 31.12.1999 [14]. En normalfordeling antar en kurtosis med verdi lik 3, slik at elektrisitetsprisen dermed har utviklet seg i retning av at sannsynligheten for høye priser opptrer langt oftere enn ved normalitet. Dette skyldes i stor grad de høye spotprisene omkring årsskiftet 2003/2004. Fra det nyeste datasettet er det også målt en skjevhet i fordelingen for spotpris på 1,82 mot 0,76 fra dataene til Lucia og Schwartz, noe som tilsier at sannsynligheten for høye priser kontra lave har økt. Årsaker til ekstrempriser kan være at produksjonsanlegg er nede for en periode, bortfall av overføringskapasitet, mye/lite nedbør osv.

Sammenlignet med priser for andre energiprodukter er volatiliteten, eller standardavviket, veldig høy for prisen på elektrisitet [14]. Ved å beregne standardavviket til den daglige endringen i logaritmen til spotprisen fra samme tidsintervall som for kurtosis og skjevhet, blir verdien 0,102 mot 0,099 målt av Lucia og Schwartz. Det betyr at årlig volatilitet har økt fra et gjennomsnitt på 189 % til 195 % ettersom nyere og mer data har tilkommet.

4.2 Nord Pool

Etter innføring av energiloven i 1991 har den norske elektrisitetsforsyningen i større grad blitt preget av ordinær forretningsdrift. For å oppnå en bedre balanse mellom produksjonskapasitet og etterspørsel, samt å øke effektiviteten i elektrisitetsforsyningen, har kraftprodusentenes rolle endret seg fra å måtte sikre kraftforsyning for et bestemt område til å bli profittmaksimerende foretak. Denne dereguleringen av markedet førte også til at Nord Pool ble opprettet i 1991 (det het Statnett Marked AS de to første årene), som en kraftbørs for Norge. Etter hvert har Nord Pool utviklet seg til å bli en multinasjonal handelsplass for elektrisitet, der Sverige, Finland og Danmark har sluttet seg til. Nord Pool ASA som det nå heter, er eid av Statnett SF i Norge (50 %) og Svenska Kraftnät i Sverige (50 %) [35].

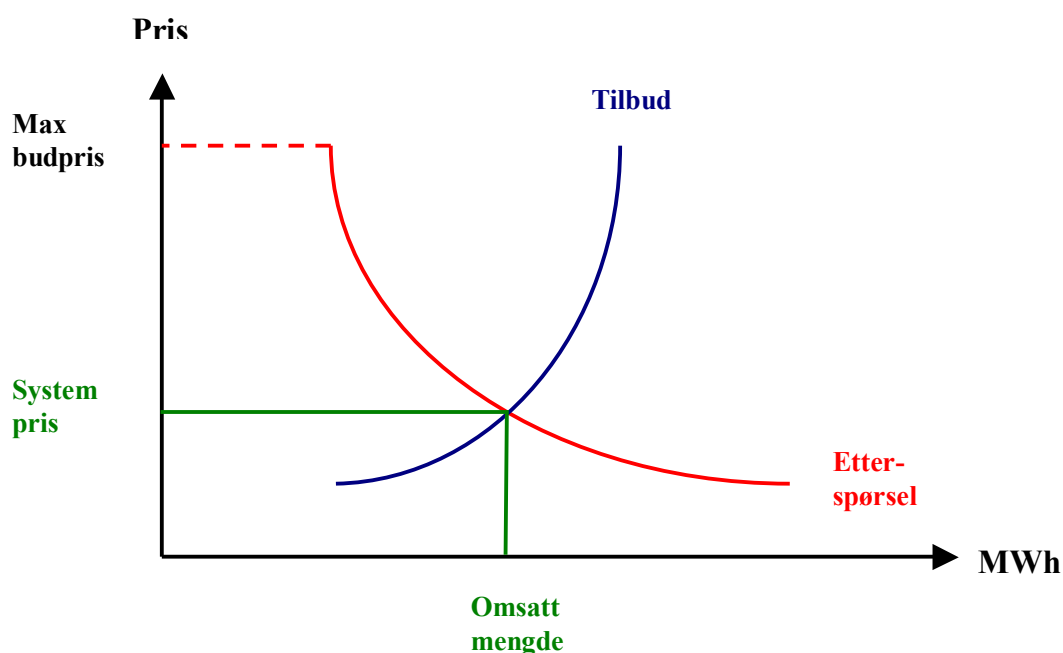
Kjerneaktivitetene til Nord Pool er å tilby en prisreferanse til kraftmarkedet, være operatør for et spotmarked og et organisert marked for finansielle produkter som forward- og futureskontrakter og opsjoner, være en nøytral og pålitelig kontraktsmotpart for markedsdeltagere, rapportere alle leveranser av energi som er handlet og til slutt benytte spotprismarkedets mekanismer til å optimalisere produksjon i forhold til nettkapasitet. [70]

4.2.1 Fysiske kontrakter

På elspotmarkedet handles det elektrisitetskontrakter for fysisk levering av elektrisitet for neste dag. Handelen er basert på auksjonsprinsippet, der det legges inn bud for både kjøp og salg av kontrakter for hver time i det kommende døgnet. Når tidsfristen for å legge inn bud er ute, samles alle ordrene slik at det dannes aggregerte tilbuds- og etterspørselskurver for hver time. Der de to kurvene krysser hverandre dannes spotprisen, eller systemprisen som den også kalles (se figur 4.3). For å hindre flaskehals i overføringsnettet, både internt i Norge og

mellom de nordiske landene, er det lagt opp til et system med områdepriser. Dette innebærer at hvis samlet etterspørsel etter elektrisitet for et definert område overstiger nettkapasitet, vil prisen for dette området bli høyere enn systemprisen [70].

Elbasmarkedet tilbyr kontinuerlig handel for fysisk levering av elektrisitet 24 timer i døgnet, basert på timeskontrakter som kan handles inntil en time før levering. I dag er dette markedet tilgjengelig for Sverige, Finland og østlige deler av Danmark.



Figur 4.3 Priskryss ved dannelsen av systempris.

4.2.2 Finansielle kontrakter

Det finansielle markedet for prissikring og risikostyring består av kontrakter for futures, forwards, opsjoner og contracts for difference. Ved å handle disse kontraktene kan markedsdeltagere sikre kjøps- og salgspris for en tidshorison opptil fire år fram i tid. Disse kontraktene er standardiserte produkter med finansielt oppgjør, slik at de ikke innebærer noen form for fysisk levering av elektrisitet. I år 2003 ble omsatt volum av denne type kontrakter totalt på 545 TWh.

Futures- og forwardkontrakter er avtaler om finansielt oppgjør for en bestemt mengde energi til en gitt pris over kontraktens leveringstidsrom. Hvis man for eksempel har inngått en kontrakt for en bestemt måned, vil oppgjøret man mottar beregnes som differansen mellom systempris og kontraktspris i den aktuelle måneden. For en futureskontrakt skjer oppgjøret daglig, mens oppgjøret for en forwardkontrakt skjer på leveringstidspunktet.

Futureskontrakter består av standardiserte dag og ukeskontrakter, der ukeskontraktene er notert som kontinuerlige sykluser på åtte uker. Forwardkontraktene består av måned, kvartal, sesong og årskontrakter. Månedskontraktene er notert som kontinuerlige sykluser på seks måneder, mens sesongkontrakter (vinter 1, sommer og vinter 2) er i ferd med å bli faset ut til fordel for kvartalskontrakter [70].

Opsjoner ble introdusert som et produkt i år 1999 og er et viktig instrument kombinert med futures- og forwardposisjoner for å styre risiko. En opsjon er en rett, men ikke en plikt, til å kjøpe/selge underliggende, eksempelvis en forwardkontrakt, til en forhåndsbestemt pris. Type opsjon som kan handles på Nord Pool er europeisk, noe som betyr at innløsning kun kan skje på kontraktsfestet innløsningsdato.

Contracts of difference er et relativt nytt produkt ved Nord Pool, og er en forwardkontrakt som gjør at man kan sikre seg i forhold differansen mellom områdepris og systempris.

4.2.3 OTC markedet (Over The Counter)

Dette markedet inkluderer alle kontrakter som inngås for kjøp/salg av elektrisitet utenom Nord Pool. Disse kontraktene kan være av samme type som de som handles ved Nord Pool, men de kan også være mer skreddersydd for to parter i markedet. Når en slik type kontrakt blir registrert for clearing, tar Nord Pool på seg kredittrisikoen for kontraktsinngåelsen. Det vil si at Nord Pool Clearing garanterer at kontraktspartene får oppgjøret sitt, selv om den ene ikke kan møte sine forpliktelser. [70]

Elsertifikatmarkedet

Nord Pool introduserte i mars 2004 handel med svenske elsertifikater, men handelen har til nå vært begrenset. Svenske myndigheter vurderer å justere parametere med betydning for handelen, samtidig som Nord Pool i løpet av 2005 vil introdusere forwardkontrakter på elsertifikater for det svenske markedet [69].

5 Prismodeller

Dette kapittelet omhandler hovedsakelig prismodellering av elektrisitet og elsertifikater, noe som er første skritt i både nåverdianalyse og realopsjonsanalyse. Første del beskriver de ulike stokastiske prosessene som er benyttet i analysen, og deretter kommer en grundig gjennomgang av prismodellering og parameterestimering.

5.1 Stokastiske prosesser

En stokastisk prosess er en variabel som utvikler seg tilfeldig over tid, og eksempler på dette er temperatur og aksjepris. Hovedforskjellen på de to eksemplene er at forventningen til temperatur første uke i juli vil være den samme for dette året som for framtidige år (stasjonær prosess), mens aksjeprisen kan vokse uten grenser og variansen vil øke med tiden (ikke stasjonær prosess). Stokastiske prosesser kan modelleres både diskret og kontinuerlig, og mange av de har egenskaper som gjør at sannsynlighetsfordelingen for x_{t+1} kun avhenger av x_t . Sistnevnte egenskap kalles ”Markov-egenskap”, og betyr at det som hendte før tidspunkt t er irrelevant for den framtidig prisen når en kjenner x_t . Denne egenskapen er viktig i den forstand at analyser av stokastiske prosesser kan forenkles betydelig. [8]

5.1.1 Wiener-prosess

En bestemt type Markov-prosess kalles Wiener-prosess (eller brownsk bevegelse), og er hovedsakelig benyttet til å beskrive partikkelkollisjon innen fysikk [23]. Dette er en kontinuerlig stokastisk prosess med tre viktige egenskaper: [8]

1. Det er en Markov-prosess, der sannsynlighetsfordelingen for alle framtidige verdier generert av prosessen avhenger kun av siste verdi. Betydningen av denne egenskapen er at en trenger kun siste verdi fra prosessen for å utarbeide en prognose for framtidig verdi.
2. Sammenhengen mellom endring i Wiener-prosess Δz og endring i tid Δt uttrykkes som ligning (1):

$$\Delta z = \varepsilon_t \cdot \sqrt{\Delta t} \tag{1}$$

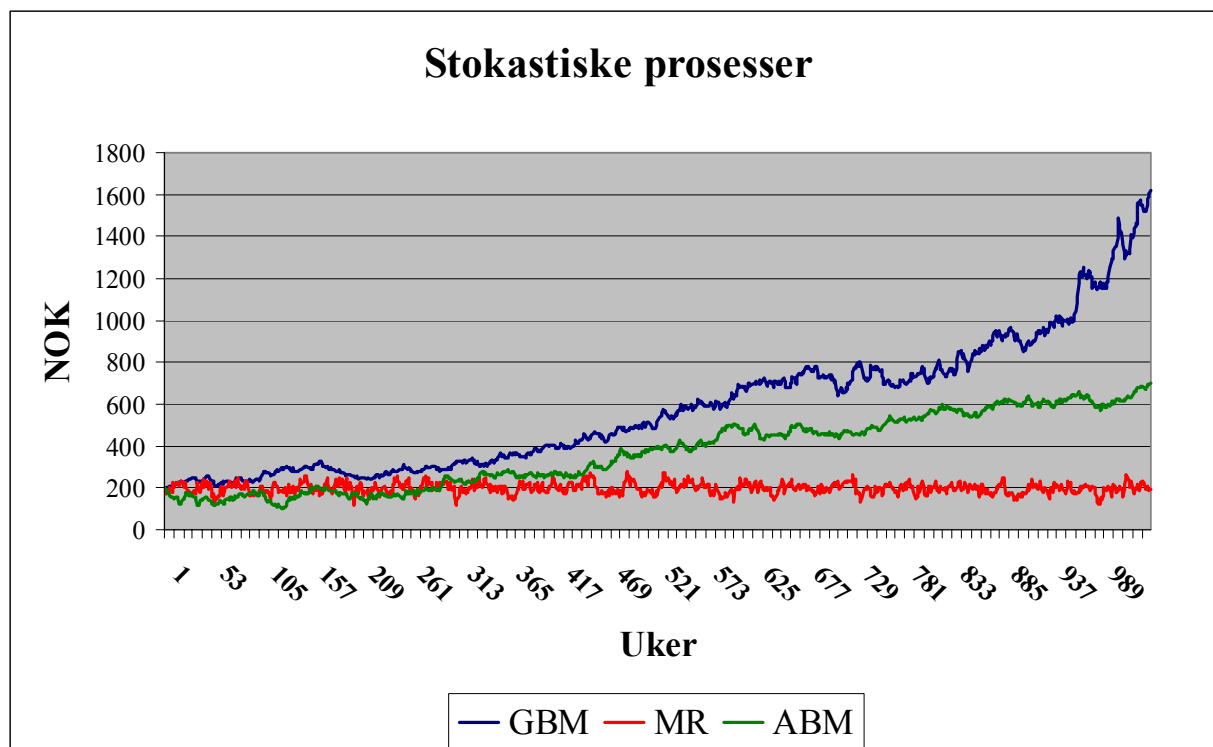
ε_t er en normalfordelt tilfeldig variabel med forventningsverdi lik null og standardavvik lik en, noe som gjør at endring i prosessen over en tidsperiode er normalfordelt med en varians som øker lineært med tidsintervallet.

3. De samme tilfeldige variablene er ukorrelerte, det vil si at verdien av Δz for to ulike tidsintervaller er uavhengige.

Det er ikke realistisk å anta at prisendringer for en aksje eller handelsvare er normalfordelt siden det gir rom for at prisen kan bli negativ. I stedet antas det at prisendringer er lognormalfordelt, slik at det er endringer i logaritmen av prisen som er normalfordelt. En Wiener-prosess i seg selv er forholdsvis restriktiv, men den benyttes oftest som element i mer komplekse prosesser.

I denne oppgaven er det benyttet tre ulike Wiener-prosesser for å beskrive prisutviklingen for elektrisitet og elsertifikater. Disse prosessene er aritmetisk brownsk bevegelse (ABM), geometrisk brownsk bevegelse (GBM) og mean-reverting (MR), og eksempler på stier fra

disse prosessene er vist i figur 5.1. En ABM prosess beskriver den reelle prisendringen, og med positiv drift vil den øke jevnt og trutt ettersom tiden går som vist i figuren nedenfor. Derimot vil en GBM prosess beskrive prisendringen som en andel av pris, og med positiv drift vil den eksponentielle økningen føre til et svært høyt prisnivå på sikt. MR prosessen vil i motsetning til de to andre prosessene tendere til å revertere tilbake til et likevektsnivå, og en ser av figur 5.1 at prisen hele tiden ligger nærme 200 NOK.



Figur 5.1 Stokastiske prosesser.

5.1.2 Aritmetisk Brownsk Bevegelse (ABM)

Den enkleste videreføringen av en Wiener-prosessen er en brownsk bevegelse med et driftsledd, også kalt ABM:

$$dx = \alpha \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad (2)$$

I ligning (2) er endring i pris beskrevet med dx , α som driftsparameter, σ som standardavvik og dz som inkrementet av Wiener-prosessen som er normalfordelt med forventningsverdi lik null og standardavvik lik en. Over et tidsintervall dt er dx normalfordelt med forventningsverdi gitt av ligning (3) og varians gitt av ligning (4):

$$E(\Delta x) = \alpha \cdot \Delta t \quad (3)$$

$$V(\Delta x) = \sigma^2 \cdot \Delta t \quad (4)$$

Av de to ligningene ovenfor kan det ses at på lang sikt er det driftparameteren som dominerer utviklingen av en brownsk bevegelse, mens det på kort sikt er volatiliteten som dominerer. Dette kommer av at på lang sikt vil t bli betydelig større enn kvadratroten av t , mens det motsatte gjelder på kort sikt. [8]

5.1.3 Geometrisk Brownsk Bevegelse (GBM)

Wiener-prosessen kan også utvides til en geometrisk brownsk bevegelse med driftsledd. Dette er kanskje den mest brukte stokastiske prosessen innen finanst teori, og den kan uttrykkes på denne måten:

$$dx = \alpha \cdot x \cdot dt + \sigma \cdot x \cdot dz \quad (5)$$

For en GBM er det den prosentvise endringen av x som er normalfordelt, og ikke den absolutte endringen som for en ABM. Absolutt endring, Δx , for en GBM er derimot lognormalfordelt. Forventet verdi og varians av $x(t)$ er gitt av henholdsvis ligning (6) og (7):

$$E[x(t)] = x_0 \cdot e^{\alpha t} \quad (6)$$

$$V[x(t)] = x_0^2 \cdot e^{2\alpha t} (e^{\sigma^2 t} - 1) \quad (7)$$

Fra de to ligningene ovenfor ser en at forventningsverdien øker eksponentialt med tiden, og at variansen øker med økende verdi for x . [8]

5.1.4 Mean-Reverting prosess (MR)

Brownske bevegelser med drift kan drive langt vekk fra startpunktet, noe som kanskje ikke er realistisk for alle typer økonomiske variabler. For eksempel kan prisen på en handelsvare fluktuere mye på kort sikt, men på lang sikt vil prisnivået nærme seg marginal produksjonskostnad. Dette kan modelleres ved hjelp av en MR prosess (også kalt Ornstein-Uhlenbeck prosess):

$$dx = \kappa \cdot (x^* - x) \cdot dt + \sigma \cdot dz \quad (8)$$

κ i ligning (8) sier noe om hvor raskt prosessen reverterer tilbake til et "normalt nivå", som betegnes som x^* . For eksempel hvis x er større enn x^* på et tidspunkt så er sannsynligheten stor for at x reduseres over neste tidsintervall. Forventningsverdi og varians for x , gitt x_0 , kan uttrykkes ved henholdsvis ligning (9) og (10):

$$E[x_t] = x^* + (x_0 - x^*) \cdot e^{-\kappa t} \quad (9)$$

$$V[x_t - x^*] = \frac{\sigma^2}{2 \cdot \kappa} (1 - e^{-2\kappa t}) \quad (10)$$

Av ligning (9) ser en at etter hvert som t øker vil forventningsverdien konvergere mot x^* , og når κ går mot null vil MR prosessen i ligning (8) kollapse til en enkel brownsk bevegelse.

5.2 Prismodell for elektrisitet

I en prismodell er målet å reflektere markedets egenskaper, og det tvinger fram fundamentale antagelser om markedsplassen, underliggende drivkrefter for prisen og ikke minst produktet som prisen skal modelleres for. To helt ulike fundamentale antagelser kan eksempelvis være at elektrisitetsprisen er relatert til priser på olje og kull, eller at elektrisitetsprisen tenderer til å

revertere mot en likevektspris. Disse to forskjellige fundamentale innfallsvinklene vil mest sannsynlig resultere i ulike modeller og resultater. [18]

5.2.1 Tofaktormodell

Lucia og Schwartz har utviklet flere modeller for prising av elektrisitet, både enfaktor- og tofaktormodeller som er basert på prisdynamikken for spotprisen [14]. Enfaktor modeller har som navnet tilsier en stokastisk variabel, mens en tofaktormodell har to stokastiske variabler. Det er i denne oppgaven valgt å benytte en tofaktormodell, der prisen på kort sikt modelleres som en MR prosess, den langsiktige driften av prisen modelleres som en ABM prosess og hvor sesongvariasjon antas som et deterministisk cosinusledd. Begrunnelsen for dette valget er at en tofaktormodell viser seg å beskrive prisdynamikken på en bedre måte enn for eksempel en enfaktormodell. Dette kommer blant annet av at en enfaktormodell tilsier at endringer i spotpris og forwardpris er perfekt korrelert, noe som strider mot historiske data. Prismodellen uttrykkes på denne måten: [14]

$$P_t = f(t_0, T) + X_t + \varepsilon_t \quad (11)$$

- $\mathbf{f}(t_0, T)$ beskriver sesongvariasjon i elektrisitetsprisen.
- \mathbf{X}_t er tilstandsvariabel for den kortsiktige prispåvirkningen.
- ε_t er tilstandsvariabel for den langsiktige driften i prisen.

De risikojusterte (risikonøytrale) prisprosessene for de to faktorene kan beskrives slik:

$$dX_t = \kappa \cdot (\alpha^* - X_t) \cdot dt + \sigma_X \cdot dZ_X^* \quad (12)$$

$$d\varepsilon_t = \mu_\varepsilon^* \cdot dt + \sigma_\varepsilon \cdot dZ_\varepsilon^* \quad (13)$$

$$dZ_X^* \cdot dZ_\varepsilon^* = \rho \cdot dt \quad (14)$$

- $d\mathbf{X}_t$ er den risikonøytrale prisprosess for endringer i den kortsiktige prispåvirkningen, modellert som en MR prosess.
- $d\varepsilon_t$ er den risikonøytrale prisprosess for endringer i den langsiktige prispåvirkningen, modellert som en ABM prosess.
- ρ er korrelasjonsfaktor for de to risikonøytrale Wiener-prosessene.
- σ_X og σ_ε er standardavvik for henholdsvis kortsiktig og langsiktig prispåvirkning.

Ut fra risikonøytrale forventninger til de to prisprosessene, i tillegg til sesongvariasjon, kan det vises at forwardpriser kan uttrykkes på denne måten:

$$F_0(P_0, T) = E_0^*(P_T) = f(t_0, T) + e^{-\kappa \cdot T} \cdot X_0 + \varepsilon_0 + (1 - e^{-\kappa \cdot T}) \cdot \alpha^* + \mu_\varepsilon^* \cdot T \quad (15)$$

- \mathbf{X}_0 er verdi på tilstandsvariabel for den kortsiktige prispåvirkningen ved tidspunkt null.
- ε_0 er verdi på tilstandsvariabel for den langsiktige prisdriften ved tidspunkt null.
- T er antall tidsenheter til levering av elektrisitet.
- κ er hastigheten som prosessen reverterer tilbake til et ”normalt nivå”.
- α^* er risikonøytral verdi som tilstandsvariabelen X tenderer å revertere mot.
- μ^* er risikonøytral forventet langsiktig drift i elektrisitetsprisen.

Sesongvariasjon i elektrisitetspris

For å implementere tofaktormodellen beskrevet ovenfor, er det nødvendig å spesifisere den deterministiske sesongvariasjonsfunksjonen. Det finnes mange muligheter til å modellere denne egenskapen, men her velges det en cosinusfunksjon som også er benyttet i modellene til Lucia og Schwartz [14]. Begrunnelsen for bruk av en cosinusfunksjon relateres til den tydelige sesongvariasjonen i historiske data for elektrisitetspriser i figur 4.1, der topp- og bunnpunkt for årlig pris inntreffer i et periodisk mønster år etter år.

$$f(t_0, T) = \alpha + \gamma \cdot \cos\left((T + t_0 + \tau) \cdot \frac{2 \cdot \pi}{52}\right) \quad (16)$$

- $\cos()$ er cosinusfunksjonen målt i radianer.
- t_0 er den uken en står i.
- T er tidspunktet en ønsker å finne funksjonsverdien for, i dette tilfellet er tiden oppdelt i uker.
- α er en modellkonstant, det vil si verdien på likevektslinjen som cosinusfunksjonen svinger om.
- γ er amplituden til cosinusleddet. Amplituden multiplisert med to tilsier hvor mye prisdifferansen mellom topp og bunn forventes å være gjennom året.
- τ er faseforskyvningen, det vil si at cosinusfunksjonens høyeste verdi tilpasser seg det tidspunktet på året hvor prisen er høyest.

Tofaktormodellen er benyttet på ukebasis, slik at tallet 52 i cosinusfunksjonen framkommer ved at enhetssirkelen må deles opp i like mange andeler som uker i året. Siden $f(t)$ er deterministisk betyr det at alle parametrene i funksjonen er konstante. I artikkelen til Lucia og Schwartz inkluderer sesongvariasjonsfunksjonen også en dummyvariabel for å beskrive variasjon i pris for arbeids- og helgedager, men denne variabelen er utelatt her pga at modellen er delt opp i uker og ikke dager.

5.3 Prismodell for elsertifikater

For prismodellering av elsertifikater er det valgt å benytte en geometrisk brownsk bevegelse (GBM) for å beskrive prisdynamikken. Modellen er identisk med den som er beskrevet under kapittel 5.1.3, og kan uttrykkes på denne måten:

$$dP_{ES} = \lambda \cdot P_{ES} \cdot dt + \sigma_{ES} \cdot P_{ES} \cdot dz_{ES} \quad (17)$$

- P_{ES} er elsertifikatpris.
- λ er driftsleddet i prisprosessen.
- σ_{ES} er volatiliteten til prisprosessen.

5.4 Parameterestimering av prismodell for elektrisitet

I ligningene (15) og (16) er det seks parametere som må estimeres. Dette gjøres ved å tilpasse prismodellen til historiske prisdata for elektrisitet fra Nord Pool. Det finnes ulike teknikker for parameterestimering, og de mest vanlige er:

- **Kalman-filter:** Denne metoden består av et sett av matematiske ligninger som utfører en rekursiv prosess gjennom datasettet for å estimere optimale modellparametere. For hver tilstand blir den optimale løsningen estimert ut fra dataene akkumulert opptil siste tilstand [26].
- **Maximum likelihood metode:** Denne teknikken går ut på å finne den mest sannsynlige kombinasjonen av parametere, oftest utført ved optimering, slik at modellen best mulig reflekterer verdiene i datasettet.

Kalman-filter teknikker er forholdsvis komplekse, og har begrensninger når det gjelder å gå gjennom datasett med ulike tidsintervaller. Skal denne metoden benyttes, eksempelvis på futureskontrakter med faste utløpsdatoer, må kontrakter med tilnærmet samme utløpstid grupperes sammen for å komplettere datasettet. Dette gjør at store datamengder går tapt, og en mister viktig informasjon for parameterestimeringen. Det er her i stedet valgt å benytte en noe enklere teknikk som er anbefalt av Cortazar og Schwartz [7]. Denne prosedyren baseres på minste kvadraters metode, som igjen er en av de den enkleste formene for maximum likelihood parameterestimering. Fordelen med denne teknikken er at alle tilgjengelige data kan benyttes, problemløserfunksjonen i programmet Excel kan brukes, og at parametrene enkelt kan oppdateres ettersom ny informasjon tilkommer.

Datasettet som er benyttet for å beregne parametrene i prismodellen for elektrisitet er konstruert ved å innhente priser for alle typer kontrakter som er handlet på Nord Pool (se kapittel 4.2) første handelsdag i hver uke fra første uke i år 1996 til siste uke i år 2004. Antall prisobservasjoner blir da 9380, fordelt på totalt 20 kontraktstyper og 469 uker [56].

I motsetning til eksempelvis handelsvarene gass, kull og olje, som leveres på et gitt tidspunkt, er elektrisitet en handelsvare som leveres over en tidsperiode. En forwardkontrakt for elektrisitet kan derfor sies å være en serie av forwardkontrakter med ulik utløpstid innenfor leveringsperioden [9]. Dette må det tas hensyn til i parameterestimeringen, slik at kontraktsprisene generert av prismodellen fordeler seg gjennomsnittlig over ukene med levering for en kontrakt. I den forbindelse benyttes formelen (18):

$$P_M = \frac{\sum_{T_{START}}^{T_{SLUTT}} F_0(P_0, T)}{T_{SLUTT} - T_{START} + 1} \quad (18)$$

- P_M er gjennomsnittlig ukepris generert av modell for hver uke i leveringsperioden for en kontrakt.
- $F_0(P_0, T)$ er prismodellen for elektrisitet, se ligning (15).
- T_{START} er startpunktet for levering i forhold til uke en står i.
- T_{SLUTT} er sluttpunktet for levering i forhold til uke en står i.

Tabell 5.1 viser forenklet hvordan regnearket i Excel er bygd opp for å beregne priser ut fra tofaktormodellen basert på ligning (18). Hvis en for eksempel står i uke 1 i år 1996 betyr det at levering av elektrisitet for nærmeste blokkontrakt (blokk 1) har start- og stoppverdi på henholdsvis 8 og 11 uker fram i tid. Den 07.04.03 ble kontraktene på Nord Pool restrukturert, slik at blokkkontrakter er erstattet av månedskontrakter. I tillegg er forwardkontraktene for levering tre år fram i tid fra år 2003, og levering to og tre år fram i tid fra år 2004, verdsatt i Euro i stedet for NOK. Dette er justert for ved å benytte gjennomsnittlig forwardpris på Euro, siden resten av prisene i datasettet er oppgitt i NOK [51]. Ellers kan det nevnes at der det ikke

er noen prisobservasjon i datasettet, er også P_M satt lik null ved å sette inn en ”hvis” funksjon i ligning (18).

År	Uke	Pris generert av prismodell				Uke 1		Blokk 1		Sesong 1		År 1	
		Uke 1	Blo. 1	Ses. 1	År 1	T _{ST}	T _{SL}	T _{ST}	T _{SL}	T _{ST}	T _{SL}	T _{ST}	T _{SL}
1996	1	-	-	-	-	1	1	8	11	16	39	52	103
	2	-	-	-	-	1	1	7	10	15	38	51	102
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabell 5.1 Oppsett av regneark for parameterestimering.

Selve parameterestimeringen foregår ved en iterativ prosess. I første omgang blir det samlede kvadrerte avviket mellom pris generert av ligning (18) og virkelig observert pris for alle kontrakter i den enkelte uke minimert ved at tilstandsvariablene X og ϵ endrer seg. Deretter gjentar dette seg for alle ukene med historiske data en ønsker, slik at det totale kvadrerte avviket over alle ukene minimeres ved at modellparametrene endrer seg. Denne iterasjonen gjentas helt til det totale kvadrerte avviket konvergerer mot sin minste verdi, og dermed oppnås optimale verdier for parametrene. Formel for minimering av målfunksjon kan uttrykkes på denne måten:

$$\min \sum_{i=1}^M \sum_{j=1}^N [(P_{V_{i,j}} - P_{M_{i,j}})^2] \quad (19)$$

- P_V er den virkelige kontraktspriser fra datasettet.
- N er antall kontraktspriser for hver uke.
- M er antall uker parameterestimeringen skjer over.

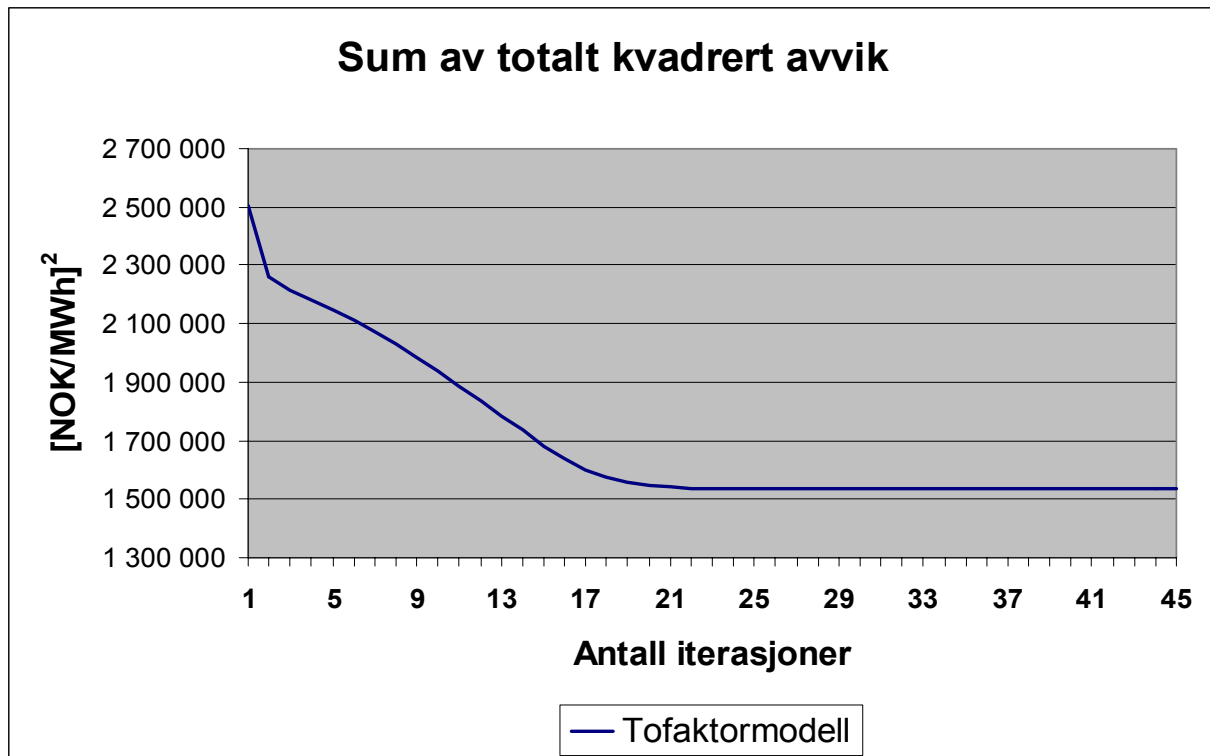
Denne iterative prosessen krever at en antar startverdier både for de to tilstandsvariablene og modellparametrene. For tilstandsvariablene er det valgt å sette begge startverdiene til 50, mens det som utgangspunkt for modellparametrene er valgt å benytte verdiene i tabell 5.2 som Lucia og Schwartz kom fram til i sin artikkel fra 2001 [14]. Dette er gjort på grunn tidsbesparing ved parameterestimeringen, siden det ikke forventes veldig store avvik i parameterresultatene.

Tilstandsvariable		Modellparametere					
X	ϵ	α	γ	τ	κ	α^*	μ^*
50	50	151,080	30,270	3,960	0,0077	-53,740	-0,029

Tabell 5.2 Startverdier for parameterestimering.

5.4.1 Resultater av parameterestimering for tofaktormodell

Etter å ha gjentatt iterasjonen 45 ganger ble endringene i totalt kvadrert avvik tilnærmet lik null for hver iterasjon, og totalt kvadrert avvik konvergente da mot 1 533 612 [NOK/MWh]² som vist i figur 5.2. I gjennomsnitt tilsvarer dette et avvik på ca 12,8 NOK/MWh pr kontrakt, noe som antas som et godt resultat. Tabell 5.3 viser resultatene fra parameterestimeringen og gjennomsnitt av tilstandsvariablene X og ϵ .



Figur 5.2 Sum av totalt kvadrert avvik fra parameterestimering av tofaktormodell.

Tilstandsvariable		Modellparametere					
X	ε	α	γ	τ	κ	α^*	μ^*
-45,14	83,07	152,594	29,176	-1,359	0,032	-57,464	0,031

Tabell 5.3 Beregnede parameterverdier for tofaktormodellen.

Ved å sammenligne parametrene beregnet av Lucia og Schwartz (tabell 5.2) og parametrene fra denne oppgaven (tabell 5.3) observeres det forskjeller på enkelte punkter. Dette kommer i hovedsak av at de har benyttet historiske data fra starten av år 1993 til midten av desember i år 1998, mens det her er benyttet data fra 1996-2004. I tillegg benytter de en dummyvariabel for å beskrive variasjon i pris for arbeids- og helgedager. Den ene viktige forskjellene er at κ ut fra det nyeste datasettet er en del større sammenlignet med startverdien. Det innebærer at den kortsiktige prisleveringen i MR prosessen vil revertere hurtigere tilbake til en ”normal verdi”. For det andre er den risikonøytrale driften nå positiv i forhold til den negative startverdien beregnet av Lucia og Schwartz, slik at forwardprisen for elektrisitet forventes å øke på sikt.

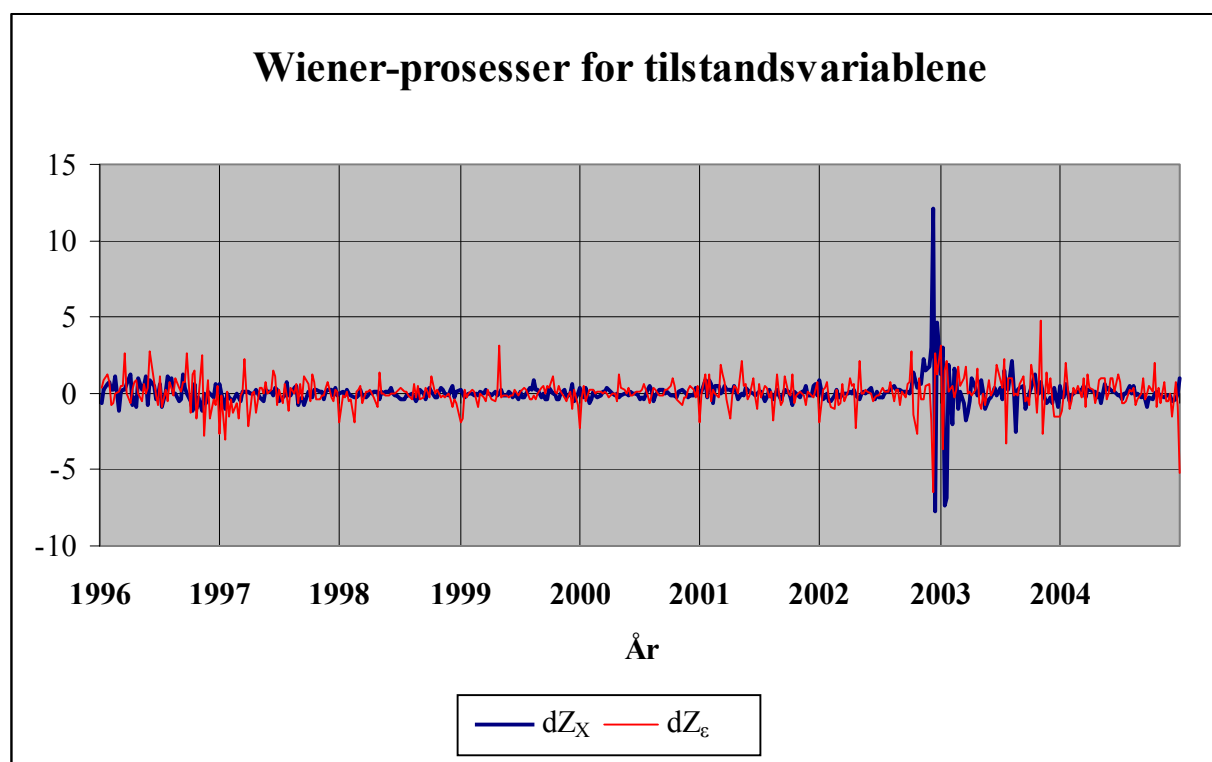
Etter at parameterverdiene er funnet har en også komplette tidsserier for de to tilstandsvariablene, slik at dX , $d\varepsilon$, dZ_X og dZ_ε enkelt kan beregnes. Ut fra tabell 5.4 ser en at forventningsverdiene er tilnærmet lik null og variansen tilnærmet lik en for inkrementene til de to Wiener-prosessene, så dermed er dette kravet til en brownsk bevegelse oppfylt. Figur 5.3 viser utviklingen i de risikonøytrale Wiener-prosessene over tidsintervallet til datasettet, og de forholdsvis store utslagene, særlig for endringer i den kortsiktige prisleveringen, omkring årsskiftet 2002/2003 skyldes rekordhøye elektrisitetspriser (spotpris 7.1.2003 var på 828,56 NOK/MWh). Korrelasjonen mellom de to prosessene er lik -0,279. Tabell 5.5 viser volatiliteten til de to ulike prosessene.

	Forventningsverdi	Varians	Standardavvik	Korrelasjon
dZ_X^*	0,012	0,977	0,989	
dZ_ϵ^*	0,020	1,000	1,000	
$dZ_X^* \cdot dZ_\epsilon^*$				-0,279

Tabell 5.4 Statistikk for inkrementene til Wiener-prosessene.

Standardavvik (tilstandsvariable)	
σ_X	28,170
σ_ϵ	5,263

Tabell 5.5 Standardavvik.

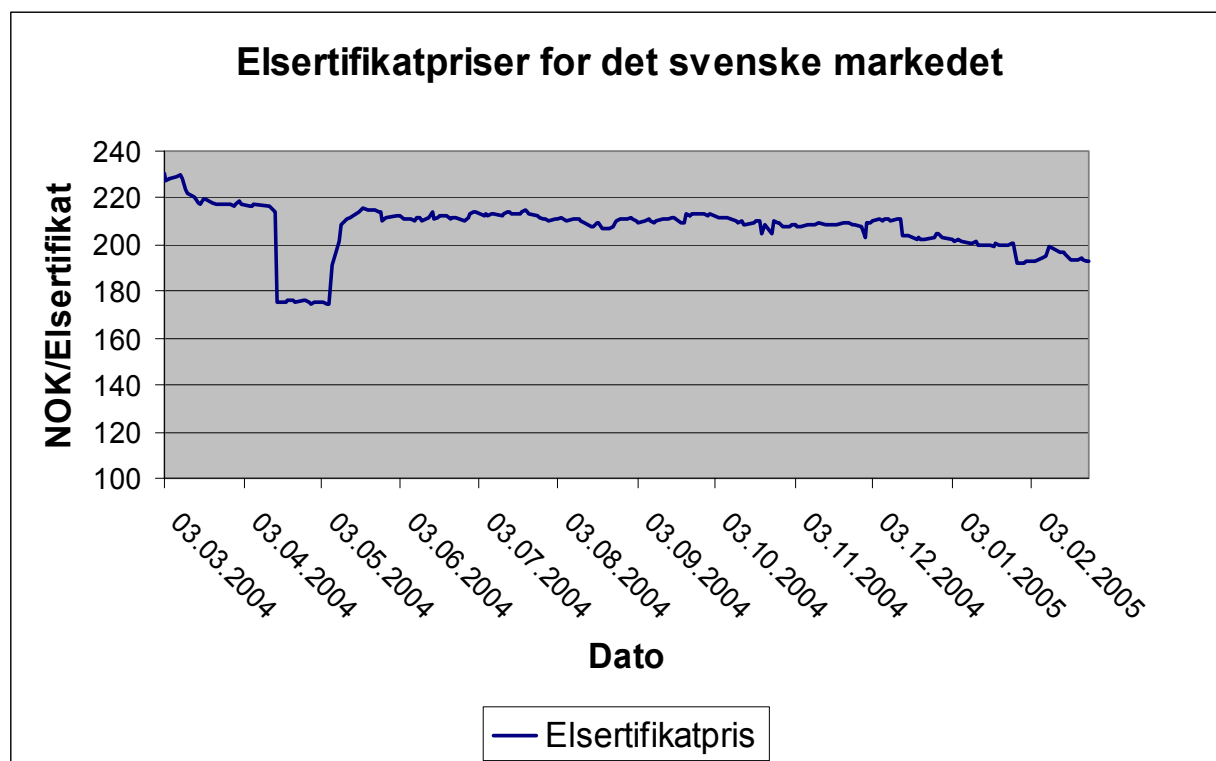


Figur 5.3 Wiener-prosessene fra tofaktormodellen.

5.5 Parameterestimering av prismodell for elsertifikater

Elsertifikatprisen er som forklart tidligere valgt modellert som en GBM prosess, og det tilsier en betydelig enklere teknisk prosedyre for parameterestimering sammenlignet med tofaktormodellen. Det er ikke dermed sagt at det er en enklere oppgave å beregne korrekte resultater av den grunn. For det første eksisterer det kun noe over et år med handel av elsertifikater for det svenske markedet ved Nord Pool, noe som tilsier en altfor kort tidshorisont med historiske data til å kunne beregne pålitelige parametere. Den andre grunnen er at det er handlet svært få kontrakter, slik at markedet foreløpig ikke er tilstrekkelig likvid. Figur 5.4 viser daglige prisobservasjoner for elsertifikater handlet ved Nord Pool fra 3.3.2004 til 3.3.2005, der prisen er omregnet fra SEK/Elsertifikat til NOK/Elsertifikat ved å benytte daglige valutakurser for NOK/SEK [36]. De fleste svenske elsertifikater derimot omsettes i dag via meglere, og for å få den totale oversikten kan prisdata innhentes fra kontofører for elsertifikatregisteret i Sverige. Kontofører skal fortløpende offentliggjøre informasjon om

overdragelse av elsertifikat, tidspunkt for overdragelse, antall sertifikater og elsertifikatpris [41].



Figur 5.4 Elsertifikatpriser fra Nord Pool for det svenske elsertifikatmarkedet [56].

Selv om det eksisterer noe mer prisdata tilgjengelig hos kontofører enn fra databasen til Nord Pool, er det her likevel valgt å beregne standardavvik for endring i elsertifikatpris på ukebasis med bakgrunn i Nord Pool data. Dette begrunnes med at denne parameterverdien ikke antas å være vesentlig forskjellig ut fra de to datasettene. Formel for beregning av standardavvik for en GBM prosess uttrykkes på denne måten:

$$\sigma_{ES} = \frac{1}{\sqrt{v}} \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (u_i - \hat{u})^2} \quad (20)$$

$$u_i = \ln \left(\frac{P_{ES_i}}{P_{ES_{i-1}}} \right) \quad (21)$$

- v er tidsintervall mellom observasjoner, det vil si at denne verdien settes lik en hvis det ønskes ukebasert standardavvik ut fra ukentlige observasjoner.
- n er antall observasjoner.
- \hat{u} er gjennomsnitt av alle u_i .
- P_{ES} er observert elsertifikatpris.

For driftsledet, som er den andre nødvendige parameteren for å estimere en GBM prosess, er det på grunn av det mangelfulle datagrunnlaget valgt en noe annerledes tilnærming enn i tradisjonelle beregninger. Siden den framtidige utviklingen av elsertifikatprisen i stor grad vil være avhengig av ambisjonsnivået for elektrisitet generert av ny fornybar energi i et samlet

elsertifikatmarked for Norge og Sverige, er det her valgt å sette opp to scenarier for framtidig prisutvikling av elsertifikater. De to scenarioene er basert på resultatene fra to analyser utarbeidet av henholdsvis NVE og Energimyndigheten i Sverige [76] [81]. Resultatene med hensyn til ambisjonsnivå i form av TWh for år 2016 ut fra begge rapportene er tilnærmet identisk, men i tillegg har Energimyndigheten også analysert elsertifikatpriser for ulike ambisjonsnivåer, separat/samlet marked for Norge og Sverige og ulike diskonteringsrenter med MARKAL-modellen (se kapittel 3.4). Tabell 5.6 viser de viktigste resultatene fra denne MARKAL-analysen:

	Ambisjonsnivå TWh			Elsertifikatpris SEK/MWh	
	Norge	Sverige	Samlet	5 %	10 %
Scenario 1	10	21	31	90	180
Scenario 2	20	21	41	140	240

Tabell 5.6 Resultater fra analysen til Energimyndigheten i Sverige [81].

Det antas her at diskonteringsrentene i tabell 5.6 er ytterpunkter for hva det er naturlig å benytte for samfunnsøkonomisk analyse, og at et sted midt i mellom 5-10 % er et mer naturlig nivå [79]. Her gjøres det derfor en forenkling, og prisnivået for elsertifikater for de to scenariene i 2016 settes til et gjennomsnitt av prisytterpunktene. I tillegg må valutaen, som er i SEK/MWh fra MARKAL-modellen, konverteres til NOK/MWh siden alle priser/kostnader ellers i dette prosjektet er i sistnevnte valuta. Dette gjøres ved å først finne effektiv rente for tiårige statsobligasjoner i både Sverige og Norge, og deretter beregne forwardkurs ved formel (22) siden det ikke er så enkelt å finne data for forwardpriser på SEK [59].

$$f_{NOK/SEK} = Y_0 \cdot e^{(r_{NOK} - r_{SEK}) \cdot T} \quad (22)$$

- Y_0 er valutakurs for NOK/SEK ved tidspunkt null.
- r_{NOK} er effektiv rente for en tiårig norsk statsobligasjon.
- r_{SEK} er effektiv rente for en tiårig svensk statsobligasjon.
- T er tidspunkt fram i tid.

Driftsleddet for GBM prosessen beregnes ut fra pris på elsertifikat ved både tidspunkt null og til tidspunkt ti år fram i tid i forhold til et antatt felles elsertifikatmarked for Norge og Sverige. Modellen for denne beregningen er vist i ligning (23).

$$\lambda = \frac{1}{T} \cdot \ln \left(\frac{(P_{ES5\%} + P_{ES10\%}) \cdot f_{NOK/SEK}}{200 \cdot P_{ES0}} \right) \quad (23)$$

- T er antall uker fram til ambisjonsnivå for scenario.
- $P_{ES(5\%)}$ er pris i SEK/Elsertifikat for valgt scenario med 5 % diskonteringsrente.
- $P_{ES(10\%)}$ er pris i SEK/Elsertifikat for valgt scenario med 10 % diskonteringsrente.
- P_{ES0} er startverdi i NOK/Elsertifikat.

5.5.1 Resultater av parameterestimering for GBM

Tabell 5.7 viser de nye beregnede elsertifikatprisene, etter at resultatene fra MARKAL-analysen er justert for både en mer sannsynlig diskonteringsrente og for framtidig valutakurs for NOK/SEK:

	Ambisjonsnivå TWh			Elsertifikatpris NOK/MWh
	Norge	Sverige	Samlet	≈7,5 %
Scenario 1	10	21	31	127
Scenario 2	20	21	41	179

Tabell 5.7 Beregnede elsertifikatpriser i NOK/elsertifikat.

Dermed kan de to parameterverdiene for henholdsvis drift og standardavvik kalkuleres, og resultatene er vist i tabell 5.8. I tillegg er effektiv rente på en tiårig norsk statsobligasjon tatt med i tabellen, siden denne vil bli benyttet som risikofri rente i senere beregninger av realopsjonsanalyse. Betegnelsen på risikofri rente er r_f , og er ensbetydende med r_{NOK} fra ligning (22). Startverdi for elsertifikatprisen er satt til 203,8 NOK/MWh, noe som er gjennomsnittlig pris fra siste uke i 2004. Ambisjonsnivåene i TWh som er omtalt i rapportene til NVE og Energimyndigheten er opprinnelig tiltenkt år 2016, men siden et samlet elsertifikatmarked for Norge og Sverige er utsatt til 2007 er derfor beregningene her gjort fram til år 2017 i stedet for 2016.

	Rente tiårig statsobligasjon		Parametere GBM	
	Norge	Sverige	λ	σ_{ES}
Scenario 1	0,039	0,037	-0,000752	0,0337
Scenario 2	0,039	0,037	-0,000204	0,0337

Tabell 5.8 Parameterestimering av GBM for elsertifikatpris.

6 Simulering av prosesser og priser

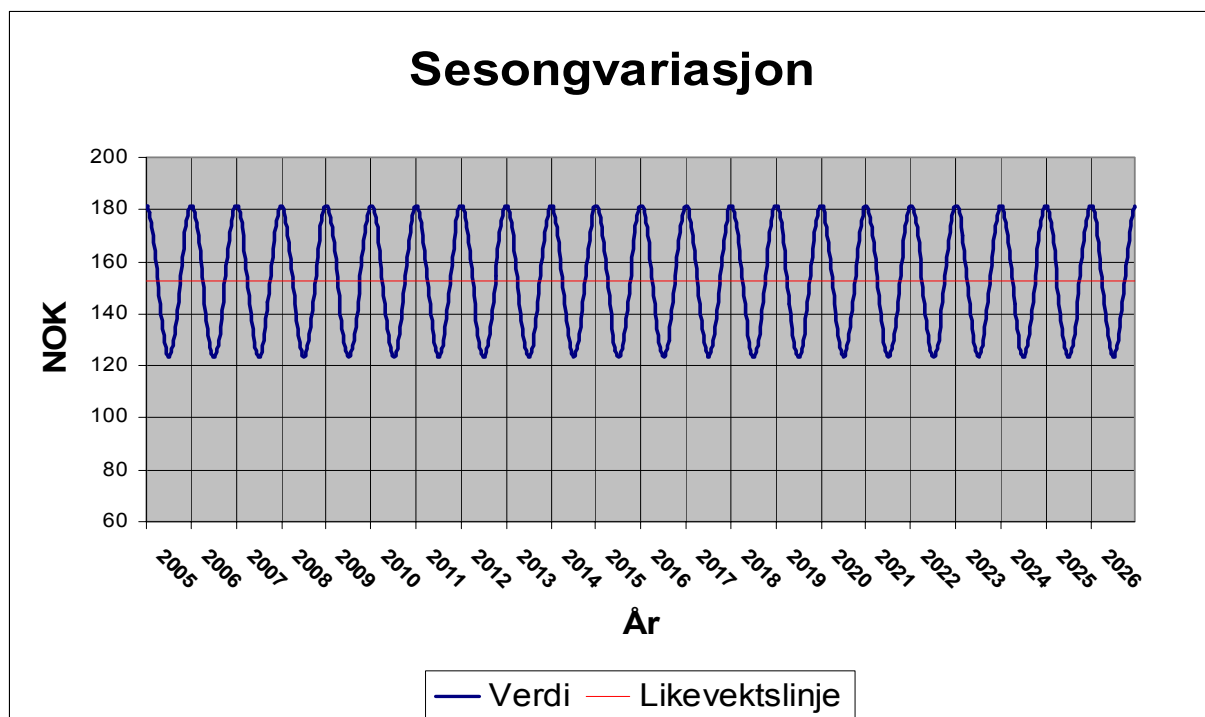
Med så mange prosesser og deterministiske ledd, som beskrevet i kapittel 5, for å beregne forwardpriser på elektrisitet og elsertifikater, kan det være på sin plass å greie ut angående praktiske virkninger av modellene. Til å forenkle det hittil noe kompliserte bildet, er det valgt å benytte Monte Carlo simulering av de ulike prosessene og forventet framtidig totalpris for en kraftprodusent.

6.1 Monte Carlo simulering

En av de enkleste simuleringsteknikkene er Monte Carlo simulering. Denne teknikken kan best defineres ved at den trekker tilfeldige tall fra en sannsynlighetsfordeling og deretter benytter disse tilfeldige tallene til å simulere en matematisk modell. Matematikken bak Monte Carlo simulering ble første gang beskrevet i en artikkel av Lord Kelvin i 1901, men ble formalisert av matematikeren John Von Neumann som benyttet teknikken til å beskrive nøytrondiffusjon i forbindelse med atombombeprosjektet i Los Alamos under andre verdenskrig. [22] Teknikken er blitt mer og mer utbredt ettersom datateknologien har utviklet seg enormt de siste 15-20 årene. Likevel er det en tålmodighetsprøve å utføre tusenvis av simuleringer for totalprisen til en kraftprodusent, basert på bruk av Excel/VBA. Det finnes mye bedre programmer til å kjøre simuleringer med enn Excel, men på grunn av tilgjengelighet er denne løsningen valgt i dette prosjektet.

6.1.1 Deterministisk ledd (sesongvariasjon)

Den konstante funksjonen til sesongvariasjonen, bestod av de tre parametre α , γ og τ . Førstnevnte parameter, som har en verdi på ca 152,6 sier noe om likevektslinjen som cosinusfunksjonen svinger om. I figur 6.1 vises denne linjen som den rød horisontale streken.



Figur 6.1 Beregnet sesongvariasjon fra tofaktormodellen.

Den andre parameteren, γ , med en verdi på ca 29 er amplituden til cosinusfunksjonen, noe som betyr at forwardprisen på elektrisitet forventes å variere med ca 58 NOK/MWh gjennom året. Den tredje og siste parameteren τ indikerer at elektrisitetsprisen er høyest omkring årsskiftet, mer nøyaktig omkring midten av uke to hvert år. Det ble også forsøkt kjørt en parameterestimering, der amplitude i cosinusfunksjonen ble multiplisert med et eksponentielt ledd, for å se om amplituden ville bli økt/reduisert som følge av en eventuell positiv/negativ drift. Dette ga ikke noe fornuftig svar, så resultatene fra eksperimentet er utelatt fra denne rapporten.

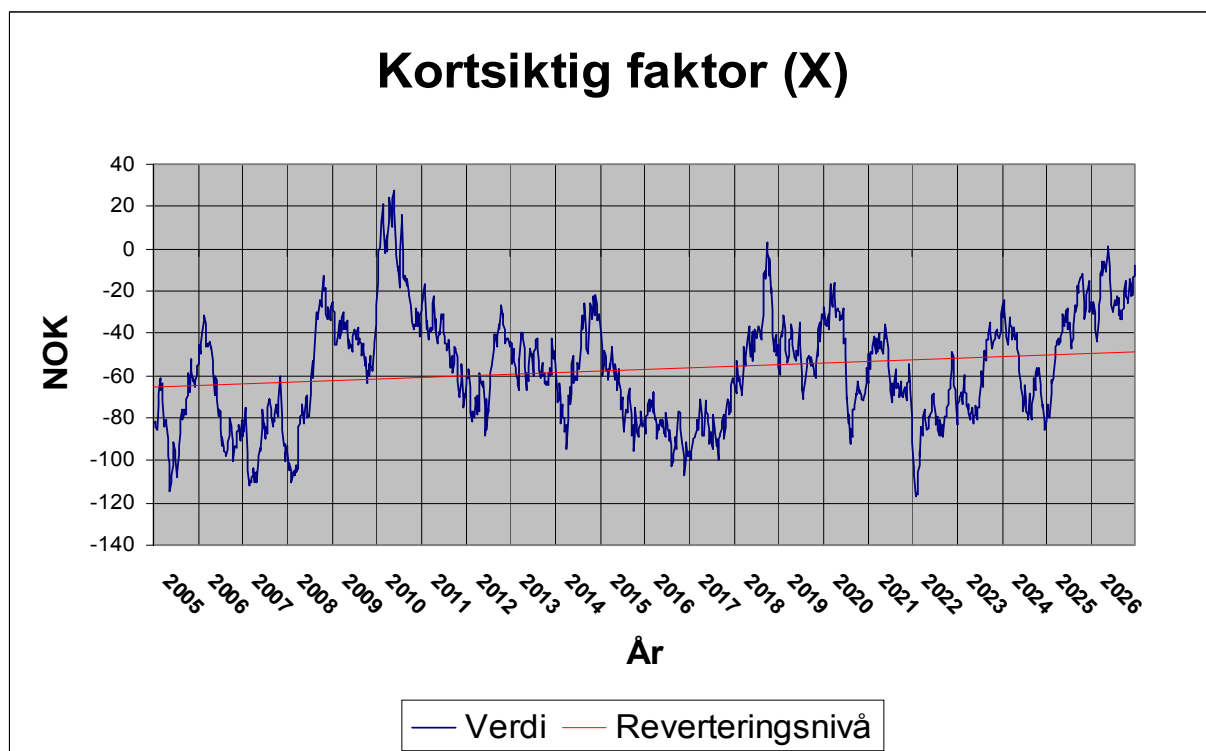
6.1.2 Simulering av kortsiktig prisfaktor

Den kortsiktige prisfaktoren er modellert med en MR prosess, og for å simulere denne prosessen må det matematiske uttrykket i ligning (12) diskretiseres som vist i ligning (24) [43]. Sammenhengen mellom hastighet prosessen reverterer tilbake til ”normalt nivå” og tid den bruker på det, er gitt av ligning (25).

$$X_t = X_{t-1} \cdot e^{-\kappa \cdot \Delta t} + \alpha^* \cdot (1 - e^{-\kappa \cdot \Delta t}) + \sigma_X \sqrt{\frac{(1 - e^{-2 \cdot \kappa \cdot \Delta t})}{2 \cdot \kappa}} \cdot N(0,1) \quad (24)$$

$$H = \frac{\ln(2)}{\kappa} \quad (25)$$

- **N(0,1)** betyr at prosessen trekker tilfeldige tall fra en normalfordeling, med forventningsverdi lik null og varians lik en.
- σ_X er volatilitet til prosessen, og tallverdi finnes i tabell 5.5.
- **H** er halve tiden som prosessen forventer å bruke for å revertere variabelen **X** tilbake til et ”normalt” nivå.



Figur 6.2 Simulert kortsiktig prisfaktor.

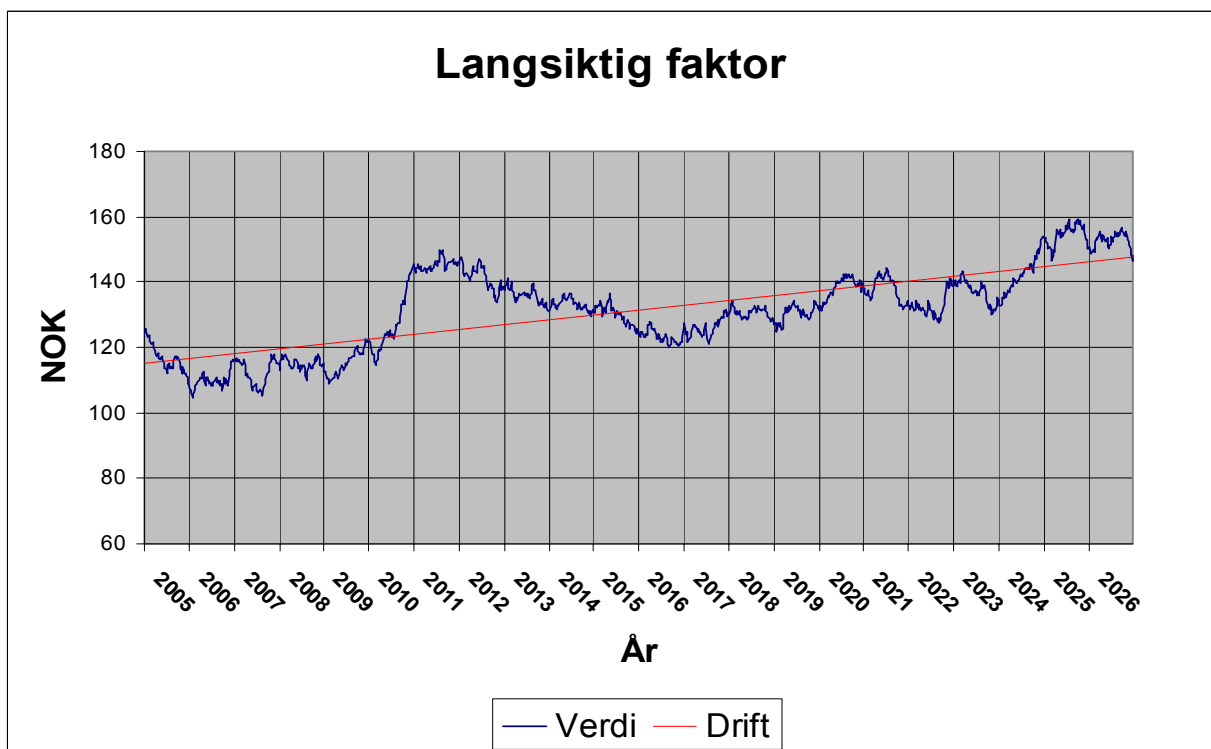
Figur 6.2 viser utviklingen av X som et gjennomsnitt av 20 simuleringer, og som det framkommer så kretser verdien omkring den røde linjen. Hvis en hadde kjørt tilstrekkelig mange nok simuleringer så ville den røde streken i figuren tilnærmet seg en horisontal stilling med en verdi for α^* på $-57,5$. Hastighetsparameteren til MR prosessen, κ , tilsier at variabelen X vil bruke ca 43 uker på revertere tilbake til α^* i følge ligning (25). Startverdien for X i simuleringen er generert tilstand fra parameterestimeringen for siste uke i år 2004.

6.1.3 Simulering av langsiktig prisfaktor

Proessen for den langsiktige prisfaktoren ε diskretiseres også på en lignende måte som for den kortsiktige prisfaktoren, og uttrykket vises i ligning (26). Driften i ABM prosessen etter gjennomsnittet av 20 simuleringer er vist i figur 6.3, og ut fra estimert verdi på den risikonøytrale driftsparameteren forventes en årlig prisøkning på ca 1,6 NOK/MWh. Startverdien er også her funnet på samme måte som for den kortsiktige prisfaktoren, og verdien er 127,09 NOK.

$$\varepsilon_t = \varepsilon_{t-1} + \mu_\varepsilon^* \cdot \Delta t + \sigma_\varepsilon \cdot \sqrt{\Delta t} \cdot N(0,1) \quad (26)$$

- σ_ε er volatilitet til prosessen, og tallverdi finnes i tabell 5.5.



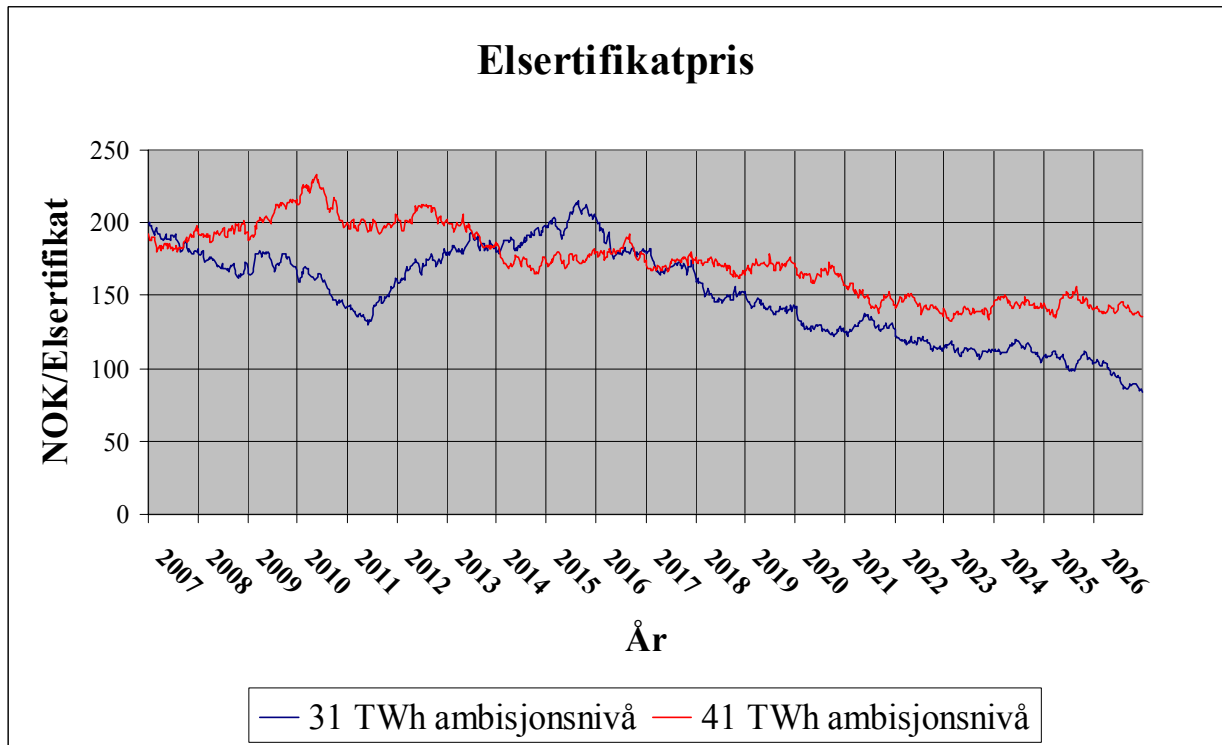
Figur 6.3 Simulert langsiktig prisfaktor.

6.1.4 Simulering av elsertifikatpris

Elsertifikatprisen er som forklart tidligere modellert som en GBM prosess, og denne kan diskretiseres som i ligning (27). Etter 20 simuleringer av både prosess for scenario 1 og 2, henholdsvis et samlet ambisjonsnivå på 31 TWh og 41 TWh, vises gjennomsnittet av simulerte stier i figur 6.4. En mulig svakhet ved denne scenariotilnærmingen er at det benyttes samme verdi for volatilitet for begge scenarioene.

$$P_{ES_t} = P_{ES_{t-1}} \cdot e^{[(\lambda - 0,5 \cdot \sigma_{ES}^2) \cdot \Delta t + \sigma_{ES} \cdot \sqrt{\Delta t} \cdot N(0,1)]} \quad (27)$$

- σ_{ES} og λ er henholdsvis volatilitet og drift til prosessen, og verdiene finnes i tabell 5.8.



Figur 6.4 Simulerte elsertifikatpriser.

I analysen til Energimyndigheten i Sverige er elsertifikatprisen beregnet som marginalkostnaden for prisstyrende teknologi, det vil si kostnaden for å generere en ekstra enhet av fornybar kraft. Veien fram til ønsket ambisjonsnivå for ny fornybar energi innen år 2017 går gjennom å øke kvoteplikten gradvis. I teorien tilsier det at marginalkostnadskurven skulle øke fram til ambisjonsnivået er oppnådd, såfremt nivået er satt så høyt at mer kostbare prosjekter eller teknologier etter hvert må igangsettes. To grunner til de slakt nedadgående kurvene i figur 6.4, som i første øyekast kan virke motstridende i forhold til et mer sannsynlig forløp med stigende marginalkostnadskurver, kan forklares med markedsteori og resultater fra en eksperimentelløkonomisk studie av et samlet elsertifikatmarked [25].

Når det gjelder markedsforhold som spiller inn på elsertifikatprisen, så vil den langsiktige positive driften i kraftpris, som er beregnet her, være med på å gi produsenten en tilnærmet konstant totalpris pr MWh når elektrisitetspris og elsertifikatpris summeres for scenario 2. Det er derfor sannsynlig å anta at høy kraftpris vil virke dempende på elsertifikatprisen, siden det er totalprisen som bestemmer hvilke prosjekter som settes i gang. Et annet argument er at prisen på elsertifikater i det svenske markedet har vært kunstig høyt initielt på grunn av dårlig likviditet i markedet, noe som dermed gir et uriktig prisbilde. Det har også vært få tegn til nye investeringer i særlig omfang foreløpig, og tilbyderne har stort sett vært aktører som tidligere produserte elektrisitet til eget bruk ved hjelp av biobrensel men som nå leverer ut til markedet [76]. Treghet i investeringsvilje kan skyldes at tidshorisonten i det svenske elsertifikatmarkedet er satt for kort, og at sertifikatprisen dermed er høy i forhold til det resultatene fra MARKAL-analysen skulle tilsa. I tillegg støttes de fallende elsertifikatprisene

av analysene til både ECON og SSB (Normod-T), der årsaken til dette forklares med at potensialet for de ulike teknologiene forventes å øke over tid.

Den eksperimentelløkonomiske studien tar for seg det mulige felles elsertifikatmarkedet for Norge og Sverige, der prisdannelse, utbygging og elsertifikatbeholdning under ulike forutsetninger analyseres. Studien er utført som 14 laboratorieeksperimenter, der over 100 forskjellige studenter har deltatt for å simulere et elsertifikatmarked. Analysene viser at et elsertifikatmarked med ubegrenset sparing, årlig kvoteplikt, store tidsforsinkelser i justering av produksjon på tilbudssiden og produksjonskapasitet som ikke reguleres etter marginale produksjonskostnader, gir en prisdannelse på kort sikt som er forskjellig fra langsiktige marginale utbyggingskostnader. [25]

I samtlige av laboratorieeksperimenter er prisene høye innledningsvis på grunn av tidsforsinkelse i utbygging av ny produksjonskapasitet, mulighet for sparing av elsertifikater og krav til årlig oppfyllelse av kvoteplikt. Forskjellige forutsetninger er tillagt eksperimentene, men for de fleste synker prisene på grunn av overinvestering og de sparte sertifikatene må etter hvert innløses til dumpingpriser. Det siste eksperimentet inkluderer effekten av rente. Dette resulterer i at elsertifikatprisen starter på ca 250 NOK/MW, for deretter å etablere seg omkring produksjonskostnadene etter år 2010. [25]

Resultatene fra eksperimentellstudien sammen med diskusjonen av markedsforhold, gjør at utviklingen av elsertifikatprisen ut fra simuleringer av de to scenarioer dermed anses som fornuftige.

6.1.5 Simulering av totalpris

Ved å summere opp sesongvariasjonsleddet, kortsiktig prisfaktor, langsiktig prisfaktor og til slutt elsertifikatpris, så framkommer totalpris pr MWh en kraftprodusent av fornybar energi kan forvente seg av ligning (28).

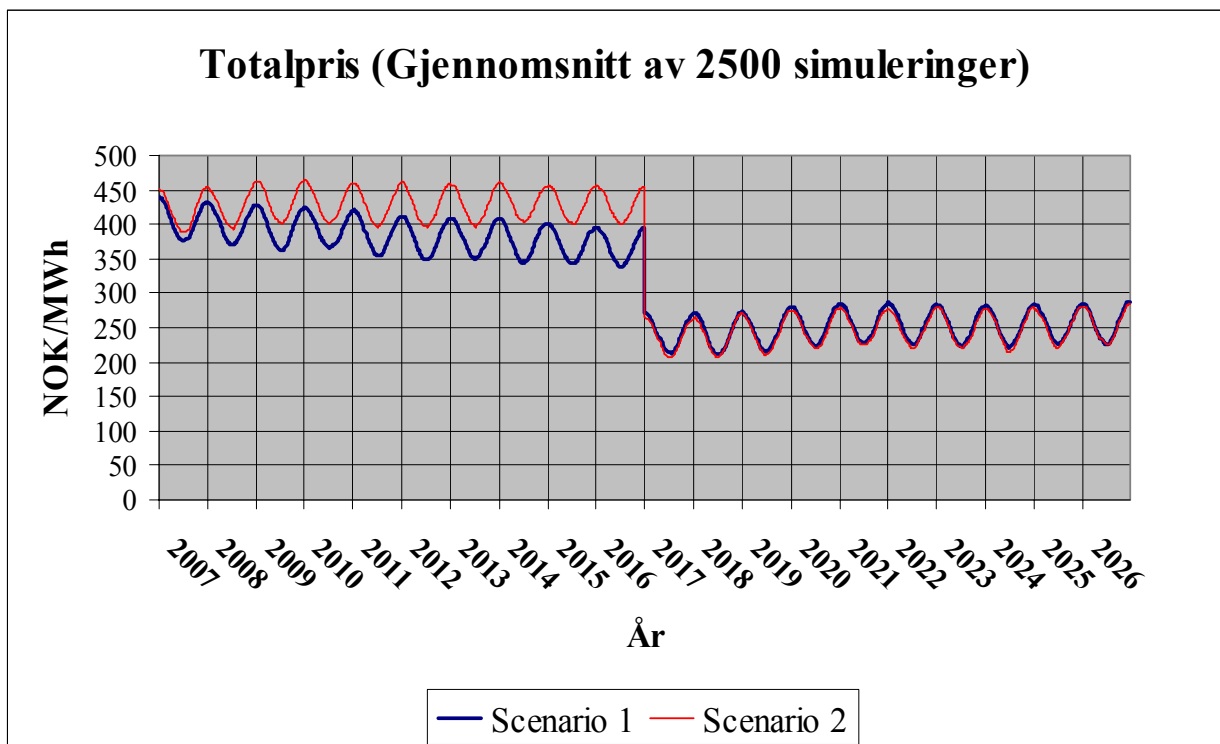
$$P_{TOT_t} = f(t_0, T) + X_t + \varepsilon_t + P_{ES_t} \quad (28)$$

Totalinntekten kan dermed karakteriseres som den beste estimering av forwardpris, basert på historiske data for både elektrisitet og elsertifikater for det svenske markedet, handlet ved Nord Pool, samt forventning til framtidig utvikling av elsertifikatpris gitt bevegelse mot en likevektspris. Denne likevektsprisen er som tidligere omtalt avhengig av ambisjonsnivået som myndighetene setter for kvoteplikten, eller den andelen av forbruket som skal genereres fra fornybare produksjonsformer.

Perioden en kraftprodusent kan forvente å få tildelt elsertifikater er i denne oppgaven satt til ti år, noe som er i samsvar med alternativene i rapport nr 11, 2004 utgitt av NVE [76]. Det forventes at en tildelingsperiode på ti år er tilstrekkelig, særlig for vann- og vindkraftprodusenter, siden disse opplever store investeringskostnader og relativt lave drifts- og produksjonskostnader de første 25 årene. Figur 6.5 viser gjennomsnittet av simulert totalpris for en produsent av fornybar energi fra år 2007 og tjue år framover i tid. Simuleringene for begge scenarioene er kjørt 2 500 ganger. Simuleringsmodellen de ti første årene består av tre stokastiske prosesser, mens etter at tildelingsperioden av elsertifikater avsluttes i år 2017 reduseres modellen til å kun inkludere forwardprisen for elektrisitet. Dermed oppstår det et deterministisk fall i inntekt etter ti år med produksjon. For scenario 1 ser en at inntekten vil reduseres jevnt de første årene på grunn av elsertifikatprisen, men etter

at tildelingsperioden er avsluttet så vil driften, ϵ , føre til at forwardprisen vil øke fram til tidspunkt T . Scenario 2 fører derimot til en tilnærmet konstant gjennomsnittlig inntekt de første årene på grunn av at reduksjonen i elsertifikatprisen og økningen i den risikonøytrale driften for elektrisitetsprisen utligner hverandre.

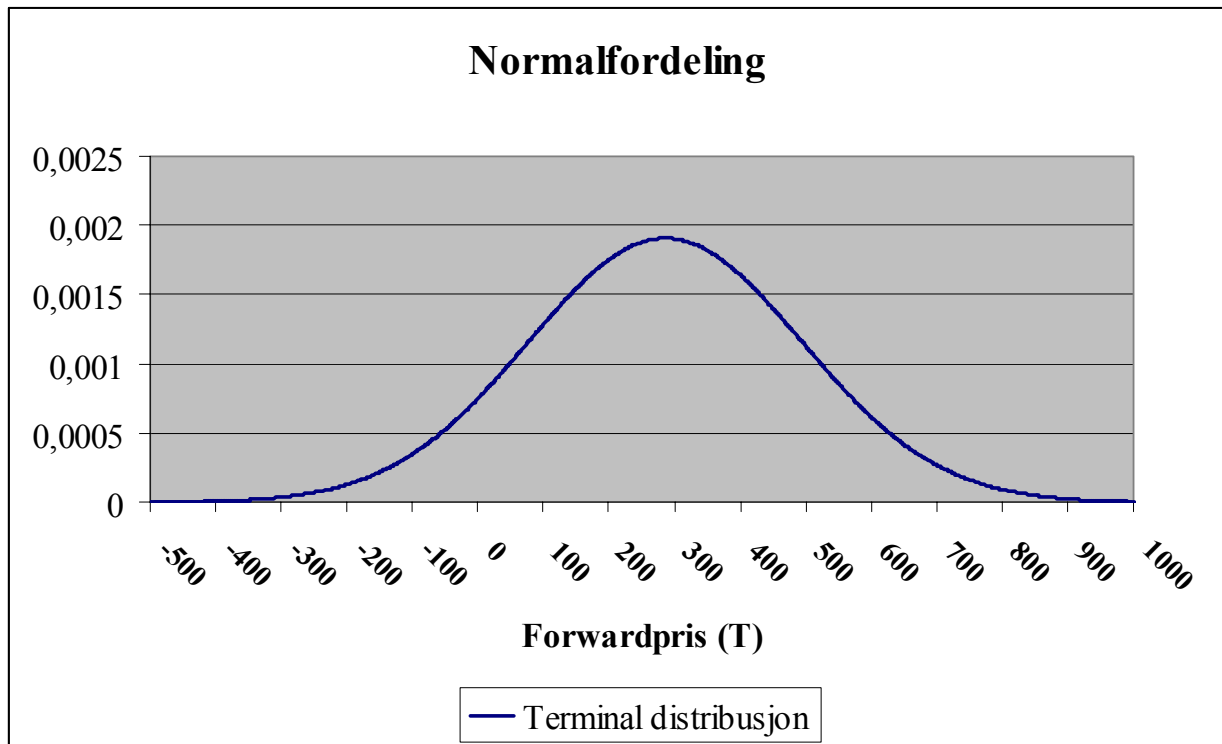
Sesongvariasjonen kommer godt fram, med sin tilnærmede topp omkring årsskiftet og bunn midt på sommeren. Ellers kan det ses at cosinusformen kommer bedre fram etter at tildelingsperioden av elsertifikater er slutt, noe som kan forklares med at modellen er redusert med et stokastisk ledd. Ved å simulere langt flere enn 2500 ganger, vil sannsynligvis kurvene for begge scenarioene de siste ti årene falle bedre sammen. Likevel er resultatet så bra at disse totalprisforløpene vil bli benytte i senere nåverdianalyser og realopsjonsanalyser.



Figur 6.5 Simulering av totalpris.

Stier for en stokastisk prosess

En Markow prosess består av sekvenser med sannsynlighetsdistribusjoner. For hvert tidspunkt t den diskrete prosessen når fram til, dannes sannsynligheter for ulike energipriser et steg fram i prosessen. Det vil si at sannsynlighetsfordelingen for tidspunkt $t+1$ bestemmes av all tilgjengelig informasjon ved tidspunkt t , men den endelig realisererte prisen ved $t+1$ avgjøres av hendelser som lite nedbør, driftsproblemer ved et kraftverk og kaldt vær eksempelvis. Sannsynlighetsfordelinger underveis i prosessen kalles transisjonsfordelinger, mens sluttfordelingen for tidspunkt T kalles terminalfordeling [21]. Sistnevnte er interessant å se på i denne sammenheng, for å danne et bilde av utfallsrommet for den simulerte inntekten, siden den samler opp effekten av transisjonsfordelingene. Som eksempel er scenario 2 valgt ut, og figur 6.6 viser normalfordelingen til de samme 2500 simuleringene i figur 6.5 for tidspunkt T (siste uke i år 2026). Siden tofaktormodellen er basert på en ABM og en MR prosess er negative priser mulig, noe som kan ses i venstre hale av normalfordelingen. Statistiske data for simulerte verdier av inntekten ved tidspunkt T er vist i tabell 6.1, og de beviser at prismulighetene fra modellen er normalfordelt.



Figur 6.6 Normalfordelt terminalfordeling for scenario 2.

Prisdata ved tidspunkt T etter 2500 simuleringer					
Forventnings- verdi	Standard- avvik	Kurtosis	Skjevhet	Maksimums- verdi	Minimums- verdi
285,76	209,17	3,12	-0,04	970,16	-493,62

Tabell 6.1 Statistikk for terminal distribusjon.

7 Teknologier for fornybar energi

Fornybar energi kan defineres som: ”Energy flows which are replenished at the same rate as they are used” [3].

Dette kapitlet tar for seg grunnleggende teori bak de foreløpig mest anvendbare fornybare energikildene, men med hovedfokus på vind- og vannkraft siden det er de to teknologiene pr i dag med størst potensial i Norge. I den svenske elsertifikatorordningen er følgende teknologier definert som sertifikatberettiget [76]:

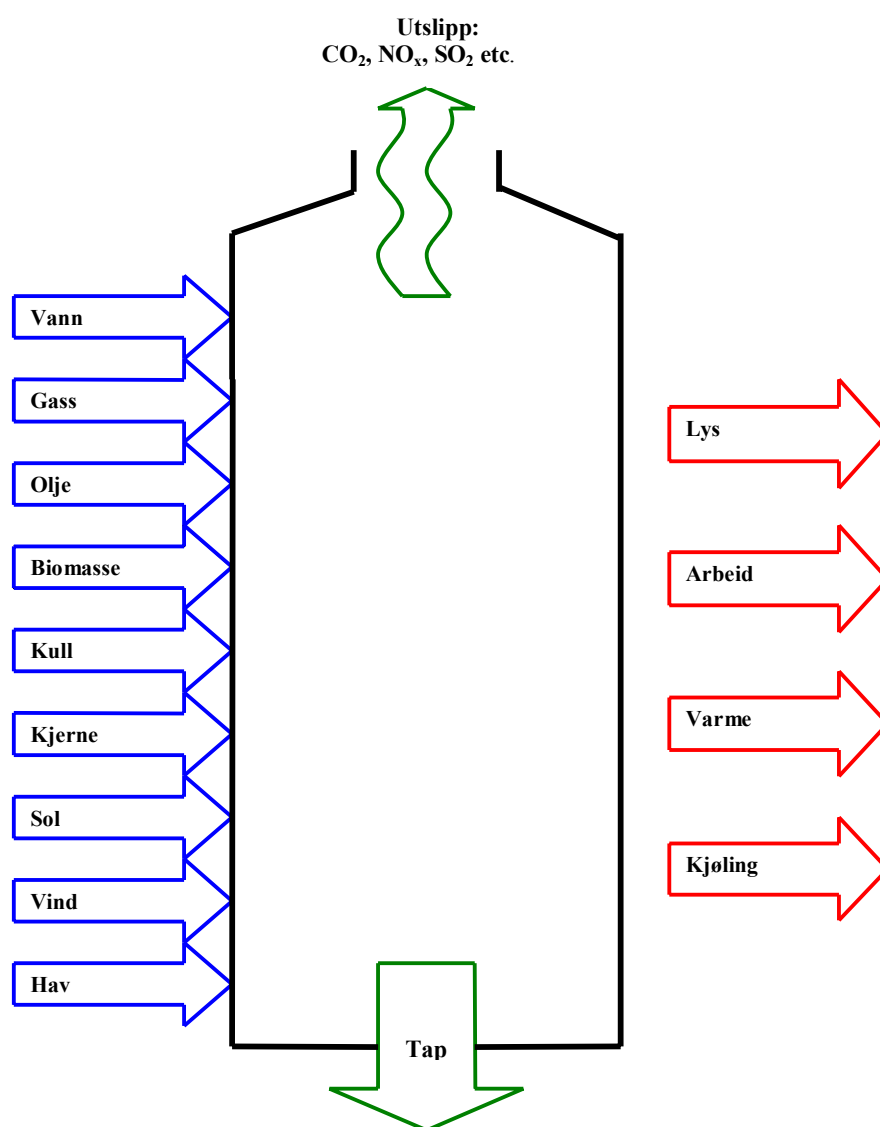
- Vindkraft
- Vannkraft
- Biobrensel
- Solenergi
- Bølgeenergi
- Geotermisk energi

7.1 Generelt om energi

Det er direkte eller indirekte solen som er hovedkilden for alle disse nevnte teknologiene, med unntak av geotermisk energi. Direkte stråling fra solen kan enten benyttes til oppvarming av vann og husrom, eller bli konvertert direkte til elektrisitet via solceller. Solstråling kan også indirekte konverteres til energi via andre energiformer. En stor andel av solenergien som når jordens overflate blir absorbert av hav og innsjøer, noe som fører til at vandamp blander seg med luften og deretter kondenserer som nedbør i kaldere luftlag. Denne nedbøren mater elver slik at energi kan ekstraheres og konverteres til elektrisitet via turbiner og generatorer.

Tropiske områder av jordkloden mottar i mye større grad varme fra solen enn polare områder på grunn av at solstrålene ved ekvator faller mer vertikalt inn. Dette resulterer i en massiv varmestrøm mot polområdene, ført av luftstrømmer i atmosfæren og havstrømmer. Disse strømmingene kan fanges opp av henholdsvis vindturbiner og bølgekraftverk for deretter å generere elektrisitet. En annen indirekte form av solenergi er bioenergi. Denne formen for energi dannes gjennom fotosyntesen i planter, trær, og alger, der solenergi sammen med karbondioksid og vann danner karbohydrater som igjen former basisen for mer komplekse molekyler [3]. Kilden til geotermisk energi kommer fra jordens indre, og ikke fra solenergi. Den høye temperaturen i jordens kjerne stammer opprinnelig fra gravitasjonskontraksjoner den gang planeten ble dannet, men har siden blitt opprettholdt fra nedbryting av radioaktive materialer i jordens kjerne [3].

Energi kan verken skapes eller ødelegges, men den kan omformes fra en energiform til en annen i følge termodynamikkens 1. lov [15]. Denne loven innebærer blant annet at all energien, som kan observeres i forskjellige former, alltid har eksistert. Det vil si at for eksempel ved bruk av de energiråstoffene som finnes i naturen (vann, gass, olje, biomasse, kull, kjerne, sol, vind og hav), kan det dannes energi av både lav kvalitet (eksempelvis varme) og høy kvalitet (eksempelvis elektrisitet). Sammenhengen kan illustreres i figur 7.1 på neste side, der primærenergiene er plassert til venstre og energitjenestene lys, arbeid, varme og kjøling til høyre. Det kan ut fra denne sammenhengen dannes mange kombinasjoner av primærenergier og energitjenester.



Figur 7.1 Primærenergi og energitjenester [11].

7.2 Vindkraft

Alle gasser, inkludert luft, utvider seg ved oppvarming og trekker seg sammen ved avkjøling. Varm luft er lettere og har lavere densitet enn kald luft, og vil dermed stige til høyere luftlag i atmosfæren under påvirkning av solenergi. Dette skjer hovedsakelig omkring ekvator der solstrålene kommer vertikalt inn mot jordoverflaten, og varme luftstrømmer vil dermed bevege seg både nordover og sørover. Disse luftstrømmene vil etter hvert møte på kaldere luft slik at de synker tilbake mot jordoverflaten, og dermed skape et komplisert globalt vindsirkulasjonsmønster. [3] I tillegg til det globale vindsystemet er det også lokale vindmønstre i forbindelse med hav og fjell. Ved kyststrøk vil det oppstå vinder på grunn av at varmekapasiteten for landområder er lavere enn for havet. Dette fører til at på dagtid vil kald sjøluft strømme innover land som erstatning for varm landluft som stiger oppover, mens den motsatte luftstrømningen oppstår på nattestid. Den samme effekten virker også i fjellområder, der kald fjellluft varmes opp utover dagen og må erstattes av luftstrømmer fra dalstrøkene omkring.

7.2.1 Energi i vinden

Vindturbinen omdanner først den kinetiske energien av luften i bevegelse, som passerer arealet til vindturbinbladene, til mekanisk energi, for deretter til elektrisk energi via turbinakslingen og generatoren. All energien i den luftstrømmen som passerer tverrsnittet av turbinbladene kan ikke utnyttes på grunn av at luften ikke kan stoppes helt av vindmøllen. Siden vindmøllen taper vinden for energi, vil strømningsarealet etter at tverrsnittet av turbinbladene er passert bli større på grunn av den reduserte hastigheten. En vindmølles nyttige effekt kan dermed uttrykkes som forskjellen pr tidsenhet i vindens til- og frastrømmende bevegelsesenergi gitt av ligning (29) og (30) [48]:

$$E^* = \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{2} \cdot m \cdot (v_1^2 - v_2^2) \right) = \frac{1}{2} \cdot m^* \cdot (v_1^2 - v_2^2) \Rightarrow v_2 < v_1 \quad (29)$$

$$m^* = \frac{dm}{dt} = \frac{\rho \cdot A \cdot dx}{dt} = \rho \cdot A \cdot v_T \Rightarrow v_T < v_1 \quad (30)$$

- m er luftens masse.
- m^* er luftmasse pr tidsenhet med hastighet v_T som passerer arealet av turbinbladene.
- v_1 er antatt konstant vindhastighet langt foran turbinbladene.
- v_2 er antatt konstant vindhastighet etter turbinbladene.
- v_T er konstant vindhastighet gjennom hele arealet til turbinbladene (en grei forenkling såfremt turbinbladene er ideelt designet).
- ρ er luftens densitet.
- A er arealet til turbinbladene.
- dt er den tidsderiverte.
- dx er lengdeendring i vindens bevegelse vertikalt på turbinbladene.

Ved å bruke Bernoulli's ligning og impulslikningen kan følgende to uttrykk utledes, (31) og (32), for å finne maksimal nyttig effekt fra en vindmølle.

$$E^* = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot c_p \Rightarrow c_p = \frac{1}{2} \cdot \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right) \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right) \quad (31)$$

$$E^* = \frac{1}{2} \cdot \frac{16}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (32)$$

- c_p er effektkoeffisienten.

Ut fra de to sistnevnte ligningene kan det dermed konstateres at maksimal nyttig effekt fra vindenergien som strømmer mot turbinbladene, er lik en effektkoeffisient på 16/27 eller ca 59 % i forhold til om all vindenergien kunne blitt utnyttet slik at v_2 hadde blitt lik null. Denne verdien på effektkoeffisienten oppnås når forholdet mellom fra- og tilstrømmende vindhastighet er lik 1/3. I praksis kan de beste vindmøllene gi ca 75-80 % av den maksimale nytteeffekten [48]. Kraften fra vinden som virker inn på vindmøllens konstruksjon, det vil si kraften vertikalt inn på tårnet i navhøyde ved maksimal nyttig effekt, er gitt av ligning (33). Dette er viktig med tanke på dimensjonering av tårn, turbinblader og lignende, samt å

bestemme ved hvilken vindhastighet vindmøllen skal utkobles for å redusere faren for overbelastning.

$$F_{MAX} = \frac{8}{9} \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^2 \quad (33)$$

7.2.2 Vindturbin typer

Det finnes et utall varianter av turbiner beregnet på å omdanne vindenergi til mekanisk arbeid eller elektrisitet. Moderne vindturbiner finnes likevel stort sett bare i to grunnkonfigurasjoner, det vil si horisontal- og vertikalakset. Horisontalakset turbin betyr at vinden strømmer mot turbinen i aksial retning, og de mest utbredte av denne typen består av to eller tre turbinblader og er beregnet til produksjon av elektrisitet. Vertikalakset turbin, i motsetning til horisontalakset, kan utnytte vind uavhengig av retning uten å endre rotorposisjon. Begge disse grunnkonfigurasjonene finnes i et kapasitetsintervall som spenner fra noen titalls watt og opptil fem MW. [49]

Prinsippet bak overførsel av vindenergi til turbinbladene og akselen, kan forklares ut fra fagfeltet aerodynamikk. Et objekt, i dette tilfellet turbinbladet, som blir påvirket av en vindstrøm opplever å bli utsatt for to kraftkomponenter. Disse kreftene kalles drag og løft, der dragkomponenten virker på linje med vindretningen og løftkomponenten virker nitti grader på dragkreftene. Størrelsen på dem avhenger i stor grad av formen på objektet, orienteringen i forhold til vindretningen og ikke minst vindhastigheten [3]. Objekter som er designet for å minimere dragkomponenten og maksimere løftkomponenten kalles strømlinjeformede. Et eksempel på dette er en flyvinge, der luftstrømmen på oversiden av vingen vil gå raskere enn på undersiden slik at det skapes oppdrift. Dette kalles Bernoulli-effekten, og er den samme teknikken som skaper elektrisitet fra moderne vindmøller.

Effekten fra en horisontalakset vindturbin er ikke bare avhengig av luftens densitet, vindhastigheten og arealet som turbinbladene dekker, slik som uttrykt i ligning (32). Parametere som antall turbinblader, aerodynamisk design, angrepsvinkel mellom turbinblad og vindretning, forholdet mellom løft- og dragkomponent, rotasjonshastighet på tuppen av turbinbladene, graden av vridning langs turbinbladet osv, er viktig for å oppnå optimal effekt. Derfor er valg av type turbin og produsent avgjørende for å best utnytte spesifikke vindforhold gjeldende for et planlagt anlegg.

7.2.3 Vindressurs

Fra ligning (32) ser en at effekten fra en vindmølle er avhengig av vindhastigheten i tredje potens. En tommelfingerregel sier at en totredjedels økning i vindhastighet tilsvarer ca en dobling av energiproduksjon, eller at ca 26 % økning i vindhastighet medfører at teoretisk effekt fra vindmøllen dobles [50]. Disse betraktningene tilsier at vindforholdene bør undersøkes nøye før man setter i gang med et byggeprosjekt. Den vanligste metoden for vindmåling er at vinddata på planlagt vindmøllelokasjon måles over et år, slik at vindretning, temperatur og antall timer det blåser ved ulike vindhastigheter og høyder over havet måles. Siden det er ønskelig med data for en lengre periode enn et år, er det vanlig praksis å sammenligne målte data med data fra nærliggende målestasjoner utført av Meteorologisk Institutt. Ved å skalere datasettet fra målestasjonene til Meteorologisk Institutt (MI), slik at det tilpasses målte verdier på aktuell vindmøllelokasjon, kan det genereres vinddata så langt

bakover i tid som Meteorologisk Institutt har foretatt målinger. Dette vil gi et bra bilde på vindforholdene, og en sannsynlighetsfordeling for vindhastigheten kan plottes.

Det er i denne oppgaven ikke beregnet vindtilsig for en bestemt vindmøllelokasjon, men i stedet innhentet vinddata fra seks målestasjoner drevet av Meteorologisk Institutt i tillegg til vinddata fra tre vindmøllelokasjoner. Dette er gjort for å kartlegge hvilke midlere vindhastigheter som en vindkraftutbygger anser som gode nok for å vurdere en investering. De utvalgte målestasjonene ligger nært opptil vindmøllelokasjoner som er idriftsatt eller konsesjonsøkt i følge NVE [39], og de har månedlige observasjoner for opptil seks år tilbake i tid, noe som skulle gi en god indikasjon på data som utbyggerne har benyttet. Tabell 7.1 viser oversikt over målestasjoner og lokasjoner.

	Målestasjon	Fylke	Nærhet til lokasjon
1	Utsira fyr	Rogaland	Utsira
2	Skalmen fyr	Møre og Romsdal	Smøla
3	Sula	Sør Trøndelag	Frøya
4	Halten fyr	Sør Trøndelag	Valsneset/Harbaksfjellet
5	Nordøyen fyr	Nord Trøndelag	Vikna/Ytre Vikna
6	Helnes fyr	Finmark	Kjøllefjord
	Lokasjon	Fylke	
1	Bessakerfjellet	Nord Trøndelag	
2	Kjøllefjord	Finmark	
3	Skallhalsen	Finmark	

Tabell 7.1 Lokasjoner og målestasjoner det er innhentet vinddata fra [52] [58].

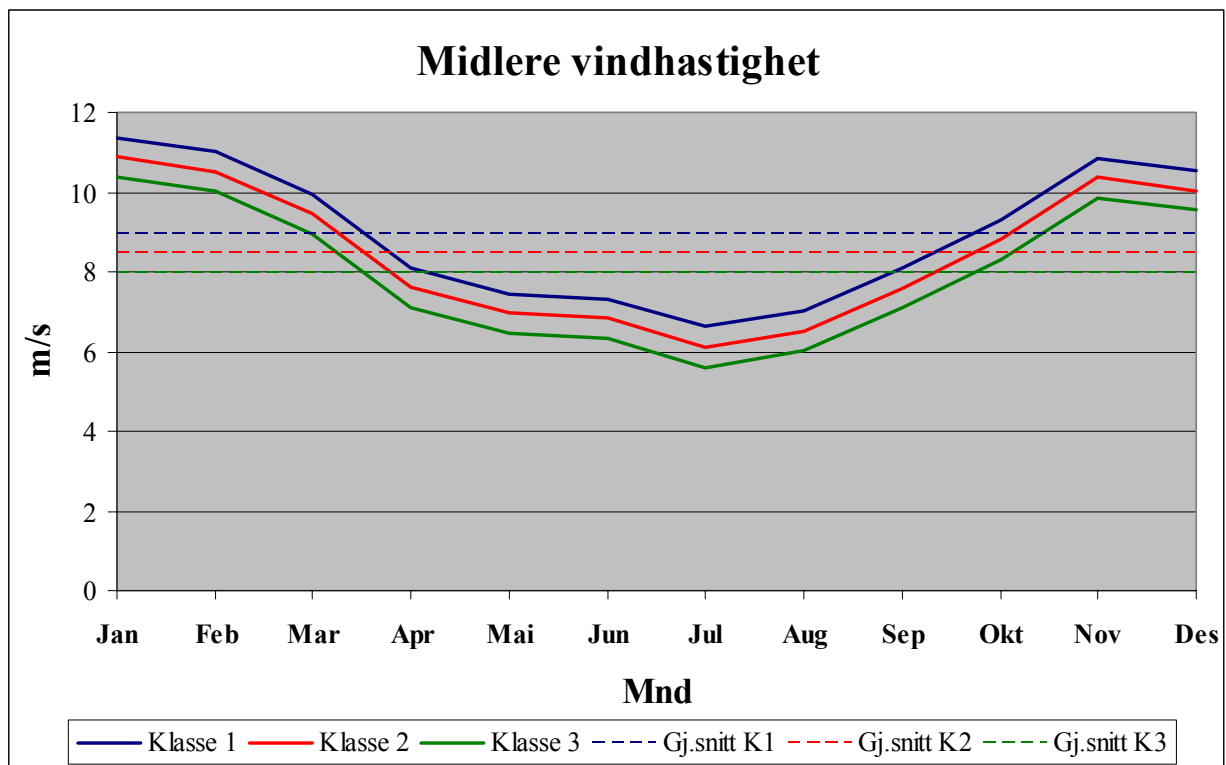
Siden standard målinger fra Meteorologisk Institutt er utført i ti meters høyde over bakken, må de konverteres til vindhastighet som observeres i normal navhøyde for vindmøllen. Til denne konverteringen er effektkalkulatoren til Windpower benyttet [49]. I denne kalkulatoren må en del parametere legges inn, og disse er beskrevet nedenfor.

- Gjennomsnittlig temperatur og høyde over havet for lokasjonene må plottes inn for å bestemme densiteten til luften. Dette er en generell beregning, så gjennomsnittstemperatur over 30 år for ti utvalgte steder spredd over Norges land er på ca 3,64 °C [47]. Gjennomsnittshøyden over havet for målestasjonen er på 25 meter, slik at luftens densitet dermed blir 1,27 kg/m³.
- Vinden blir i stor grad påvirket av omgivelsene, slik at topografi, høye bygninger, trær, gress osv vil innvirke på vindhastighet på grunn av friksjon og turbulens. Denne påvirkningen blir klassifisert etter ulike ruhetsklasser, og klasse null er riktig for målinger utført så nære havoverflaten som ved de utvalgte fyrene. [49]
- Gjennomsnitt av midlere vindhastighet over året for de seks målestasjonene, 7,7 m/s, må legges inn, i tillegg til formfaktor for weibullfordelingen. Formfaktoren er beregnet ut fra gjennomsnittet av verdiene beregnet for de tre vindmøllelokasjonene i tabell 7.1. Det gir en gjennomsnittlig formfaktor på 1,9, noe som er i samsvar med beregninger utført for vindforhold i Norge [66].
- Til slutt må målehøyde over bakken, som i dette tilfellet er ti meter, og navhøyde for vindmølle legges inn. Navhøyden er satt til 75 meter, noe som er vanlig for vindmøller med installert effekt over 2 MW.

Når alle disse parametrene er lagt inn beregnes gjennomsnittlig midlere vindhastighet i normal navhøyde for vindmøllen. Verdien som beregnes er 9,1 m/s, det vil si en økning på 1,4 m/s i forhold til inputverdien. Ut fra dette beregnes et forholdstall på 1,18 som alle månedlige midlere vindhastigheter fra målestasjonene multipliseres med. Deretter tas gjennomsnittet av årlig midlere vindhastighet fra både de skalerte målestasjonene og de tre virkelige lokasjonene, noe som gir en verdi på 8,97 m/s. Dette gir en bra verdi på midlere vindhastighet på de beste utbyggingsstedene for vindkraft i Norge, siden både Kjeller Vindteknikk og KanEnergi opererer med tilnærmede verdier [34] [66]. Det velges her å klassifisere utbyggingsprosjekter etter midlere vindhastighet, som vist av tabell 7.2. Klasse en tilsvarende meget gunstige vindforhold som beregnet for de beste lokasjonene ovenfor, mens det for de to neste klassene trekkes fra henholdsvis 0,5 og 1,0 m/s fra beregnede månedlige midlere vindhastigheter. Figur 7.2 viser forventet midlere vindhastighet for de tre klassene, fordelt månedsvis.

Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3
9.0 m/s	8,5 m/s	8.0 m/s

Tabell 7.2 Klassifisering av vindhastighet.



Figur 7.2 Klassifisering av midlere vindhastighet.

Frekvensfordelingen for vindhastigheter blir normalt beskrevet med en weibullfordeling, der parametrene som formfaktor og skalafaktor må bestemmes. Formfaktoren sier noe om spissingen av fordelingen, mens skalafaktoren bestemmer hvor mye fordelingen er forskjøvet til høyre. [49] Formelen for weibullfordelingen er uttrykt i ligning (34).

$$f(v_1) = \left(\frac{\varphi}{S}\right) \cdot \left(\frac{v_1}{S}\right)^{\varphi-1} \cdot e^{-\left(\frac{v_1}{S}\right)^\varphi} \quad (34)$$

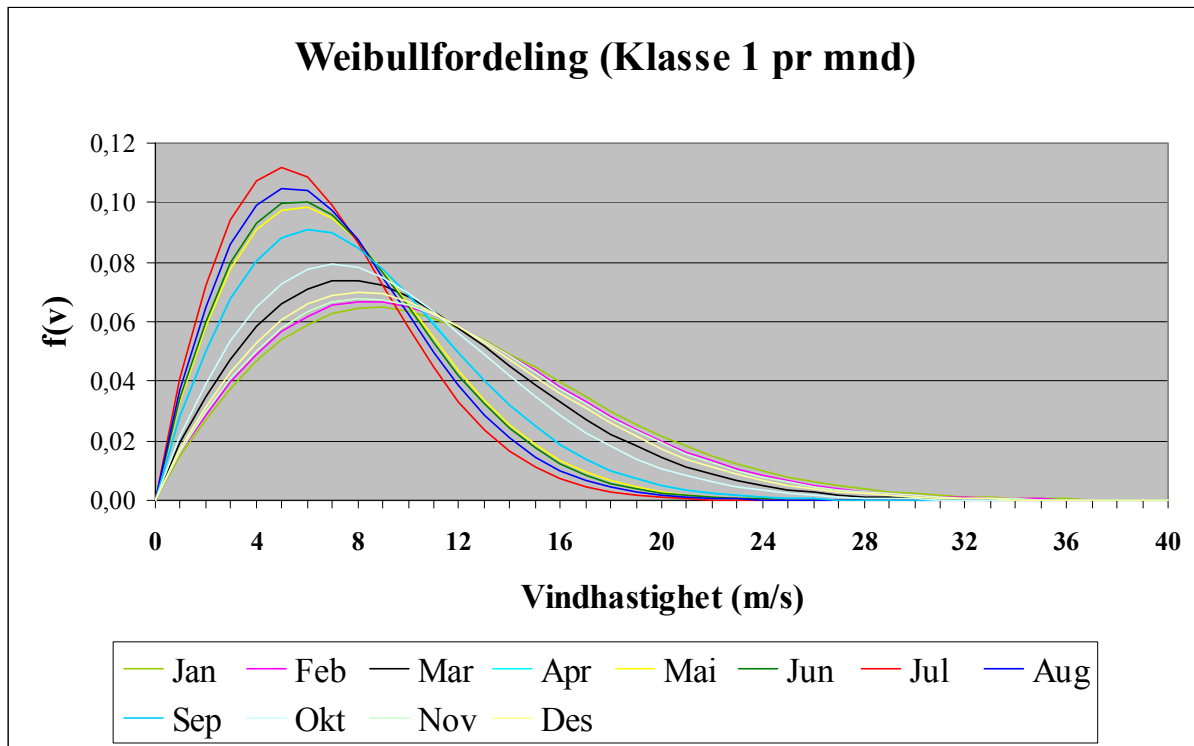
- v_1 er antatt konstant vindhastighet langt foran turbinbladene.

- ϕ er formfaktor.
- S er skalafaktor.

Sannsynlighetsfordelingen for de ulike vindhastighetene, basert på både klasse og måned, er funnet ved å sette formfaktoren til en konstant verdi lik 1,9 og deretter beregne månedsvise skalafaktorer. Forenklingen med å sette formfaktoren konstant betyr svært lite for et intervall mellom 1,7 og 2,1, noe som er mest sannsynlige verdier på denne parameteren uavhengig av måned [49]. Skalafaktorene beregnes ved å benytte målsøkerfunksjonen i Excel på ligningene (34) og (35). Figur 7.3 viser månedsvise fordelinger for klasse en, med tilhørende skalafaktorer.

$$v_{Midlere} = \int_0^{\infty} v_1 \cdot f(v_1) \cdot dv_1 \approx \sum_{i=1}^{55} v_{1_i} \cdot f(v_{1_i}) \cdot \Delta v_{1_i} \quad (35)$$

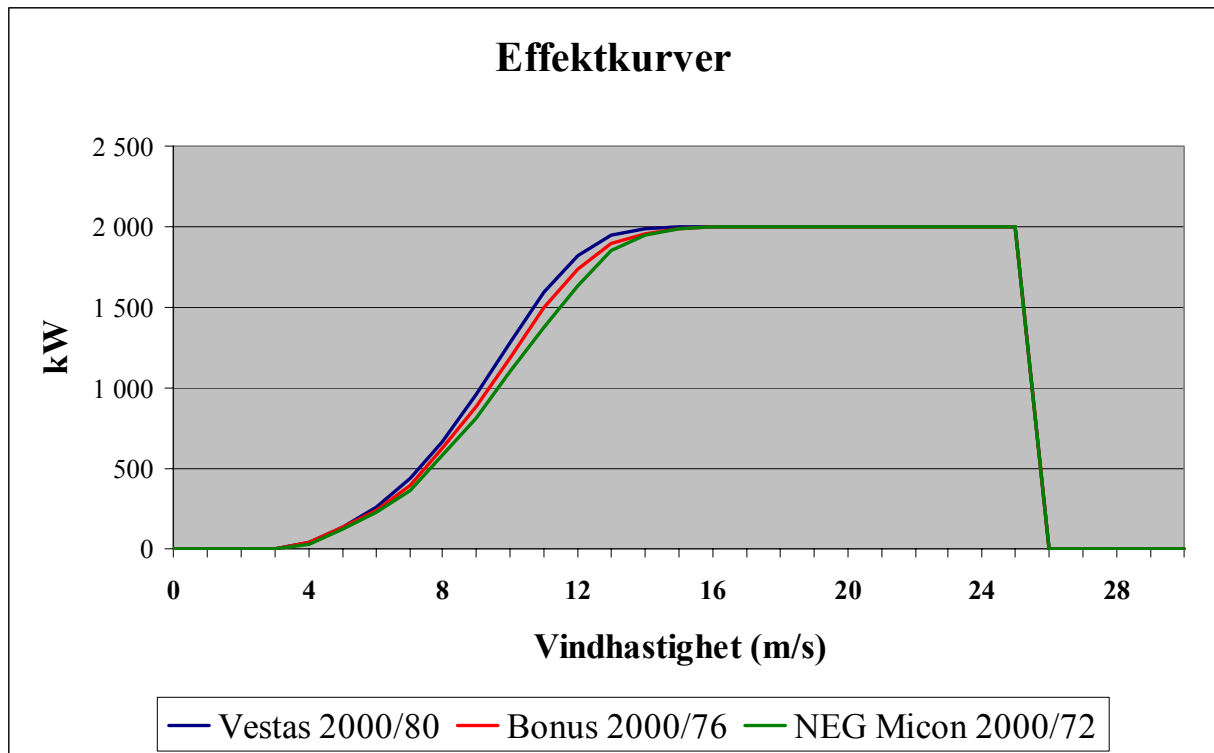
- $v_{Midlere}$ er gjennomsnittlig vindhastighet.
- Δv_1 er inkrementet en ønsker å dele vindhastighetene opp i.



Figur 7.3 Månedsvise weibullfordelinger for vindhastighetsklasse 1.

7.2.4 Produksjon

For å beregne en vindmølles forventede produksjon, må weibullfordelingene kombineres med effektkurvene til ulike vindturbin typer. En effektkurve er avhengig av en rekke parametere som arealet turbinbladene dekker, aerodynamikk, antall turbinblader, optimal rotasjonshastighet på tuppen av turbinbladene, gir- og generatorvirkningsgrad osv [3]. Dette innebærer at turbinprodusentene opererer med hver sin effektkurve for tilsynelatende like store turbiner målt etter installert effekt. Figur 7.4 viser tre effektkurver fra forskjellige produsenter av 2 MW vindturbiner.



Figur 7.4 Effektkurver for tre forskjellige vindturbiner [49].

Av figur 7.4 ser en at vindmøllen slår inn ved en vindhastighet på ca 4 m/s, og stopper opp ved vindhastigheter over 25 m/s. Det betyr at ved lavere vindhastigheter enn innslaget så har ikke vinden nok energi til å rotere turbinbladene, mens ved høyere vindhastigheter enn 25 m/s vil det være hensiktsmessig å stanse turbinen på grunn av store mekaniske påkjenninger. Mellom innslag og til effektkurven når toppunktet (nominell effekt), optimeres vinklingen på turbinbladene slik at maksimal vindenergi benyttes. Etter at nominell effekt er oppnådd er ikke generatoren konstruert for større belastninger, og vinkelen på turbinbladene må justeres for å bremse opp effekten som turbinen genererer [66]. Det finnes to hovedprinsipper for å bremse opp effekten. Ved den første metoden (stall) vris turbinbladene slik at angrepsvinkelen øker med økende vindhastighet og løftet avtar, mens ved (pitch) vris turbinbladene mot lavere angrepsvinkel.

Energiproduksjonen over en tidsperiode finnes ved å multiplisere verdiene fra effektkurven med sannsynlighetene gitt av weibullfordelingen over et inkrement av vindhastighet, samt med tidsintervallet en ønsker å finne produksjonen over. Dette kan uttrykkes ved ligning (36) [3].

$$W = T \cdot \psi \cdot \int_0^{30} f(v_1) \cdot E(v_1) \cdot dv_1 \quad (36)$$

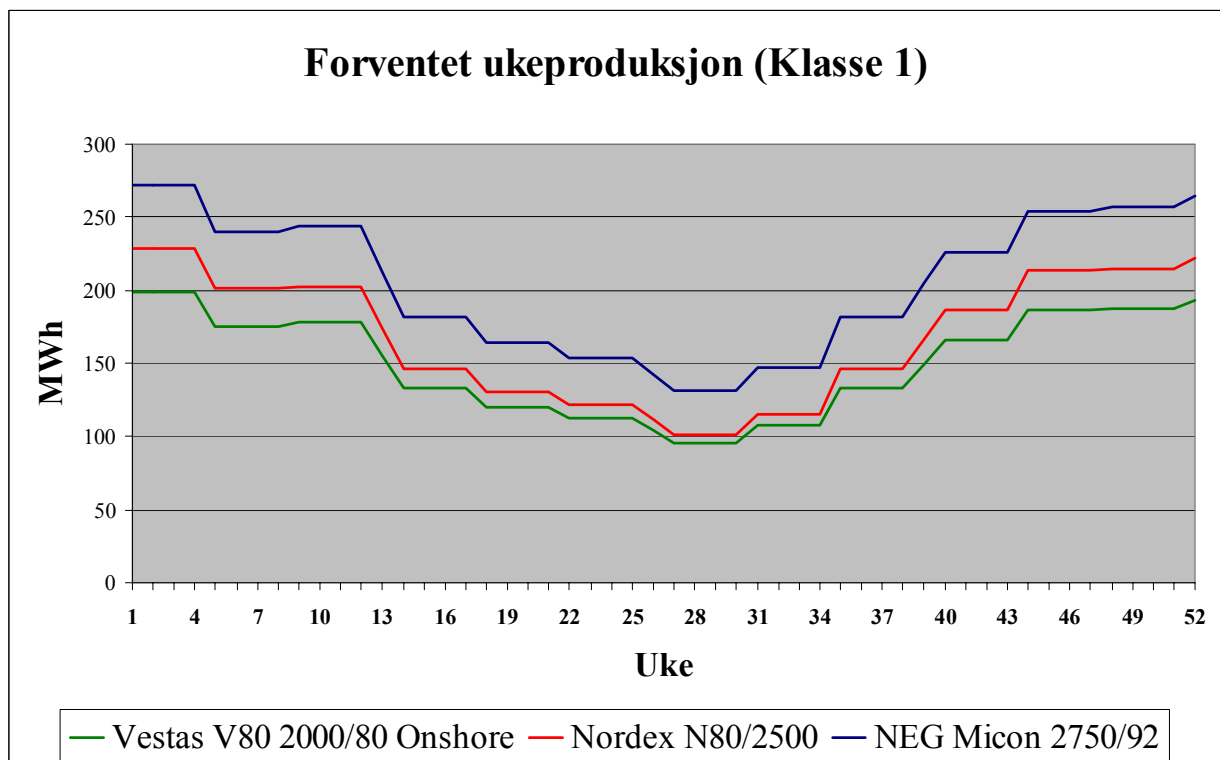
- T er totaltiden i timer.
- ψ er tilgjengeligheten til vindturbinen.
- $E(v_1)$ er effektkurven for vindturbinen.

Alle data for vindhastigheter er oppdelt månedsvis, mens prismodellen utledet i kapittel 5 er delt inn i uker. Dermed må funksjonen for energiproduksjon konverteres til uker, og det gjøres ved ligningene (37) og (38).

$$W_{U_i} = W_{M_j} \cdot \frac{48}{52 \cdot 4} \Rightarrow i \notin 13 \cdot k \quad (37)$$

$$W_{U_{13 \cdot k}} = \frac{P_{U_{13 \cdot k-1}} + P_{U_{13 \cdot k+1}}}{2} \Rightarrow k = 1, 2, 3, \dots \quad (38)$$

- W_U er ukeproduksjon.
- W_M er månedsproduksjon.
- i er uker i prismodellen.
- j er måneder i modellen. Sammenhengen mellom i og j er at det går fire uker på hver måned, med unntak av hver tredje måned hvor det går fem uker. Produksjonen i den femte uken hver tredje måned er gitt av ligning (38).



Figur 7.5 Energiproduksjon for tre utvalgte vindturbiner.

I figur 7.5 er det beregnet forventet ukeproduksjon for vindhastighetsklasse 1, med utgangspunkt i tre vindturbiner fra forskjellige produsenter og med ulik nominell effekt (2-2,75 MW). Forventet ukeproduksjon fra åtte ulike vindturbiner og tre vindklasser er beregnet, slik at det totalt er generert 24 tidsserier med produksjonsdata som kan benyttes til kalkulering av netto nåverdi i kapittel 8. Midlere vindhastigheter er beregnet for en navhøyde på 75 meter, så en må være klar over at den største vindturbinen, NEG Micon med navhøyde 92 meter og nominell effekt på 2,75 MW, blir noe diskriminert siden vindhastigheten øker med økt høyde over bakken.

En analyse er utført for å bestemme hvor store endringer i forventet årlig produksjon som oppstår ved å gå fra en årlig middelvind til å bryte datamaterialet ned til ukeintervaller. Forventet energiproduksjon, ved en tilgjengelighet på 97 %, og endring i prosent er vist i tabell 7.3. Den årlige produksjonen for vindklasse en er beregnet med middelvind på tilnærmet 9 m/s, og med formfaktor og skalafaktor på henholdsvis 1,9 og 10,1. Total

produksjon over året basert på månedlige data, er beregnet med konstant formfaktor på 1,9 og variabel skalafaktor etter vindhastighet. Til slutt er årlig produksjon kalkulert etter at månedlige data er konvertert ved hjelp av ligningene (37) og (38). Den største prosentvise endringen i total årsproduksjon som er målt ved å gå fra årlig middelvind til månedlige middelvind er på 3,84 %, mens endringene ved å gå fra måned til uke er neglisjerbar. Ut fra dette konkluderes det med at energiproduksjon delt opp i ukeintervaller gir bra resultat.

Vindklasse 1					
Turbintype	År (MWh)	Måned (MWh)	Uke (MWh)	Endring (År-mnd)	Endring (Mnd-år)
Vestas V66 1750/66	6154	5928	5931	3,67 %	0,051 %
Vestas V80 2000/80	7845	7546	7551	3,80 %	0,056 %
Bonus 2300/82,5	8822	8489	8494	3,77 %	0,055 %
Bonus 2000/76	7552	7269	7273	3,74 %	0,054 %
NEG Micon 2750/92	10713	10311	10317	3,75 %	0,055 %
NEG Micon 2000/72	7243	6977	6981	3,67 %	0,052 %
Nordex N90/2300	9511	9146	9151	3,84 %	0,058 %
Nordex N80/2500	8762	8439	8444	3,68 %	0,051 %

Tabell 7.3 Årsproduksjon fra ulike vindturbiner fordelt på tre tidsinndelinger.

7.2.5 Utvikling innen vindkraft

Den teknologiske utviklingen med hensyn til vindturbinstørrelse har de siste årene gått raskt framover. I år 1996 var det vanlig med 600 kW nominell effekt, mens det nå er vanlig med vindturbinstørrelser opp til 3,5 MW [77]. De største kommersielle vindturbinene er å få helt opptil 5 MW, men her mener man det går en grense mellom produksjonskostnad og produsert energi [50]. Energien en vindturbin produserer er proporsjonal med diameteren i andre potens til arealet som turbinbladene dekker, mens massen til vindturbinen er proporsjonal med diameteren i tredje potens [66]. Dette gjør at større vindmøller blir svært tunge og kostbare, selv om utvikling av sterkere og bedre materialer kan motvirke dette noe. For eksempel kan nanoteknologi tas i bruk for å utvikle komposittmaterialer som gjør turbinbladene både sterkere og lettere [83].

Store vindturbiner utnytter landarealet mer effektivt, og skaper mindre visuelle forstyrrelser pr produsert energienhet. Samtidig produserer de energi til en lavere kostnad enn mindre vindturbiner, siden omkostninger til fundament, vei, bygg, nettilkobling, elektronisk styresystem osv i stor grad er uavhengig av turbinens størrelse [49]. Det aktuelle arealet som vindturbinen opptar dreier seg bare om ca 1 % av parkens område, så jordbruk og annen virksomhet kan fortsette temmelig upåvirket. Normal arealutnyttelse er omkring 10-20 MW/km², noe avhengig av hvor stabil vindretningen er [66]. Bedre vindressurser til havs enn på land, i tillegg til knapphet på landareal, har satt fokus på utbygginger offshore. Foreløpig er dette alternativet mer kostbart enn utbygging på land på grunn av høyere kostnader i forbindelse med fundamentering, nettilkobling og vedlikehold. Potensialet derimot er enormt, så det forventes en betydelig teknologisk utvikling med dertil lavere kostnader på sikt.

7.3 Småkraftverk

Lik de fleste teknologier for utnyttelse av fornybare energiresurser, er vannkraft et resultat av indirekte solinnstråling mot jordens overflate. Vannet går i et evig kretsløp hvor det fordampes opp fra havet av sola, stiger opp og avkjøles i atmosfæren, og kondenseres slik at det faller tilbake til jorden som regn eller snø. På sin vei mot havet igjen kan bevegelsesenergien til vannet omdannes til elektrisk kraft via en turbin og en generator. Norge har mye nedbør og store høydeforskjeller, noe som gjør landet velegnet til vannkraftproduksjon. I motsetning til de andre teknologiene beskrevet i dette kapittelet er vannkraft en stor bidragsyter til verdens samlede energiproduksjon, der den utgjør ca en sjettedel av verdens elektrisitetsproduksjon. I tillegg utgjør den over 90 % av all produksjon basert på nye fornybare ressurser [3].

Norge er i en særstilling med tilnærmet full dekning av elektrisitet fra fornybare energikilder, noe som hittil har vært synonymt med vannkraft. De største vannkraftutbyggingene fant sted i årene 1950-1970, men større fokus på hvilke inngrep disse utbyggingene påfører naturen har bremsset opp utbyggingstakten. Stortinget sa våren 2001 nei til nye store prosjekter som griper inn i urørt natur som er viktig for miljøet [80]. Dette har skapt betydelig interesse for utbygging av små vannkraftverk. Definisjonen på små vannkraftverk er noe forskjellig fra land til land, men i Norge klassifiseres de i tre kategorier etter størrelse. Disse kategoriene er vist i tabell 7.4.

Kategori	Effekt (kW)
Mikrokraftverk	<100
Minikraftverk	100 – 1 000
Småkraftverk	1000 – 10 000

Tabell 7.4 Kategorisering av små vannkraftanlegg [79].

7.3.1 Hydrologi

Planlegging av et vannkraftverk er helt avhengig av hydrologien i tilstøtende nedslagsområde, det vil si hvor mye vann som gjennomsnittlig vil renne til inntakspunktet i løpet av et år samt hvordan vannføringen fordeler seg over året. Er det for eksempel mye innsjøer og myrer i området vil det mest sannsynlig føre til en mer jevn fordeling av avrenningen, mens et lite felt bestående av mye bart fjell kanskje vil være uegnet til kraftutnyttelse [79]. Det kan lønne seg å legge ned både tid og ressurser for å analysere vanntilsiget til et planlagt kraftverk, da dette er viktig for dimensjonering av anlegg, estimering av kraftproduksjon og ikke minst økonomien i prosjektet.

Metode for måling av vanntilsig kan sammenlignes med framgangsmåte for å beregne midlere vindhastighet, der to lokasjoner sammenlignes og skalering av aktuell utbyggingslokasjon kan utføres. Siden det sjelden finnes tilsigsdata over lengre perioder for mindre vassdrag, er det vanlig å benytte dataserier fra et nærliggende uregulert område eller et område med tilsvarende hydrologiske egenskaper. Egenskaper som feltstørrelse, klima, høydefordeling, breprosent, årsfordeling av vannføring osv bør være tilnærmet likt for to felt som sammenlignes. [79].

En annen metode som kan benyttes er avrenningskartene til NVE i kombinasjon med opptegnede nedbørsfeltgrenser. Dette er et bra hjelpemiddel for å estimere årlig middellavrenning i ethvert punkt i ethvert vassdrag, uavhengig av om det finnes en

målestasjon direkte i nedbørsfeltet, og metoden er basert på data for den hydrologiske normalperioden 1961-1990. [79] Avrenningskartene gir tilsiget i benevningen liter pr sekund pr kvadratkilometer, slik at arealet av elvens tilhørende nedbørsområde i forhold til inntakspunktet må beregnes. Arealet kan enten beregnes ved et digitalt kartverktøy eller ved å planimetrere et kart med en målestokk som får fram topografien på en bra måte. Usikkerheten i avrenningskartene kan variere helt opp mot $\pm 20\%$, og normalt så øker usikkerheten med avtagende størrelse på nedbørsfelt. Samtidig så framkommer ikke fordelingen til vanntilsiget over året, slik at fordelingen fra en representativ målestasjon må benyttes.

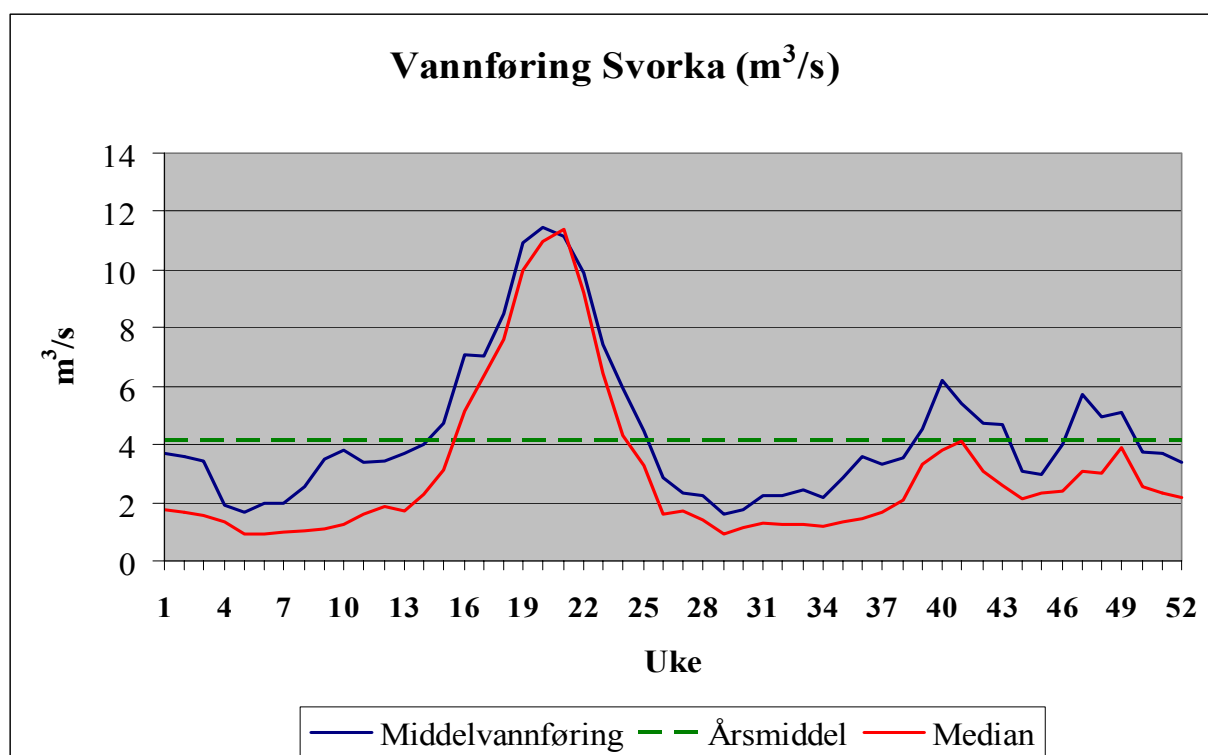
Vannføring som passerer inntakspunktet pr tidsenhet kan dermed estimeres etter følgende formel (39):

$$Q = \beta \cdot A \quad (39)$$

- Q er vannføring i kubikkmeter pr sekund.
- β er avrenning pr kvadratkilometer.
- A er arealet av nedbørsfeltet.

7.3.2 Vannføring

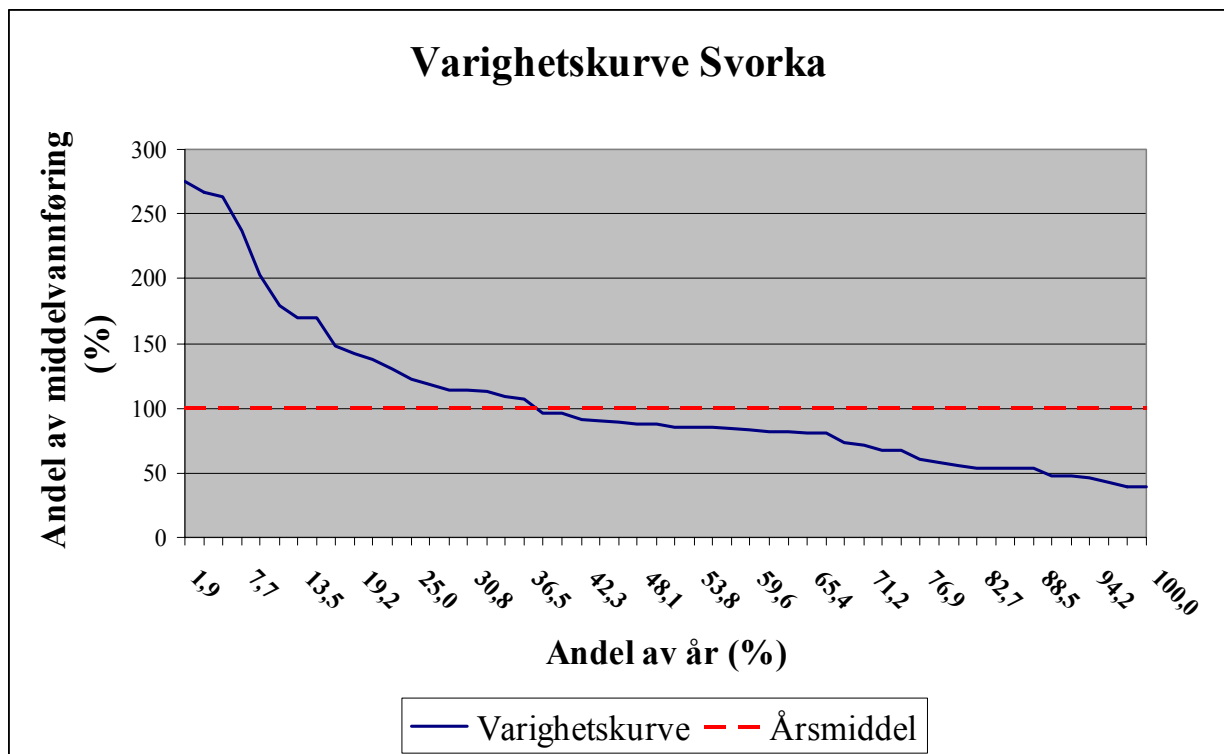
Fordeling av vannføring over året er viktig å kartlegge i forhold til dimensjonering av anlegg og økonomi i prosjektet. Vannføringsprofil i figur 7.6 er beregnet ut fra historiske tilsigsdata mellom årene 1920 og 1961 for elva Svorka i Surnadal kommune (Møre og Romsdal). Svorka Energi planlegger å bygge ut et småkraftanlegg basert på vannføringen i denne elven, og dette anlegget er et av fire småkraftverk som er valgt ut for å beregne utbyggingstakt for ny fornybar energi i denne oppgaven (se kapittel 7.3.5).



Figur 7.6 Vannføring i Svorka [54].

Data for middelvannføringen presentert i figur 7.6 er basert på daglige observasjoner, men er her omgjort til ukentlige målinger. I tillegg til middel- og årsmiddelvannføring er det beregnet median fra datasettet, og kurven for medianen ligger med ett unntak under middelvannføring. Begge kurvene kan benyttes til dimensjonering av kraftverk, men en må være klar over et par momenter. For det første kan mediankurven være best egnet ved bygging av elvekraftverk, der flomvannet ikke kan nyttiggjøres siden middelvannføringen i større grad påvirkes av høye flomvannføringer enn medianen. Middelvannføringen kan også benyttes, men det forutsetter at det tas hensyn til lavvannstap og flomtap.

Bygges et anlegg for å utnytte mye av flomvannet kan det føre til kostbar overdimensjonering, slik at anlegget går med lav virkningsgrad ved lav vannføring. Det må derfor en teknisk/økonomisk avveining til for å optimalisere et vannkraftverk. Ut fra vannføringsdataene kan det dannes en varighetskurve. Denne kurven i figur 7.7 viser hvordan vannet fra nedbørsområdet til Svorka kan disponeres, og dermed bestemme anleggets slukeevne, tapt vann, nedre grense og hvor mye av tiden anlegget kan kjøres [79]. Den kan for eksempel leses som at ca 37 % av tiden vil vannføringen overstige middelvannføringen, eller at 100 % av tiden vil vannføringen overstige ca 39 % av middelvannføringen. Kurven dannes ved at vannføringene sorteres fra høyeste til laveste verdi, for deretter å omgjøres til prosentandel av årsmiddelvannføring. På horisontal akse omgjøres tidsintervallene til akkumulert prosentandel av året.



Figur 7.7 Varighetskurve for Svorka [54].

7.3.3 Energi i vannet

Det er den potensielle energien i vannet, det vil si produktet av masse, høyde og gravitasjonskonstant, som utnyttes ved vannkraftproduksjon. Den nyttige effekten til et vannkraftanlegg er dermed hovedsakelig avhengig av produktet av fallhøyden til vannet, det vil si høydeforskjell mellom inntakspunkt og kraftstasjon, og vannføringen som kan utnyttes. Nyttig effekt (kW) fra et anlegg kan uttrykkes ved ligning (40).

$$E^* = g \cdot Q \cdot H_N \cdot \eta_T \quad (40)$$

- g er gravitasjonskonstanten ($9,81 \text{ m/s}^2$).
- Q er maksimal vannføring gjennom turbinen, også kalt slukeevne.
- H_N er netto fallhøyde i meter.
- η_T er samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator.

Estimering av effekt fra et anlegg må ta hensyn til forskjellige tapselementer. For det første vil vannet tape energi på grunn av friksjon og turbulens i rør/tunnel, slik at brutto høydeforskjell mellom inntak og kraftstasjon reduseres til H_N . For et elvekraftverk vil også flomvann og minstevannføring gå tapt, siden vannet ikke lagres opp i et magasin. Av ligning (41) ser en at utfordringen ligger i å begrense hastigheten til vannet, siden falltapet øker med vannhastighet i andre potens ved konstante rørdimensjoner. Valg av rør er en avveining mellom rørkostnader og nåverdi av framtidige falltapskostnader, det vil si at anlegget optimaliseres med henhold til kortest mulig rørgate, lavest mulig friksjonskoeffisient i røroverflaten, optimal rørdiameter etter trykkområder og dimensjonering av maksimalt trykk og trykkvariasjoner som røret må tåle [79]. De beste anleggene utnytter opptil 95 % av brutto fallhøyde, mens et dårlig småkraftverk kan komme helt ned i 75 % utnyttelsesgrad av høydedifferansen [3].

$$H_N = H_B - h_{TAP} \Rightarrow h_{TAP} = \lambda \cdot \frac{l \cdot v^2}{d \cdot 2 \cdot g} \quad (41)$$

$$v = \frac{Q}{A_R} \quad (42)$$

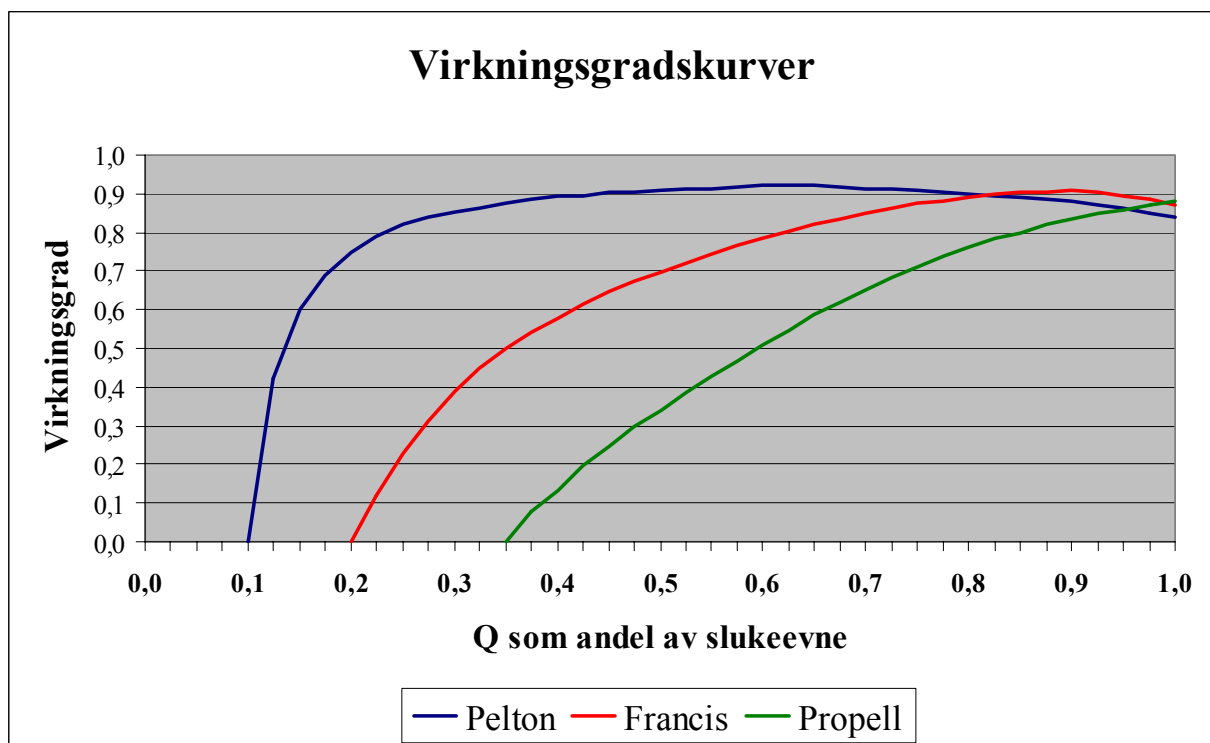
- H_B er brutto fallhøyde i meter mellom inntak og kraftstasjon.
- h_{TAP} er differansen mellom brutto og netto fallhøyde som oppstår på grunn av friksjon og turbulens.
- λ er friksjonskoeffisient til røret, som er avhengig av rørets overflateruhet, diameter og vannhastighet.
- l er lengde på rør i meter.
- v er vannets maksimale hastighet (m/s^2). Etter optimalisering vil vannhastigheten være i størrelsesorden $2\text{-}4 \text{ m/s}^2$ basert på gjennomsnittlig turbinvannføring [79].
- d er rørets diameter i meter.
- A_R er rørets tverrsnitt (m^2).

Under optimale forhold er aggregatet i et vannkraftanlegg en av de mest effektive maskiner i forhold til virkningsgrad, der den konverterer mesteparten av input til elektrisitet. Dette gjelder hovedsakelig store vannkraftverk, der det er lagt ned mye arbeid i planlegging og optimalisering. For mindre vannkraftverk vil total virkningsgrad, som inkluderer turbin, generator, transformator og eventuelt gir, normalt spenne over et område på mellom 0,6 og 0,9 [38]. Dette tallet avhenger i stor grad av elementer som vannføring, design av anlegg, størrelse på anlegg, type leverandør, type turbin, om anlegget er et elvekraftverk eller et magasin kraftverk osv.

7.3.4 Vannturbiner

Vannturbinene omdanner vannets energi til mekanisk energi på en roterende aksel, og de finnes i en mengde ulike former og størrelser. Tradisjonelt deles turbinene inn i to hovedklasser. Partiellturbiner har pådrag på bare en del av løpehulets omkrets, og fordi løpehulet ikke er omsluttet av vann vil energien kun bestå av kinetisk energi. Fullturbiner drives derimot på hele omkretsen, der alle kanaler til en hver tid er fylt av vann med forskjellig trykknivå. Det vil si at både kinetisk energi og trykkenergi omdannes til mekanisk energi i en fullturbin. [3] Turbinvalget bestemmes av faktorer som fallhøyde, vannføring og turtall, og noen av de mest brukte turbintypene er beskrevet nedenfor:

- **Pelton** turbinen er i klassen for partiellturbiner og brukes generelt ved lav vannføring i forhold til fallhøyden, og den består av et hjul med en rekke skovler fordelt på omkretsen. En eller flere (opptil seks) vannstråler fører vannet under høyt trykk inn på skovlene slik at det overføres en impuls, som igjen gir rotasjon på turbinen. Flere dyser gir fleksibilitet i forhold til å kunne utnytte en variabel vannføring, noe som er gunstig for et elvekraftverk. [38]
- **Francis** turbinen er den mest utbredte og benyttes ved middels vannføring i forhold til fallhøyde. Vannet ankommer radielt og jevnt på de regulerbare ledeskovlene og videre til løpehulet, før det tvinges til å forlate løpehulet aksialt via sugerøret. Dette sugerøret fører til at høydeforskjellen mellom turbinen og undervannet blir utnyttet, noe som utgjør en betydelig andel av energikonverteringen [79].
- **Kaplan** turbinen er i likhet med francisturbinen i klassen for fullturbiner, og den benyttes for store vannføringer i forhold til fallhøyde. Utformingen av en kaplan- og francisturbin er ganske lik, med unntak av at kaplanturbinen har et løpehjul utformet som en skipspropell med vridbare skovler. Sistnevnte egenskap, i tillegg til regulerbare ledeskovler, gir gode styringsmuligheter for å øke virkningsgraden for et kraftverk uten magasineringsmulighet [3].



Figur 7.8 Virkningsgradskurver for vannturbiner [38].

Typiske virkningsgradskurver for tre ulike vannturbiner er vist i figur 7.8. En flerdysset peltonturbin har en forholdsvis flat kurve, og kan opprettholde en høy virkningsgrad helt ned mot 15-20 % vannføring. Virkningsgradskurven for en francisturbin er mer jevnt stigende, men den har en høyere virkningsgrad enn både pelton- og kaplanturbinen jo nærmere vannføringen kommer 100 % av slukeevne. En propellturbin med faste skovler gir dårlig virkningsgrad med mindre vannføringen er over 70-80 % av slukeevne. Kurven for en kaplanturbin med regulerbare skovler, som også er en propellturbin, er ikke inntegnet, men den vil ha en virkningsgradskurve som ligner på den for peltonturbinen.

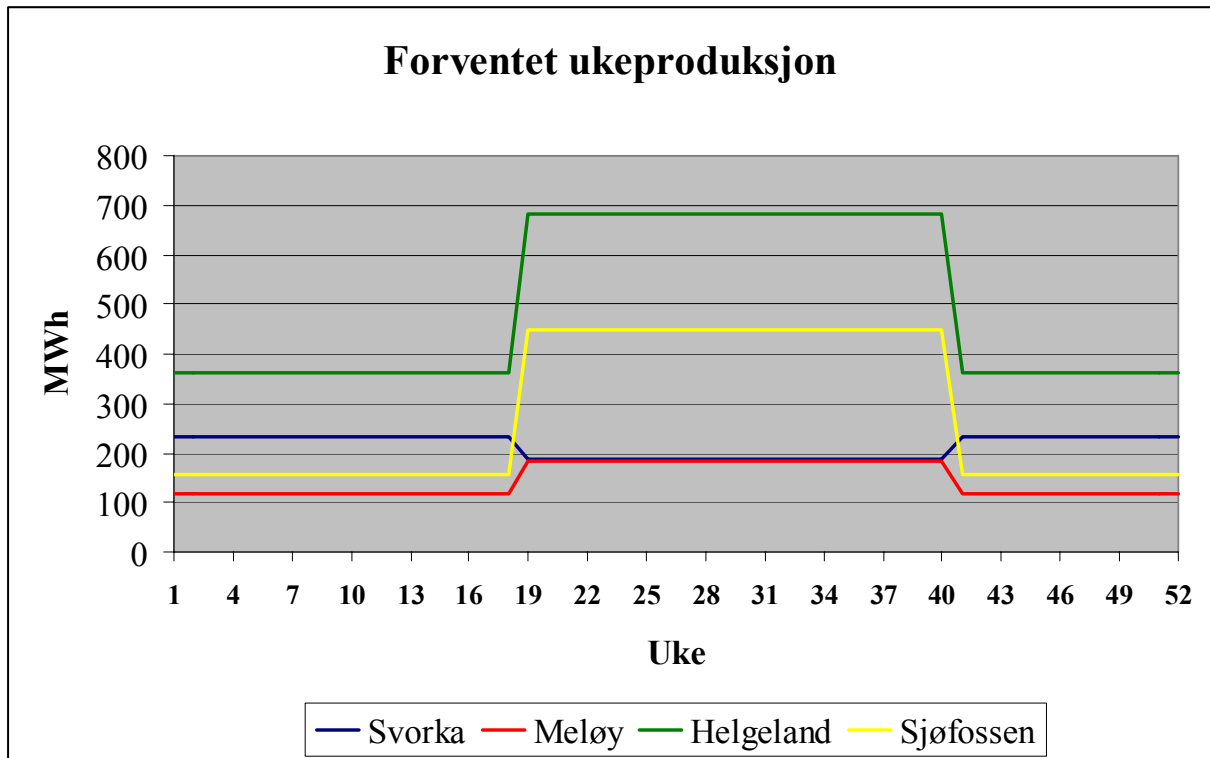
7.3.5 Eksempler på småkraftverk

I denne oppgaven er det benyttet fire utvalgte småkraftverk, som nå er under planlegging, til å representere eksempler på bra utbyggingsprosjekter (se tabell 7.5). Alle eksemplene er klassifisert som småkraftverk, da installert effekt varierer mellom 1 900 og 6 700 kW. To av dem er typiske elvekraftverk, mens de to andre har mulighet til magasinering av vann i noe ulik grad. I tillegg er anleggene bredt representert i forhold til fallhøyde og vannføring, noe som gjenspeiler seg i at alle tre turbintypene beskrevet i kapittel 7.3.4 er å finne igjen i oversikten nedenfor.

	Svorka	Meløy	Helgeland	Sjøfossen
Tilslig				
Nedbørsfelt (km ²)	75	4	64	28
Middelvannføring (m ³ /s)	4,17	0,37	4,90	1,58
Gj. snitt årlig flomtap (%)		20		23
Småkraftverk				
Type småkraftverk	Magasin	Elv	Magasin	Elv
Installert effekt (kW)	1900	2200	6700	4200
Fallhøyde (m)	39,3	366,0	80,0	170,0
Maksimal slukeevne (m ³ /s)	6,0	0,8	10,0	3,0
Diameter tilløpsrør (m)	1,6	0,6	2,0	1,2
Magasinvolum (millioner m ³)	26,2		2,0	
Turbintype	Kaplan	Pelton	Francis	Francis
Produksjon				
Produksjon vinter (GWh)	7,0	3,5	10,9	4,7
Produksjon sommer (GWh)	4,1	4,1	15,0	9,9
Produksjon årlig middel (GWh)	11,1	7,6	25,9	14,6
Brukstid (timer)	5850	3500	3870	3500
Midlere energiekvivalent (kWh/m ³)	0,09	0,83	0,20	0,39

Tabell 7.5 Data for fire utvalgte småkraftverk [55].

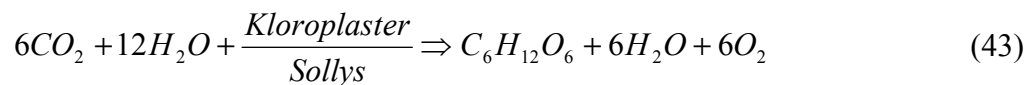
Ideelt sett skulle forventet produksjon for de fire småkraftverkene vært fordelt ukevis slik som for vindproduksjonen, siden prismodellen er delt inn i ukeintervaller. Grunnen til at dette ikke er gjort, er at både virkningsgradskurver for de spesifikke vannturbinene og tilsigsdata for noen av anleggene har vært utilgjengelig. Dermed vil årsproduksjonen bli delt inn i en sommer- og vintersesong som vist i figur 7.9. Dette antas likevel som godt nok for å oppnå bra resultater i videre beregninger.



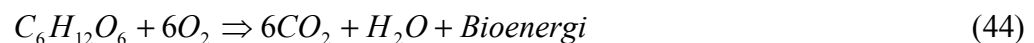
Figur 7.9 Energiproduksjon for fire utvalgte småkraftverk.

7.4 Bioenergi

Biomasse er et samlebegrep på organisk materiale fra land og vann, i tillegg til det organiske avfallet som det moderne samfunn produserer. Oppbyggingen av organisk materiale skjer ved fotosyntesen, der karbondioksid, vann og sollys danner karbohydrater og oksygen. Alle grønne planter (inkludert trær, alger ol) ivaretar og foredler solenergien slik at det blir produsert fiber, mat og brensel. Samlet sett omfatter fotosyntesen alle de kjemiske reaksjonene (titalls reaksjoner med kompleks karakter) som foregår i plantene når de omdanner energien i sollyset til kjemisk bundet energi. Forenklet kan sluttreaksjonen formuleres som ligning (43).



Når biomassen brytes ned frigjøres den lagrede energien, og denne prosessen kalles respirasjon eller forbrenning og er avhengig av oksygentilførsel. Ligning (44) for nedbrytingsprosessen nedenfor har den motsatte reaksjonen sammenlignet med ligningen for fotosyntese, og her dannes det som kalles bioenergi. Her ser en at karbondioksidene som ble bundet under fotosyntesen blir frigjort igjen, og dette gir den grunnleggende forståelsen av hvorfor biomasse betegnes som CO₂ nøytralt. [11]



Energien frigjøres oftest som termisk energi, det vil si som varme, men den kan omformes til elektrisitet, flytende drivstoff eller hydrogen. Det må presiseres at både biobrensel og fossilt brensel stammer fra biomasse, men den store forskjellen ligger i at det tar millioner av år å

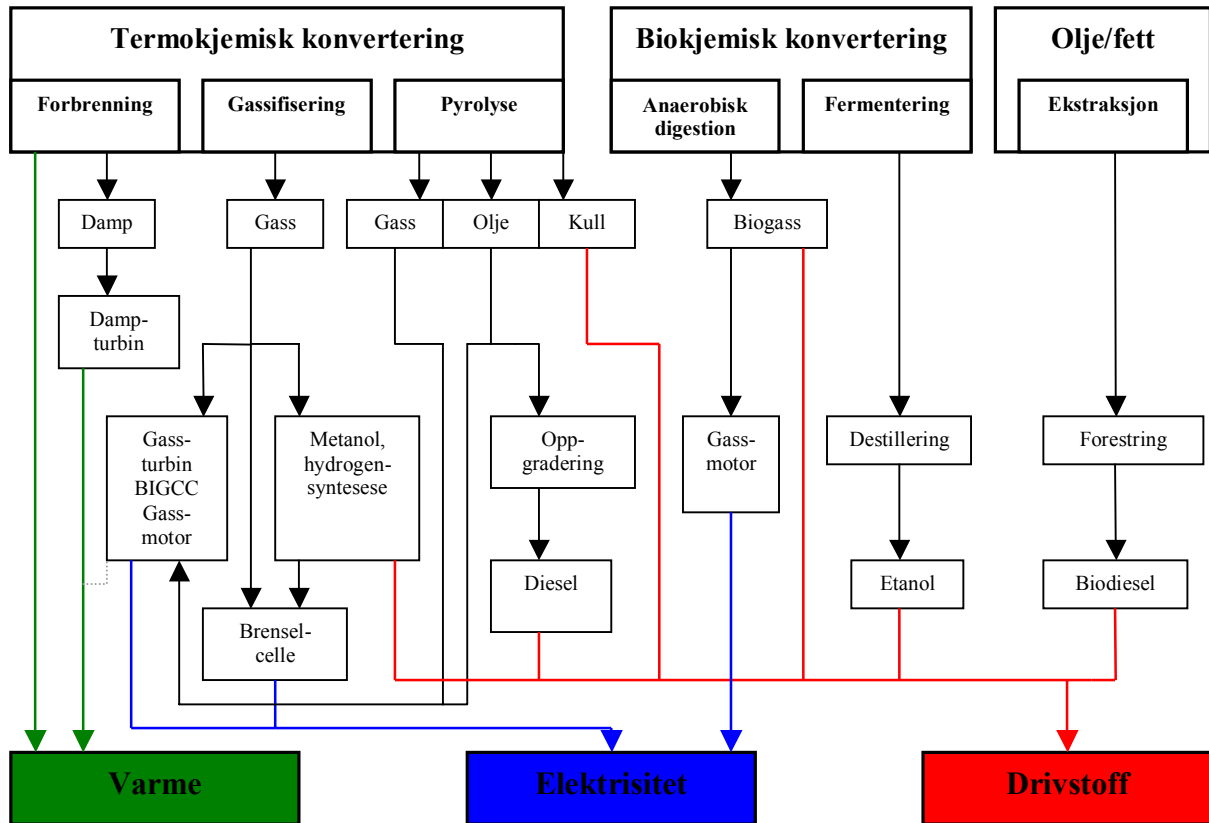
produsere fossilt brensel mens for eksempel rapsfrø til biodieselproduksjon kan dyrkes i løpet av noen få måneder. [72]

7.4.1 Biobrensler

Biobrensler fra biomasse kan deles inn i ulike former og det skilles mellom biobrensler i fast form, gassform og flytende form: [65] [68]

- Faste uforedlete biobrensler karakteriseres ved at de i liten grad blir bearbeidet før de utnyttes som brensel. De blir ofte tørket og hogd opp i passe store biter, og brenselet er best egnet til bruk i store forbrenningsanlegg. Denne type biobrensler kan være ved, flis, bark, halm, torv, energiskog og energigras.
- Faste foredlete biobrensler blir bearbeidet før bruk, og råstoffet (oftest avfall fra skogbruk, flis eller halm) blir hogd, kvernet eller malt opp til flis før det tørkes. Deretter blir det videreforedlet til brikker, pellets og pulver. Produksjonskostnadene her er høyere enn for uforedlet brensel, men fordelene er blant annet: Reduserte investeringskostnader i forbrenningsanlegg pga homogent brensel, mer energi pr volumenheter gir reduserte transport- og lagringskostnader, enklere regulering av forbrenning og færre driftstans.
- Gass framstilles ved termokjemiske prosesser som pyrolyse, gassifisering og forbrenning. Ved pyrolyse varmes biomassen opp i en atmosfære uten oksygen mens ved gassifisering varmes den opp med et underskudd av oksygen i atmosfæren, og for begge prosesser fører dette til at flyktige forbindelser i brenselet frigjøres. Fellesprodukt er gass som kan brennes eksternt i en kjele/motor eller ekspanderes over en gass turbin. Pyrolyse danner også tjære og trekull (optimert for det formålet), mens gassen fra gassifisering kan oppgraderes til metanol via syntese.
- Produksjonen av biogass er en anaerob prosess hvor ulike typer karbohydrater brytes ned til CH_4 og CO_2 . Normalt vil prosessen føre til at ca 50 % av det organiske materialet omdannes til biogass. Særlig innen landbruket, næringsmiddelindustrien, rensesanlegg og avfallssektoren er det aktuelt å behandle våt organisk biomasse. Gassen har tilnærmet samme anvendelsesområde som naturgass, og kan ved gassbrennere benyttes til oppvarming i tradisjonelle oljekjeler eller forbrennes i en gassmotor.
- Flytende biobrensler brukes først og fremst som drivstoff til motorer, og brenselet kan være bioetanol, bioolje og biodiesel. Bioetanol framstilles gjennom en fermenteringsprosess av planter som inneholder mye sukker eller stivelse, mens bioolje kan produseres av vegetabilsk olje, animalsk fett eller ved termokjemisk konvertering ved lav temperatur og høyt trykk. Biodiesel framstilles ved en prosess kalt forestring, noe som innebærer en kjemisk behandling av biooljer.

Figur 7.10 gir en oversikt over de ulike formene for biobrensler og konverteringsmetoder til diverse anvendelsesområder, der grønne, blå og røde piler viser ulike metoder for hvordan biomasse kan omdannes til henholdsvis varme, elektrisitet og drivstoff.



Figur 7.10 Konverteringsteknologier for biomasse [3].

7.4.2 Teknologier

Det finnes en rekke teknologier for å omdanne biomasse til energi. Tradisjonelt i Norge er det mest vanlig å produsere varme i stedet for elektrisitet fra biobrensler ved forbrenning. Dette kommer av at prosesser for konvertering til elektrisitet pr i dag sjeldent er økonomisk lønnsomt, med unntak av noen anlegg innen papir- og treforedlingsindustrien [66].

I en forbrenningsprosess går brenselet først gjennom en primærforbrenning der de tre fasene tørking, pyrolyse/gassifisering og utglødning inngår, mens utbrenning av røykgassene foregår i sekundærforbrenningen. I større moderne forbrenningsanlegg skjer disse to prosessene atskilt i to kamre for å øke virkningsgraden. [72] Tørking innebærer at den fuktige bestanddelen i brenselet fordampes, og brensel med høy fuktighetsandel vil føre til at forbrenningsprosessen går saktere og temperaturen vil reduseres i brennkammeret på grunn av tapt fordampningsvarme. Ved pyrolyse og gassifisering er temperaturen blitt så høy at den termiske nedbrytingen (brennbare gasser avspaltes) av brenselet vil starte. Etter denne avspaltingen er det en karbonrest tilbake som gløder ut helt til det bare er aske igjen. Både primær- og sekundærforbrenningen trenger tilførsel av oksygen, og det er viktig at denne tilførselen kan styres for å oppnå optimal forbrenning. [65]

Ved all forbrenning er både kvalitet og miljøhensyn styrt av de fire hovedparametrene temperatur, oppholdstid, turbulens og luftmengde. Moderne industrielle forbrenningsanlegg er designet for å ha god kontroll på disse parametrene. Større biobrenselanlegg, over 250 kW, består stort sett av de samme hovedkomponentene som et oljefyringsanlegg, og det er brenselager, brenselinnmating, brenner/rist med luftstyring, kjel, røykgassrensing og skorstein. Selve utformingen av komponentene avhenger av type brensel, effektbehovet over

året, tilgjengelighet og hvilken grad av automatisering en ønsker. [66] Noen eksempler på industrielle forbrenningsteknologier er ristovner, undermaterstokere og fluidized bed forbrenning. Produktgassen fra denne type forbrenningsanlegg av biomasse blir vanligvis benyttet til produksjon av damp/varme til prosessindustri, fjernvarme og lignende ved forbrenning i kjele, men gassen kan også utnyttes til å drive eksempelvis dampturbiner, dampmotorer, dieselmotorer og stirlingmotorer for å produsere elektrisitet: [11] [65] [72]

- **Dampturbiner** i størrelsesordenen 5-500 MW_e blir benyttet som kondensurbiner, det vil si at mest mulig av energien i dampen blir tatt ut for å produsere elektrisitet. Avhengig av type brensel kan kondensurbinen gjenvinne opptil 40 % av energien i brenselet. I intervallet 0,5-5 MW kan dampturbinen opereres som mottrykksturbin, noe som innebærer at dampen forlater turbinen med et trykk og en temperatur som gjør det mulig å utnytte den til varmemål. Denne type anlegg vil normalt gi 10-20 % elektrisitet og 60-70 % varme, slik at total virkningsgrad kommer opp i ca 80 %.
- **Dampmotorer** er mest interessante i forbindelse med mindre anlegg siden maksimal kapasitet er begrenset til ca 1 200 kW_e. Dampen ekspanderes over et stempel, som igjen driver akslingen til generatoren. Antall stempler i en motor varierer fra en til seks og med alt fra en til tre ekspansjonstrinn, og avhengig av disse parametrene vil elektrisitetsutbyttet ligge mellom 6-20 % av tilført energi. En dampmotor har den fordel at den gir tilnærmet konstant virkningsgrad helt ned til 40 % av nominell effekt, noe som gjør den mer fleksibel i forhold til en dampturbin.
- **Dieselmotorer** er effektive ved produksjon av elektrisitet for anlegg mindre enn 5 MW_e sammenlignet med en dampturbin. Turboladede motorer kan oppnå elektrisk virkningsgrad på ca 40 %, men ved gjenvinning av varme fra kjølevann og eksos kan total virkningsgrad komme opp i 90 %. Denne teknologien kan benytte ulike biobrensler som deponigass, gass fra pyrolyse/gassifisering og biodiesel, men gasser med lav brennverdi må suppleres med 5-10 % dieselolje.
- **Stirlingmotorer** har den fordel sammenlignet med andre stempelmotorer at forbrenningen skjer utenfor motorsylinderen, slik at alt fra gassformig, fast og flytende brensel kan benyttes. Varmen overføres til medium som luft, helium og hydrogen som går i en lukket krets, og ekspansjon og kompresjon av mediet overføres til akslingen via arbeidsstemplet. Denne prosessen er tilnærmet ideell for å transformere varme til mekanisk energi, men i virkeligheten reduseres virkningsgraden betydelig av friksjon, trykktap og begrenset varmeoverføring. Teknologien er lite kommersielt utbredt, men stirlingmotorer med en kapasitet på 150 kW_e er under bygging, med en elektrisk virkningsgrad på ca 28 %.

7.5 Solenergi

Solen er en enorm kjernefysisk fusjonsreaktor som konverterer hydrogen til helium med en hastighet på fire millioner tonn pr sekund. Den utstråler energi gjennom en overflatetemperatur på ca 6 000 °C. Av den strålingen som når jorden absorberes ca to tredjedeler mens resterende reflekteres tilbake. [3] Jorden roterer omkring solen med en akse som er tiltet med en vinkel på 23,5°. Det gjør at den nordlige halvkule mottar færre kWh pr kvadratmeter enn ved ekvator på grunn av både innfallsvinkelen til solstrålene og den ekstra distansen de må tilbakelegge. For eksempel i Norge vil årlig solinnstråling variere mellom 700-1100 kWh/m², noe som tilsvarer ca 30-50 % av innstrålingen nærmere ekvator [73]. Dette gjør det lite interessant med storstilt utbygging av solkraftanlegg i Norge, og er pr i dag begrenset til mindre solcelleanlegg til fritidshytter og lignende på steder hvor nettilkobling er

utilgjengelig og kostbart. De mest anvendte teknikker for å utnytte solenergi er beskrevet nedenfor:

- **Vannoppvarming** er den mest utbredte metoden for å utnytte solenergi i Europa. De enkleste installasjoner kan monteres på hustaket, der solinnstrålingen absorberes for å varme opp sirkulerende vann som et supplement til varmtvannsberederen. Mer kompliserte anlegg fokuserer strålingen så mye at det kan genereres vanndamp eller varme til å drive eksempelvis en stirlingmotor.
- **Passiv soloppvarming** av bygninger via vinduer er viktig å tenke på ved design. Vinduer har den egenskapen at de slipper gjennom synlig lys og kortbølget stråling, og de senere år er det forsket mye på å optimalisere innstrålingen, som fører til oppvarming og lys, samt redusere varmetapet tilbake til yttersiden [66]. For å effektivisere energibruken i bygninger er det derfor viktig å ta i betraktning hvordan solinnstrålingen treffer gjennom året, plassering og størrelse på vinduer, type og tykkelse av isolering for å bevare innstrålt varme og ikke minst hvordan lyset faller inn i bygningen.
- **Solcelleanlegg** konverterer solstråler direkte til elektrisk energi, og de beste kommersielle anleggene klarer nå å omdanne ca 17 % av innstrålingen til elektrisitet [3]. Lys består av små partikler med energi kalt fotoner, og når et foton med passende bølgelengde kommer inn mellom to typer av halvledere overføres energien til elektroner i materialet slik at det skapes elektrisk strøm [67]. Materialet som benyttes til halvledere er vanligvis krystallinsk silikon tilsatt forskjellige urenheter for å skape en negativ og positiv halvledertype. Den elektriske strømmen som produseres i mindre anlegg lagres vanligvis på batterier for sikre tilførsel når en trenger det.

7.6 Bølgeenergi

Når vinden blåser over havoverflaten oppstår det friksjon mellom vind og hav slik at noe av vindenergien overføres til havet. Dette skaper først spenninger, krusninger og småbølger, for deretter å øke på etter hvert som mer vindenergi får tak. Bølgene går over til lavere frekvenser og lengre bølgelengder, og prosessen vedvarer helt til de største bølgene får en fasehastighet omtrent lik vindhastigheten. [48] En bølge karakteriseres først og fremst av avstanden mellom bølgedal og bølgetopp, avstanden mellom to bølgetopper, retning og tidsperioden for en bølgelengde. Vindhastighet, distanse bølgene får utvikle seg over samt lengde på tidsrommet det blåser, bestemmer energiinnholdet i bølgene. Generelt kan det sies at et system av bølger er ganske komplekst og kaotisk. [66]

Ideelt sett bør bølgeenergien fanges opp ute i havet eller i nærheten av klippeformasjoner som danner dypt vann helt inntil land. Grunnen til dette er at bølgene der har høyest energiinnhold, siden bølger som kommer innover grunnere vann mister mye energi på grunn av friksjon mot havbunnen og turbulens [3]. Dette er viktig å tenke på ved lokalisering av et bølgekraftverk. I tillegg vil kostnader til drift, vedlikehold og nett for elektrisitetsoverføring øke med distanse anlegget plasseres fra land, selv om noe av dette kan oppveies av at bygging kan foretas ved et skipsverft i stedet for i strandkanten. Det finnes mange ulike teknologier for omdanning av bølgeenergi til elektrisitet, men felles for de fleste er at bølgene vekselvirker med et mekanisk svingesystem. Dette systemet omformer bølgenes potensielle og kinetiske energi til mekanisk energi ved eksempelvis turbiner eller hydrauliske motorer, før det til slutt genereres elektrisitet. Nedenfor er noen eksempler på bølgekraftteknologier beskrevet:

- **OWC** (svingende vannsøyle) er et enkelt og forholdsvis mye benyttet system. Bølgene skaper hele tiden endring i væsknivå slik at det dannes over- og undertrykk i et svingekammer, henholdsvis når bølgene ankommer og forlater kammeret. Disse trykkvekslingene kan utnyttes av en såkalt wells-turbin, siden den roterer i samme retning uavhengig av den aksiale retningen på luftstrømmen. [66] Denne teknologien er benyttet for både faste installasjoner nær land og flytende offshore anlegg.
- **Punktabsorbatorer** utnytter den relative bevegelsen mellom en flottør og et fast punkt som kan være havbunnen eller en plattform. Denne bevegelsen aktiverer en stempelpumpe som pumper en hydraulikkvæske gjennom en lukket krets, der en hydraulikkmotor kan generere elektrisitet. Hybridsystemer kan for eksempel være bølgeenergiabsorbatorer nær land, som pumper vann eller andre typer hydrauliske væsker til en høytrykkstank eller høydebasseng. Denne lagrede energien kan dermed utnyttes til å produsere elektrisitet via en turbin/hydraulikkmotor og en generator. [61]
- **Linjeabsorbere** (Salter's duck) opptar energien fra bølgene via et kamaksellignende flytende objekt. Dette objektet får en nikkende bevegelse når bølgeenergien absorberes, og denne bevegelsen overføres som dreimoment til en aksling med stor diameter. Teoretisk sett er dette konseptet det mest energieffektive av alle bølgekraftanlegg, da bølgenes både potensielle og kinetiske energi opptas tilnærmet hundre prosent. Foreløpig er denne type teknologi for dårlig når det gjelder driftspålitelighet og produksjonsøkonomi, så mye forskning gjenstår før denne type anlegg blir kommersielle. [3]
- **Overskyllingsanlegg** fanger opp bølgene blant annet ved at de ledes opp via en kanal eller renne til et høyereliggende reservoar. Vannet returneres til havet via en vannturbin slik at det kan genereres elektrisitet. Effektiviteten for slike anlegg er veldig avhengig av retningen til bølgene, så et flytende bølgekraftverk må automatisk kunne justere posisjon i forhold til vær og vind for å oppnå maksimal utnyttelse.
- **Kilerenneanlegg** er basert på at bølgene som slår inn mot land ledes opp i en kilerenne (trakt) slik at trykket økes, og vannet kan heves opp til magasin på et høyere nivå. I likhet med et overskyllingsanlegg føres her vannet fra magasinet og ned til havnivå igjen gjennom et rør og en vannturbin. [61]

7.7 Geotermisk energi

Geotermisk energi eller jordvarme har sitt opphav i radioaktiv spalting i de øvre 10 kilometer av jordskorpen samt nedkjøling av jordens indre, og er dermed en av få energikilder som ikke har sitt utspring fra solen. En regner med at temperaturen øker med ca 30-35 °C pr kilometer dybde fra jordoverflaten, men med store variasjoner avhengig av geologien i et område. Gjennomsnittlig varmestrømningen fra jordens indre tilsvarer i Norge ca 0,04 W/m² ved jordoverflaten, mens på de beste stedene i verden observeres en strømning på ca 0,5 W/m². Sistnevnte steder er som regel lokalisert i nærheten av porøse varme fjell og varme kilder. Den praktiske dybden for uttak av varme regnes ned til ca fem kilometer, og på denne dybden vil temperaturen variere mellom 50-700 °C. [66]

Utvinning av geotermisk varme kan sammenlignes med boring etter olje og gass, der varme i form av vann eller damp strømmer eller pumpes til overflaten før den eksempelvis utnyttes i forbindelse med en dampturbin eller et fjernvarmeanlegg. Geotermisk energi klassifiseres vanligvis etter entalpi, det vil si at tilstanden til en masse i form av trykk og temperatur uttrykker hvor høyverdi energien er. [3] Temperaturer for både vann og damp i området 180-200 °C egner seg bra til produksjon av elektrisitet, mens det til oppvarmingsformål er tilstrekkelig med temperaturer over 40 °C. Ved de aller fleste anlegg for utnyttelse av

jordvarme blir varmen utnyttet raskere enn jorden klarer å erstatte den, så begrepet fornybar ressurs benyttet på geotermisk varme må ses i sammenheng med et lengre tidsperspektiv.

Teknologier for å generere elektrisitet fra jordvarme avhenger av trykk, temperatur, saltinnhold og innhold av andre gasser. Installert effekt for et anlegg er normalt begrenset til 30-50 MW_e. Dette kommer av at én brønn bare genererer noen få MW_e, og for å redusere kostnadene til rørgater og lignende vil det i stedet lønne seg å bygge en ny separat kraftstasjon på et nytt område. Generelt vil et anlegg for utnyttelse av jordvarme generelt bære preg av høye investeringskostnader, og minimale driftskostnader. Noen eksempler på teknologier for elektrisitetsproduksjon:

- **Anlegg basert på overhettete damp** fra reservoaret med en temperatur på 180-225 °C og trykk på opptil 8 MPa, benytter vanligvis en kondenserturbin for å omdanne mest mulig av varmeenergien til mekanisk energi. Elektrisk virkningsgrad kommer sjelden over 20 % fra denne type anlegg [3]. Denne effektiviteten er i tillegg veldig avhengig av innholdet av gasser som karbondioksid og hydrogensulfid, siden disse ikke kondenserer og dermed fører til et høyere mottrykk på dampturbinen. I mange tilfeller ankommer den geotermiske energien som en kombinasjon av vann og damp, og det kreves derfor et komplisert utstyr for å separere ut dampen som skal ekspanderes over turbinen. Utnyttet effekt for et slikt anlegg er dårlig på grunn av både lavere temperatur og trykk, og ikke minst fordi mye av det utseparerte varme vannet oftest blir reinjisert tilbake til brønnen. Dette restvannet kan selvfølgelig benyttes til fjernvarme hvis anlegget er lokalisert i forhold til slik bruk.
- **Anlegg basert på lavtemperaturressurser** benytter ofte en organisk rankineprosess, der et medium med et lavere kokepunkt enn vann blir fordampet via varmeveksling med det varme vannet fra jorden. En ulempe med denne type anlegg er det kreves store mengder geotermisk væske, med tilsvarende omfattende pumpeanlegg. [65]

Til varmeformål blir jordvarme vanligvis benyttet til fjernvarme eller til industrielt formål, men det varme vannet som pumpes opp kan sjelden benyttes direkte i anlegget. Dette kommer av korrosjonsfaren på grunn av det høye saltinnholdet, så det ekstraherte vannet må avgi varme til et medium i en lukket krets via en korrosjonsbestandig varmeveksler. Jordvarme benyttet til oppvarming hentes opp ved mye lavere trykk og temperatur sammenlignet med varme tiltenkt elektrisitetsproduksjon, noe som innebærer både større sikkerhet og lavere kostnader.

Mellom årene 1992 og 2000 ble kapasiteten nær firedoblet for anlegg som utnytter direkte bruk av geotermisk energi på verdensbasis. Denne økningen kommer ikke fra store kommersielle anlegg beregnet for produksjon av fjernvarme eller til industrielt formål, men hovedsakelig fra varmepumper konstruert for husstander. [3] I motsetning til teknologiene beskrevet ovenfor, utnytter en varmepumpe jordvarmen via konduksjon fra veggene i borehullet i stedet for direkte oppumping av grunnvann. En lukket rørsøyfe legges i borehullet slik at et medium kan sirkulere rundt, og dermed overføre varmen fra jorden og til et husrom eller lignende.

8 Økonomi

Dette kapittelet omhandler hovedsakelig beregninger av netto nåverdi og energikostnader for vind- og vannkraftprosjekter. Grunnen til at disse to teknologiene er inkludert beror hovedsakelig på elementer som teknologisk modenhet, kostnader pr produsert enhet samt potensial og naturforhold i Norge. Andre teknologier som solenergi, bølgeenergi, saltkraft og geotermisk energi er foreløpig enten på utviklingsstadiet eller pr i dag ikke økonomisk interessante. Det er ikke ventet at de vil spille noen betydelig rolle i det fornybare kraftmarkedet de neste 10-20 år [76]. Bioenergi er heller ikke tatt med siden produksjon av elektrisitet fra denne teknologien stort sett begrenses av høye enhetskostnader. Dette kommer av at høytrykksdampkjeler er vesentlig mer kostbare enn dampkjeler benyttet til produksjon av fjernvarme.

8.1 Nåverdi

Netto nåverdi (NNV) er et viktig verktøy for å beregne lønnsomheten til et prosjekt, og det kan defineres som vekst i formue som oppnås ved et tidspunkt null, ved å velge et prosjekt framfor å investere pengene i noe som gir avkastning lik diskonteringsrenten [5]. Det vil si at framtidige kontantstrømmer gjøres sammenlignbare på ett gitt tidspunkt, som i de fleste tilfeller er starttidspunktet for prosjektet. Et prosjekt som er estimert til å vare over en lengre tidsperiode vil alltid være forbundet med risiko, og en omfattende risikoanalyse vil måtte inkludere en rekke faktorer som for eksempel lønnskostnader, energipriser, rentenivå, valutakurser, markedsendringer osv. Diskonteringsrenten skal gjenspeile risikoen for disse faktorene, men i tillegg skal den også ta hensyn til inflasjonskostnaden som kommer av at kjøpekraften faller ved prisstigning samt utålmodighetskostnaden som er ulempen ved å utsette et eventuelt forbruk eller andre investeringer [5].

Prosjekter kan ofte se bra ut på papiret i en tidlig fase, det vil si en positiv netto nåverdi, men det kan komme av feilaktige prognoser eller overvurdert inntjeningsevne. Hvis nåverdianalysen viser et eksepsjonelt godt resultat, bør en stille seg spørsmålet hvorfor ingen andre tenker å sette i gang lignende prosjekter. Ser en på denne problemstillingen i et mikroøkonomisk perspektiv, antas det at i et velfungerende marked med fri konkurranse vil alle prosjekter innenfor samme bransje tjene samme alternative kapitalkostnad i et likevektspunkt. Hvis noen skulle tjene mer enn denne kapitalkostnaden, ville andre firmaer i bransjen utvide sin kapasitet eller nye firmaer ville forsøke å entre markedet, helt til ny likevekt oppnås. [4] Ut fra disse resonnementene vil en bedrift kun oppnå positiv netto nåverdi ved å ha eksempelvis konkurransefordeler i form av markedsmakt, eiendomsrett, konsesjon, overlegen teknologi, patenter, lavere produksjonskostnader enn konkurrentene og særegent produkt i form av funksjonalitet, kvalitet og lignende. Uansett vil disse konkurransefordelene antageligvis bare vare midlertidig, og utfordringen blir da å hele tiden være i front av de andre aktørene i bransjen. På grunn av dette vil budsjetteringen av priser og kostnader mot en uendelig tidshorisont være vanskelig.

Netto nåverdi (NNV) for ulike prosjekter og scenarioer er her beregnet etter totalkapitalmetoden, der prosjektets kontantstrøm (KS) etter skatt neddiskonteres til år null med en konstant diskonteringsrente. Selve kontantstrømmen tar ikke hensyn til gjeldsoptak, gjeldsgrad eller renter, fordi dette er inkludert i diskonteringsrenten [5]. Internrente (IRR) er den diskonteringsrenten som gir prosjektets kontantstrøm en nåverdi lik null. Formelen (45) viser uttrykkene for netto nåverdi og internrente, mens ligning (46) viser hvordan kontantstrømmen beregnes:

$$NNV = \sum_{t=0}^T \frac{KS_t}{(1 + E(r_T))^t} \Rightarrow \sum_{t=0}^T \frac{KS_t}{(1 + IRR)^t} = 0 \quad (45)$$

$$KS = (P_{TOT} + INN_A - VK - FK - AV) \cdot (1 - S_B) + AV - INV \quad (46)$$

- **E_{RT}** er den forventede diskonteringsrenten benyttet i forbindelse med totalkapitalmetoden, det vil avkastningskravet som en vektet andel av forventet avkastning på egenkapital og renter på rentebærende gjeld.
- **IRR** er internrenten til prosjektet, det vil si den renten som gjør at netto nåverdi til prosjektet blir lik null.
- **P_{TOTAL}** er forventet inntekt for en kraftprodusent ut fra simuleringer av kraftpris og elsertifikatpris.
- **INN_A** er andre inntekter utover kraftpris og elsertifikatpris som en kraftprodusent forventer.
- **VK** er variable kostnader.
- **FK** er faste kostnader.
- **AV** er avskrivninger.
- **S_B** er skattesats for en bedrift i skatteposisjon.
- **INV** er investeringer.
- **T** er tidshorisont for prosjektet, mens **t** er tidsintervaller.

8.1.1 Barrierer og usikkerhetsmomenter

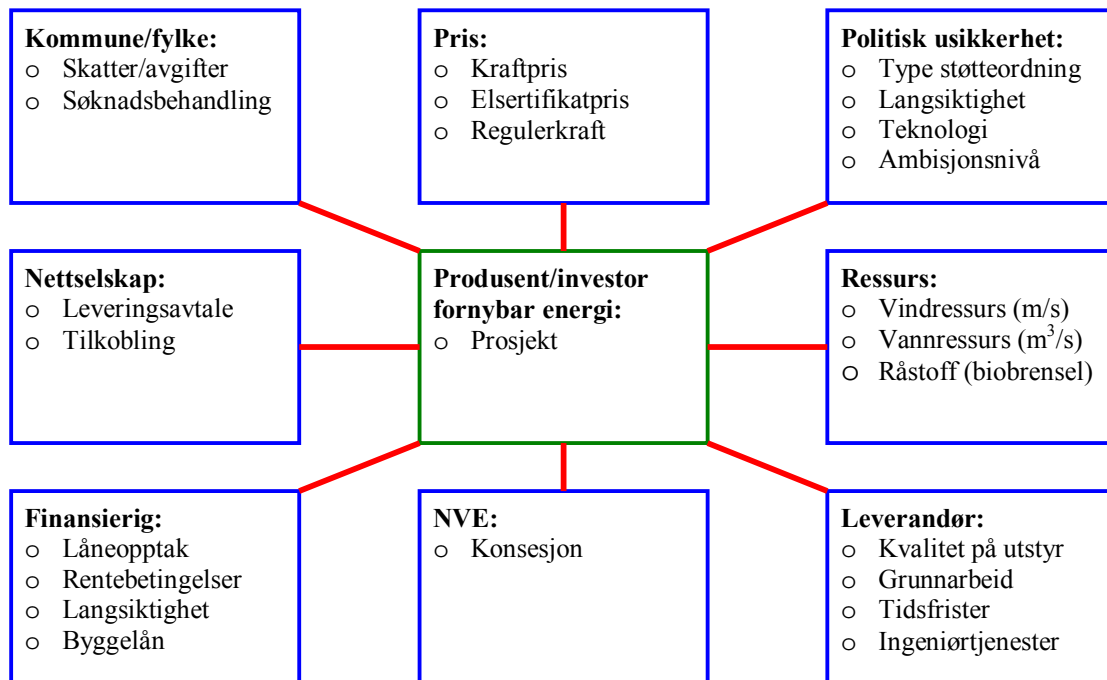
Når en investor vurderer et prosjekt for produksjon av fornybar kraft er det en rekke barrierer og usikkerhetsmomenter som må tas hensyn til. Figur 8.1 viser en oppstilling av de fleste faktorene som spiller en rolle for prosjektets økonomi og framdrift, samt om prosjektet i det hele tatt lar seg gjennomføre. Kraftpris, ulike støtteordninger samt ressursgrunnlaget for vind- og småkraftverk er viktige usikkerhetsmomenter for et prosjekt, og er nøye beskrevet i egne kapitler tidligere i rapporten. I tillegg finnes det barrierer for et prosjekt i form av konsesjoner, kommunale arealplaner, finansiering etc.

Alle tiltak i form av kraftproduksjon som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser (miljø, friluftsliv, landskap og lignende) må ha konsesjon. Dette gjelder i praksis alle anlegg over 1 MW, og det er opp til NVE, i samråd med kommune og fylkesmann, å bestemme konsesjonsrett. [79] Det er viktig å ta høyde for at saksgangen tar tid, og at endelig avgjørelse kan føre til at prosjektet må skrinlegges eller endres i forhold til opprinnelige planer.

De fleste prosjekter må lånefinansieres, og i den sammenheng må det tas hensyn til hvilke krav banken stiller til egenkapitalandel, sikkerhet (pant), nedbetalingsperiode for lånet og type rentesikring. Det er vanlig at deler av lånebeløpet fungerer som et byggelån inntil ferdigstilling av anlegget. Dette lånet har normalt høyere rente under byggeperioden, men er samtidig mer fleksibelt i forhold til bruk enn et vanlig lån. Når anlegget er klart til å produsere konverteres dette byggelånet til en langsiktig lånefinansiering.

Det er også viktig sikre gode kontrakter med leverandører av utstyr og tjenester, slik at kravene til kvalitet og tidsfrister overholdes. Dette kan være avtaler for levering av

aggregater, vindturbiner, ingeniørtjenester samt leveringsavtale for elektrisitet til det lokale nettselskapet.



Figur 8.1 Barrierer og usikkerhetsmomenter.

8.1.2 Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten for et prosjekt skal reflektere avkastningskravet til en alternativ plassering, i et perfekt kapitalmarked, med samme risiko som prosjektet. De fleste vil se på økende forventet avkastning som et gode og økende risiko som et onde. Denne antagelsen kalles risikoaversjon, og betyr at en investor vil kreve økende avkastning ettersom risikoen øker. Det er viktig å huske på at det er forventet, ikke garantert, høy avkastning som følger med risiko, siden økt risiko betyr at spekteret av mulige utfall utvides [5]. Risiko kan grovt sett deles inn i to kategorier. Usystematisk risiko er risiko som investor kan kvitte seg med ved å spre kapitalen utover flere prosjekter med ulik risikoprofil, og den skriver seg fra den enkelte bedrift eller bransje. Systematisk risiko er usikkerhet som ikke kan diversifiseres bort, og den skyldes makrobegivenheter som innvirker på de fleste prosjekter/bedrifter.

En vanlig metode for beregning av diskonteringsrente er kapitalverdimodellen (KVM), der komponentene skattejustert risikofri rente og risikopremie summeres. Risikopremien er produktet av forventet avkastning utover risikofri rente og samvariasjon mellom prosjektet og en veldiversifisert portefølje [6]. Første skritt i KVM metoden er å beregne både forventet avkastning på egenkapital og rente på rentebærende gjeld, for deretter å vekte disse to elementene med andel av henholdsvis markedsverdi på egenkapital (EK) og gjeld (G) i forhold til selskapets totale markedsverdi. Summen av de to vektete andelene utgjør gjennomsnittlig kapitalkostnad, eller total kapitalkostnaden etter skatt [6]. Ligningene (47) og (48) viser henholdsvis diskonteringsrenten, eller total kapitalkostnaden, og egenkapitalkostnaden.

$$E(r_T) = E(r_E) \cdot \frac{EK}{EK + G} + E(r_G) \cdot (1 - S_B) \cdot \frac{G}{EK + G} \quad (47)$$

$$E(r_E) = r_f \cdot (1 - S_B) + \beta_E \cdot [E(r_m) - r_f \cdot (1 - S_B)] \quad (48)$$

- E_{RE} er forventet egenkapitalkostnad.
- E_{RG} er forventet rentesats på rentebærende gjeld. Denne kan finnes ved tilnærmet samme metode som for E_{RE} , men det er i praksis vanlig å anta at gjeldsbeta β_G er lik null noe som innebærer at gjeldsrente settes lik risikofri rente. For energisektoren er det vanlig med en kredittrisikopremie på mellom 0,60-0,90 %, det vil si at denne verdien plusses på risikofri rente [74].
- r_f er den risikofrie renten, og kan finnes via historiske data eller ved å se på utstedte norske stasobligasjoner/sertifikater. Ut fra sistnevnte metode settes den risikofrie renten til 3,9 %, avlest fra en statsobligasjon med løpetid til år 2015 [59].
- β_E er definert som samvariasjon mellom et prosjekt og en veldiversifisert portefølje, og denne parameteren forteller hvor mye prosjektets verdi øker eller reduseres i forhold til eksempelvis hovedindeksen på Oslo børs.
- E_{RM} er forventet avkastning på markedsporteføljen, og den finnes ved å se på historisk avkastning for eksempelvis hovedindeksen på Oslo børs. Gjennomsnittlig merverdi, som differanse mellom avkastning på hovedindeksen og kort statsrente fra år 1980 til år 2003, er på ca 5,5 % [74]. Det tilsier en forventet avkastning på markedsporteføljen på ca 8,3 % med dagens risikofrie rente. En undersøkelse blant ti corporate finance selskaper viser at de benytter en merverdi i intervallet 4,5-5 %, noe som innebærer en markedsavkastning på mellom 7,3-7,8 %. Samme undersøkelse viser at dette gjenspeiler seg i de fleste vestlige markeder det er naturlig for Norge å sammenligne seg med [74].

Av ligningene og resonnementene ovenfor sitter en igjen med to hovedproblemer i forhold til å beregne diskonteringsrente for ulike prosjekter. For det første vil betaverdien knyttet til egenkapitalen avhenge av type prosjekt og bedrift, slik at det er vanskelig å fastsette en verdi som gjelder for en hel bransje. Innen kraftsektoren er det også få børsnoterte selskaper, slik at betaverdier er lite tilgjengelig. I tillegg er de børsnoterte som finnes eid av noen få store aksjonærer, noe som resulterer i lav omsetning av aksjer og dermed mulighet for feilestimering av betaverdi [13]. Det andre hovedproblemet er knyttet til hvilken kapitalstruktur de ulike prosjekter/bedrifter opererer med. Tradisjonell teori tilsier at en bedrift bør låne kapital så lenge den marginale skattefordelen ved å øke lånet overstiger kostnader forbundet med finansielt stress som eksempelvis kan være konkurskostnader [4]. Dette antas å variere betydelig etter bransje og ulike selskaper, noe som kompliserer en generell beregning. Derfor vil det i denne oppgaven beregnes netto nåverdi og energikostnad ut fra forskjellige diskonteringsrenter, som strekker seg over intervallet fra risikofri rente til nærmere 7 %.

Begrunnelsen for å starte på risikofri rente er at elektrisitetsprisen ut fra tofaktormodellen er definert som en risikonøytral prosess. Det tilsier at prosjektet kan diskonteres med den risikofrie renten, gitt at historiske data predikerer forwardpris korrekt, at elsertifikatpris er korrekt i forhold til scenarioer og historikk i tillegg til at kostnadene antas helt sikre. Hvis alle disse antagelsene stemmer, vil en beregnet netto nåverdi bli identisk for en forventet risikonøytral (RN) kontantstrøm diskontert med risikofri rente sammenlignet med en forventet risikojustert (RJ) kontantstrøm diskontert med en risikoinkluderende rente. [21] Dette kan uttrykkes som ligning (49).

$$E_t(RN)[KS]e^{-r_f(T-t)} = \frac{E_t(RJ)[KS]}{(1 + E(r_T))} \quad (49)$$

Øvre grense for diskonteringsrente det er naturlig å benytte, avhenger i stor grad av hvor risikabelt prosjektet anses å være og investors risikoaversjon. Totalkapitalkostnaden etter skatt for vannkraftproduksjon har vært alminnelig akseptert til å ligge mellom 7 og 8 %, noe som tilsvarer den omtrentlige risikoen for et gjennomsnittlig børsnotert norsk selskap målt i forhold til totalkapitalen [28]. Settes øvre diskonteringsrente til 7 % skulle en være sikret å fange opp de mest risikable prosjekter i forhold til normalen uavhengig av om det er et vindkraft- eller vannkraftprosjekt. Dette begrunnes med at kraftprisen i modellen allerede er justert for risiko, slik at gjenstående risiko hovedsakelig er knyttet til ressurstilgang og eventuelle støtteordninger.

En anbefaling fra NVE tilsier en totalbeta på 0,35, og for å konvertere denne verdien til egenkapitalbeta (β_E) kan formel (50) benyttes [74]. Som nevnt tidligere er gjeldsbeta satt til null, noe som er en forenkling av virkeligheten men som påvirker resultatet i liten grad. Tabell 8.1 viser dermed de mest sannsynlige utfallene av diskonteringsrente, basert på opplysningene i forbindelse med ligningene (47)-(50) og en egenkapitalandel på mellom 30-50 %. Sistnevnte anses å være tilfredsstillende for å opprettholde en kredittrating på A. Resultatene viser at egenkapitalkostnaden etter skatt vil variere mellom 6,3 og 9,2 %, mens totalkapitalkostnaden etter skatt er relativt stabil i intervallet 4,8-5,2 % uavhengig av kapitalstruktur. Dette viser betydelig lavere verdier enn historiske 7-8 %, noe som kan skyldes redusert inflasjonsrisiko, bredere kapitalisering og mer diversifiserte investorer [6]. Dermed antas det at en E_{RT} på mellom 5 og 6 % er mest sannsynlig når det tas hensyn til kraftpris, elsertifikatpris og andre usikkerheter.

$$\beta_T = \beta_E \cdot \frac{EK}{EK + G} + \beta_G \cdot (1 - S_B) \cdot \frac{G}{EK + G} \quad (50)$$

- β_T er totalbeta.
- β_G er gjeldsbeta.

	Merverdi [$E_{RM}-r_f$] 0,050			Merverdi [$E_{RM}-r_f$] 0,055		
Gjeld/Egenkapital	2,33	1,50	1,00	2,33	1,50	1,00
Egenkapitalkostnad						
Risikofri rente r_f	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039	0,039
Egenkapitalbeta β_E	1,17	0,88	0,70	1,17	0,88	0,70
Egenkapitalkostnad E_{RE}	0,086	0,072	0,063	0,092	0,076	0,067
Gjeldskostnad						
Kredittrisiko	0,0090	0,0075	0,0060	0,0090	0,0075	0,0060
Gjeldskostnad E_{RG}	0,0480	0,0465	0,0450	0,0480	0,0465	0,0450
Totalkapitalkostnad						
Andel EK	0,3	0,4	0,5	0,3	0,4	0,5
Andel G	0,7	0,6	0,5	0,7	0,6	0,5
Totalkapitalkostnad E_{RT}	0,050	0,049	0,048	0,052	0,051	0,049

Tabell 8.1 Diskonteringsrente for totalkapitalen etter skatt.

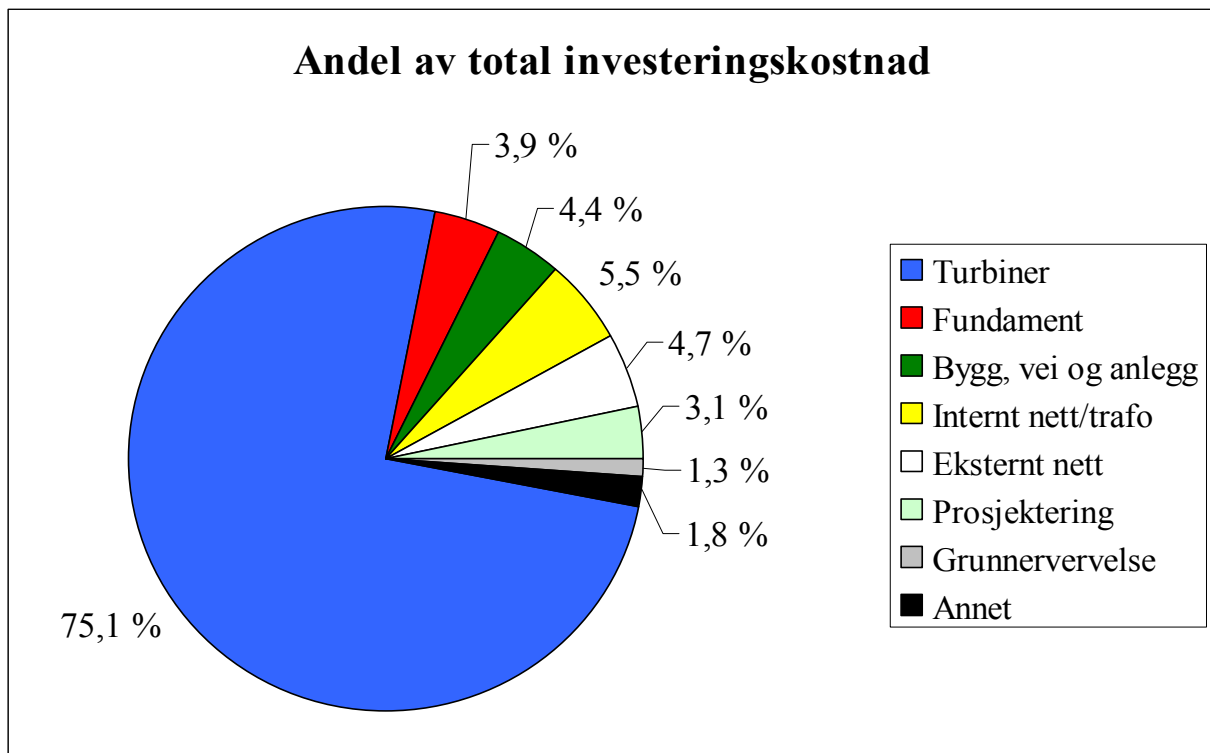
8.2 Kostnader vindkraft

Dette delkapittelet vil ta for seg de ulike kostnadselementene for vindkraft, noe som inkluderer investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, overføringskostnader, skatter, kompensasjoner, avskrivninger osv.

8.2.1 Investeringskostnader for vindmøller

Investeringskostnaden for en vindmøllepark er betydelig, og det må derfor legges mye arbeid i planlegging slik at en sikrer at anlegget optimaliseres i forhold til vindforhold og type vindturbin/generatorstørrelse, tilgjengelighet, nettførsterkninger som eventuelt må utføres osv. Trenden de senere år har vært stadig større vindturbiner med økt effektivitet, slik at kostnaden pr MWh er blitt redusert [50]. Denne trenden forventes å fortsette, men kanskje i en mer utflatende kurve siden både forbedret materialteknologi og effektivitet vil føre til at større/høyere og bedre vindmøller kan utvikles.

Til å beregne investeringskostnaden for ulike anlegg basert på tre vindklasser samt to scenarier i forhold til elsertifikatpris, er det benyttet grunnlagsdata fra prosjektanalyser utført av Enova. I disse analysene er det beregnet gjennomsnittlig investeringskostnader pr MW, fordelt på ulike kostnadsgrupper, fra sju prosjekter det er søkt støtte til.



Figur 8.2 Andel av investeringskostnad for vindkraft pr MW installert kapasitet [52].

Figur 8.2 viser hvordan de ulike kostnadselementene fordeler seg som andel av total investeringskostnad pr MW, og en ser at selve vindmøllen utgjør i overkant av 75 % av totalen. Dette samsvarer bra med en undersøkelse som er utført for landene Tyskland, Danmark, Spania og Storbritannia i årene 2000 og 2001, der kostnadene knyttet til vindmøllene varierer mellom 74 og 82 % av investeringen [50]. Total investeringskostnad er beregnet som et gjennomsnitt av de sju forannevnte prosjektene, og avviket fra gjennomsnittet

for både det rimeligste og det dyreste prosjektet er på ca 13-14 %. Beregnet investeringskostnad er høyere enn anslaget på 8 MNOK/MW fra beregninger Statnett har utført [84]. Grunner til dette kan være høye stålpriser og at vindturbinene må tilpasses det barske vinterklimaet langs norskekysten med høye vindhastigheter og ising [52].

De fleste kostnadselementene er rimelig representative som en gjennomsnittskostnad for de ulike prosjektene, med unntak av eksterne nettkostnader. Sistnevnte kostnadselement, som inkluderer tilkobling til lokalt nett eller hovednett samt eventuelle nettførsterkninger, varierer betydelig etter geografisk lokalisering. I kostnadsgrunnlaget til Enova varierer denne kostnaden mellom 30 000-1 235 000 NOK/MW, og vil dermed være svært avgjørende for lønnsomheten til et prosjekt. En større vindkraftutbygging i Finmark vil for eksempel kreve omfattende nettførsterkninger i forhold til Midt-Norge og fortrinnsvis sør for Trondheimsfjorden [82]. En vindkraftutbygger er underlagt samme rammevilkår som annen kraftproduksjon i Norge, noe som innebærer at utbygger, og ikke netteier, må koste eksternt nett og nettførsterkning [77].

8.2.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnader inkluderer vanligvis elementer som forsikring, planlagt vedlikehold, reparasjoner, reservedeler, lønn og administrasjon, og til sammen utgjør dette en betydelig årlig kostnad [50]. Kostnader forbundet med forsikring, planlagt vedlikehold og administrasjon er forholdsvis stabile og dermed enkle å predikere. Dette begrunnes med at det for de to førstnevnte elementer kan etableres langsiktige kontrakter, mens sistnevnte kan finnes ut fra andre sine erfaringer. Vindkraftutbygging er en forholdsvis ny teknologi, med dertil rivende utviklingen de siste årene innen effektivitet og turbinstørrelse. Dette gjør at svært få vindmøller har operert opptil forventet levetid, noe som gjør det svært vanskelig å estimere kostnader til reparasjoner og reservedeler.

Ut fra datamaterialet til Enova er det dermed gjort en forenkling ved å beregne gjennomsnittlig drifts- og vedlikeholdskostnad ved full drift for år 2007, som en andel av total opprinnelig investeringskostnad, for de sju forannevnte prosjektene. Dette gir en gjennomsnittlig andel på ca 1,9 %. Det viser seg at denne verdien stemmer bra overens med eksisterende litteratur på området. En undersøkelse som inkluderer 5 000 mindre danske vindmøller konkluderer med en andel på ca 3 %, mens for nyere og større vindturbiner opereres det med omkring 1,5-2 % drifts- og vedlikeholdskostnader i forhold til investering [49]. En lignende undersøkelse foretatt i Tyskland viser en andel på ca 2-3 % [50]. Det argumenteres i sistnevnte undersøkelse for at kostnadene til reparasjoner og lignende vil øke betydelig mot slutten av levetiden til vindturbinen, men kostnadskalkylene benyttet her viser grovt sett at kostnadene bare inflasjonsjusteres ettersom tiden går. Dermed benyttes den beregnede andelen på 1,9 % for år 2007 i videre analyser.

8.2.3 Overføringskostnader

Når en kraftprodusent skal overføre elektrisitet på det eksisterende nettet, er dette en tjeneste som Statnett krever en avgift for. Dette kalles overføringskostnader og består av et fastledd og et energiledd. Fastleddet er basert på en modell der produksjon avregnes etter midlere ti års produksjon, og forbruket etter topplasttimeforbruket korrigert med en faktor som tar hensyn til produksjon og forbruk i punktet [82]. Energileddet avhenger av antall kWh som leveres inn på nettet, i tillegg til hvilken innvirkning den løpende kraftinnmatning fra kraftverket har på energitapet som oppstår ved transport av elektrisitet. Det vil si at hvis en vindmøllepark

lokaliseres i regioner med mer kraftproduksjon enn forbruk, vil elektrisitet måtte overføres til en annen region og dermed bidra til å øke nettapet. Dette vil netteier ha kompensasjon for i form av energileddet. Ved motsatt situasjon, der kraftproduksjon lokaliseres i et underskuddsområde, vil en ekstra kWh bidra til å redusere nettapet. I denne situasjonen kan en kraftprodusent totalt sett motta penger. Det betyr at samlet tariff kan være både positiv og negativ avhengig av produksjon og forbruk i et område.

I år 2004 var satsen for fastleddet 0,6 øre/kWh, og denne verdien forventes konstant i videre analyser med unntak av inflasjonsjustering. Beregning av energileddet for en vindkraftprodusent gjøres ut fra gjennomsnittlige verdier fra tallmaterialet til Enova i år 2007, noe som gir en samlet overføringskostnad på 1,11 øre/kWh. Det tilsier at verdien på energileddet generelt kalkuleres til ca 0,41 øre/kWh. Alle sju prosjekter som er inkludert i tallmaterialet er kalkulert med positive energiledd, så ut fra det resultatet kan en si at kraftproduksjon fra vindmøller på de beste vindlokasjonene bidrar til økte nettap. Den samlede overføringskostnaden som er beregnet i denne analysen samsvarer bra med beregnede gjennomsnittlige tariffen for kraftprodusenter, ut fra en undersøkelse utført av Statnett, der det i 2003 var observert en verdi på ca 1,25 øre/kWh [82].

8.2.4 Regulerkraft

Regulerkraft benyttes til å regulere kraftmarkedet slik at det alltid er balanse mellom forbruk og produksjon, og det er Statnett som er ansvarlig for denne balansen i Norge. Teknisk betyr dette at frekvensen i nettet skal holdes på 50 Hz. Dersom frekvensen eksempelvis faller, det vil si at forbruket overstiger produksjonen, må Statnett sørge for at en eller flere produsenter øker sin produksjon eller at en stor forbruker reduserer sitt uttak. Denne type justeringer varierer fra minutt til minutt, og en systematisk måte å håndtere dette på er bruk av regulermarkedet. Dette markedet treer først i kraft etter at pris og kvantum er fastsatt i spotmarkedet for elektrisitet, der aktørene melder inn til Statnett hvor mye de er villig til å øke eller redusere produksjonen/forbruket ved gitte priser. Budene fra aktørene danner en rangeringsliste som Statnett benytter ved eventuelle behov for regulering, og prisen blir fastsatt av den siste aktøren som blir bedt om å justere produksjonen/forbruket. [29]

Produksjon av elektrisitet fra vindkraft er helt avhengig av når og hvor mye det blåser, og generelt benyttes et standardavvik på 20 % for å beskrive usikkerheten i vindtilsig [50]. I en undersøkelse utført av Forskningscenteret Risø i Danmark er det beregnet merkostnader en produsent må påregne på grunn av vindens uforutsigbarhet. Det konkluderes i denne undersøkelsen med at mellom 25 og 40 % av produksjonen fra en vindmølle, ut fra dagens metoder for å predikere vindhastighet og retning, må utlignes via regulermarkedet. Dette medfører en gjennomsnittlig merkostnad for produsenten i intervallet 10-25 DKK/MWh, basert på to ulike modellforutsetninger og om det er tørr, våt eller normalår. [19] Da det forventes at vindressursen i framtiden kan beregnes mer presist enn i dag, i tillegg til at en stor kraftprodusent vanligvis har mulighet til å kompensere usikker vind med regulerbar vannkraft, velges det her å benytte en gjennomsnittlig regulerpris på 10 NOK/MWh.

Skatter

Vanlig inntektsskatt beregnes av grunnlaget som framkommer når alle fradragberettigede kostnader er fratrukket inntekter før skatt, og denne skattesatsen er på 28 %.

Eiendomsskatt er en kommunal skatt eller avgift som legges på ulike former for eiendom, og kommunen selv avgjør både om denne skatten skal pålegges og størrelsen på den [44]. Ved å beregne estimert eiendomsskatt som en andel av total investeringskostnad fra vindkraftprosjekter behandlet av Enova, framkommer et gjennomsnitt på ca 3,3 % i år 2007. Den gjennomsnittlige verdien gjenspeiler datamaterialet på en bra måte, så den vil bli benyttet i senere nåverdiberegninger, selv om 3,3 % normalt er noe konservativt sammenlignet med maksimalsatsen på 7 % av formuestaksten for anlegg.

Når det gjelder regler for både grunnrenteskatt og naturressursskatt, er vindkraftproduksjon pr i dag unntatt disse [13]. Det antas at dette vil fortsette å gjelde gjennom hele levetiden til en vindmølle.

Kompensasjon til grunneier og kommune

Bygging av en vindmøllepark fører til at bruksmulighetene for det aktuelle området reduseres, noe det er naturlig at grunneier kompenseres for. Denne kompensasjonen kan enten være et engangsbeløp, et fast beløp pr produsert MWh eller en kombinasjon av de to. Vanlig praksis for hvordan dette gjøres er veldig forskjellig fra prosjekt til prosjekt, men en grov beregning viser at ca 4 NOK/MWh er en bra tilnærming [52].

Avbøtende tiltak overfor kommune må også påregnes i noen tilfeller. Eksempelvis vil ikke et område med mange vindmøller være veldig attraktivt for hyttebygging. Det er likevel valgt å utelukke denne potensielle kostnaden i påfølgende beregninger, da denne kostnaden bare er observert i to av sju vindkraftprosjekter i databasen til Enova. Det må påpekes at i de tilfeller denne kostnaden blir pålagt produsenten fra kommunen, vil netto nåverdi reduseres med ca 2-4 millioner kroner.

Avskrivninger

Avskrivninger tilsvarer forbruket, det vil si slitasje og verdiforringelse, av anleggsmidler over tid. Denne fradragberettigede kostnaden fører til redusert inntektsskatt for en virksomhet, og for vindkraftanlegg benyttes saldoavskrivninger med ulike satser fordelt på type utstyr. Dette er vist i tabell 8.2.

Avskrivningsregler for vindkraft		
Kostnadsart	Saldogruppe	Sats
Vindmøller (gir, rotor, generator og styringsutstyr)	d	20 %
Tårn, anlegg og bygninger	h	4 %
Transformator og ledninger for påkobling til nett	g	5 %
Anlegg for overføring og distribusjon av elektrisitet	g	5 %

Tabell 8.2 Avskrivningsregler for vindkraftanlegg [44].

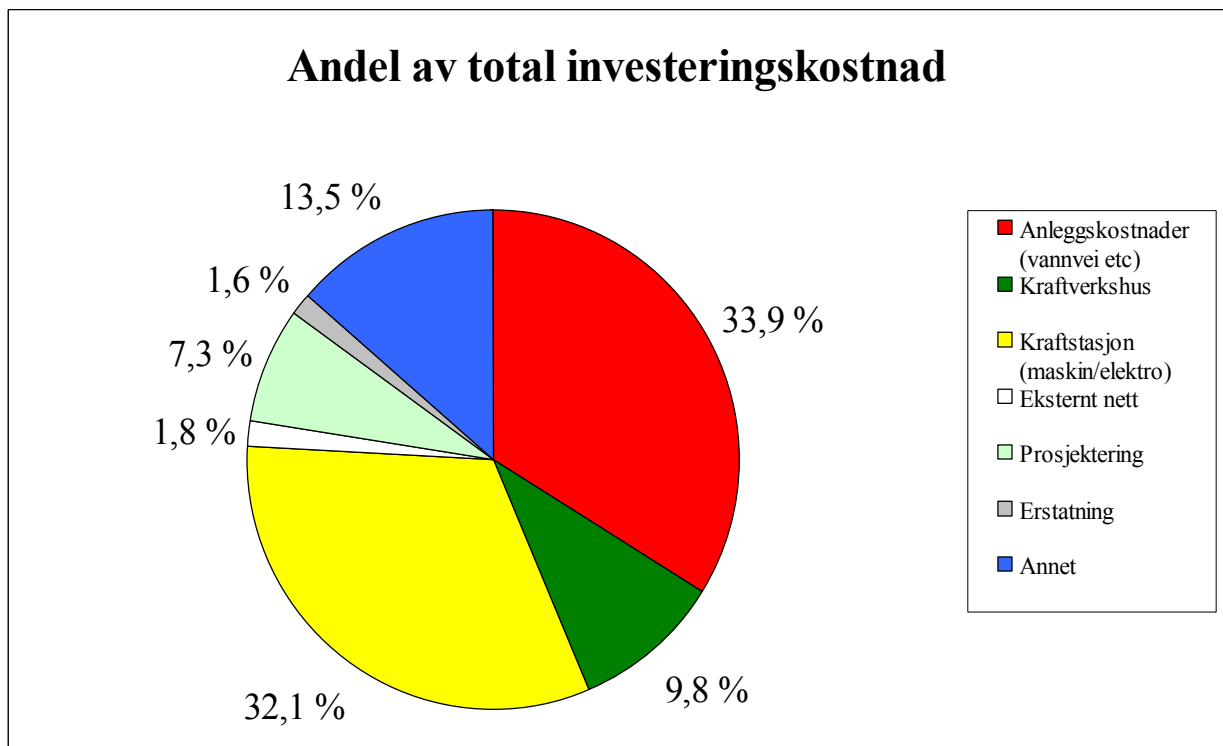
Bokført restverdi etter at forventet levetid til en vindmøllepark er over, settes i påfølgende nåverdiberegninger lik utrangeringsverdi. Dermed unngår man diverse skattespørsmål, siden differansen mellom bokført verdi og utrangeringsverdi blir lik null [6].

8.3 Kostnader småkraftverk

Dette delkapittelet vil ta for seg de ulike kostnadselementene for vannkraft, noe som inkluderer investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, overføringskostnader, skatter, avskrivninger osv. I foregående delkapittel ble kostnadselementer som overføringskostnader, regulerkraft, skatter samt kompensasjon til grunneier og kommune beskrevet inngående, slik at det i dette kapittelet angående småkraftverk kun vil bli presentert verdier og resultater for disse kostnadselementene.

8.3.1 Investeringskostnader for småkraftverk

Investeringskostnaden for et småkraftverk er i likhet med en vindmøllepark betydelig i forhold til andre kostnadselementer. Det må derfor legges mye arbeid i planlegging slik at en sikrer at anlegget optimaliseres i forhold til estimert vanntilslig over året og type vannturbin/generatorstørrelse, driftsstabilitet, automatisering, nettførsterkninger som eventuelt må utføres osv [79]. For å beregne typiske investeringskostnader for småkraftverk er det benyttet kostnadsdata fra de samme fire anleggene som er beskrevet i kapittel 7.3.5. Datasettet inneholdt kostnadstall fra ulike årstall, så byggekostnadsindeksen for vannkraftverk fra Statistisk Sentralbyrå er benyttet til å omregne verdiene til 2005-priser [46]. Disse fire anleggene spenner over et bredt register i forhold til magasinering, fallhøyde og vannføring. Eksempelvis varierer vinterproduksjonen mellom 32 og 63 % av totalproduksjon, fallhøyde mellom 39 og 366 meter og middelvannføringen fra 0,37 m³/s til 4,90 m³/s.



Figur 8.3 Andel av inv. kostnad for småkraftverk pr MW installert kapasitet [55].

Figur 8.3 viser gjennomsnittlige kostnadsandeler av investeringskostnad pr MW for de ulike kostnadselementer tilhørende de fire nevnte småkraftverkene. Det er anleggskostnader (driftsvannvei, inntak, inntakskanal, reguleringsanlegg, overføringsanlegg, vei samt maskin- og elektroteknisk utstyr) som står for ca 66 % av total investeringskostnad. Denne andelen er rimelig representativ med unntak av det eneste kraftverket som har betydelig

magasineringsmulighet. Dette anlegget har ca 63 % høyere investeringskostnader knyttet til anleggskostnader enn gjennomsnittet. Øvrige kostnadselementer er forholdsvis stabile pr MW installert kapasitet uavhengig av både størrelse på småkraftverk og type anlegg. Vektet gjennomsnittlig total kostnad pr MW installert kapasitet ligger på ca 8,7 millioner kroner, mens utbyggingskostnad i forhold til årsproduksjon for disse anleggene varierer mellom 2,0-2,4 NOK/kWh.

8.3.2 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Dersom det installeres enkelt, robust og gjennomprøvd utstyr i kraftstasjonen bør det i utgangspunktet kalkuleres med lave driftskostnader. Generelt kan det forventes at levert utstyr ikke skal kreve mer enn normalt vedlikehold de første tjue årene, men utover denne tidshorizonten må det påregnes økende kostnader. For et mikrokraftverk med aggregater av enkel hyllevarer observeres det ofte betydelig kortere levetid enn for større kraftverk med mer skreddersydde og kvalitetsmessige løsninger. Erfaringsmessig påløper det kostnader til rutinemessige drifts- og vedlikehold i størrelsesorden 1-3 øre/kWh, mens kostnader til rehabilitering av anlegget etter 20-30 år kommer i tillegg. [79] I følge kostnadsgrunnlaget til NVE vil årlige driftskostnader kunne kalkuleres som ca 1 % av total investeringskostnad, noe som dermed tar høyde for anleggets kompleksitet og størrelse i større grad enn en kostnad pr produsert enhet [75]. Det vil i påfølgende nåverdiberegninger benyttes sistnevnte tilnærming, og inkludert forsikringer som dekker ansvar, skade og avbrudd vil det benyttes en årlig andel på 1,25 % av total initial investering [79].

8.3.3 Overføringskostnader og regulerkraft

Disse to kostnadselementene er beskrevet i delkapittel 8.2.3 og 8.2.4, men her gjøres noen betraktninger angående hva som er spesifikt med småkraftverk. Når det gjelder overføringskostnader er det av stor betydning om produsert elektrisitet selges direkte ut på nettet, eller benyttes til et lokalt nett eller til eget bruk. Dette kommer av at elektrisitet til eget bruk eller lokalt nett normalt ikke blir belastet med nettleie [79]. For å omgå denne problemstillingen antas det i denne oppgaven at all produsert elektrisitet mates inn på hovednettet, og dermed belastes med overføringskostnader. Samlet overføringskostnad, som inkluderer et fastledd og et energiledd, vil variere avhengig av om småkraftverket er lokalisert i et underskuddsområde eller overskuddsområde, men for enkelthets skyld vil det her benyttes samme sats som for vindkraft. Det vil si en kostnad på 1,11 øre/kWh, noe som også samsvarer bra med observerte verdier ut fra undersøkelsen til Statnett fra år 2003 [82]. Det er svært vanskelig å anta en gjennomsnittlig merkostnad for produsenten på grunn av usikkert vanntilslig i forhold til regulerkraft, men ved en enkel tilnærming benyttes også her 10 NOK/MWh.

Skatter

Den kommunale eiendomsskatten kan i følge skatteloven helt eller delvis fritas virksomhet som blir drevet som gards- eller skogsbruk [79]. Dette gjelder nok mange grunneiere som vurderer å investere i småkraftverk, men likevel velges det å benytte samme sats som for vindkraft siden det er et konservativt anslag.

Når det gjelder både grunnrenteskatt og naturressursskatt, er småkraftanlegg med en kapasitet på under ca 5 MW fritatt [32]. Dette antas å gjelde gjennom hele levetiden til småkraftverket. Vanlig inntektsskatt er på 28 %.

Kompensasjoner

Det er ikke innkalkulert noen form for fast kompensasjonsbeløp pr produsert enhet verken til tilstøtende grunneiere eller kommune i denne oppgaven. Generelle erstatninger som er påkrevd er i stedet inkludert i investeringskostnaden med en gjennomsnittlig andel på ca 1,6 %.

Avskrivninger

Avskrivningsregler for småkraftverk er en kombinasjon av saldo og lineære avskrivninger for diverse kostnadselementer, noe som er vist i tabell 8.3. I likhet med for vindkraftprosjekter vil det også her antas at bokført verdi er lik utraneringsverdi når forventet levetid for anlegget er over.

Avskrivningsregler for småkraftverk		
Kostnadsart	Saldosats	Lineært
Maskin, generator etc		40 år
Bygg og anlegg		67 år
Transformator og ledninger for påkobling til nett	g (5 %)	
Anlegg for overføring og distribusjon av elektrisitet	g (5 %)	

Tabell 8.3 Avskrivningsregler for småkraftverk [79].

8.4 Netto nåverdi vindkraft

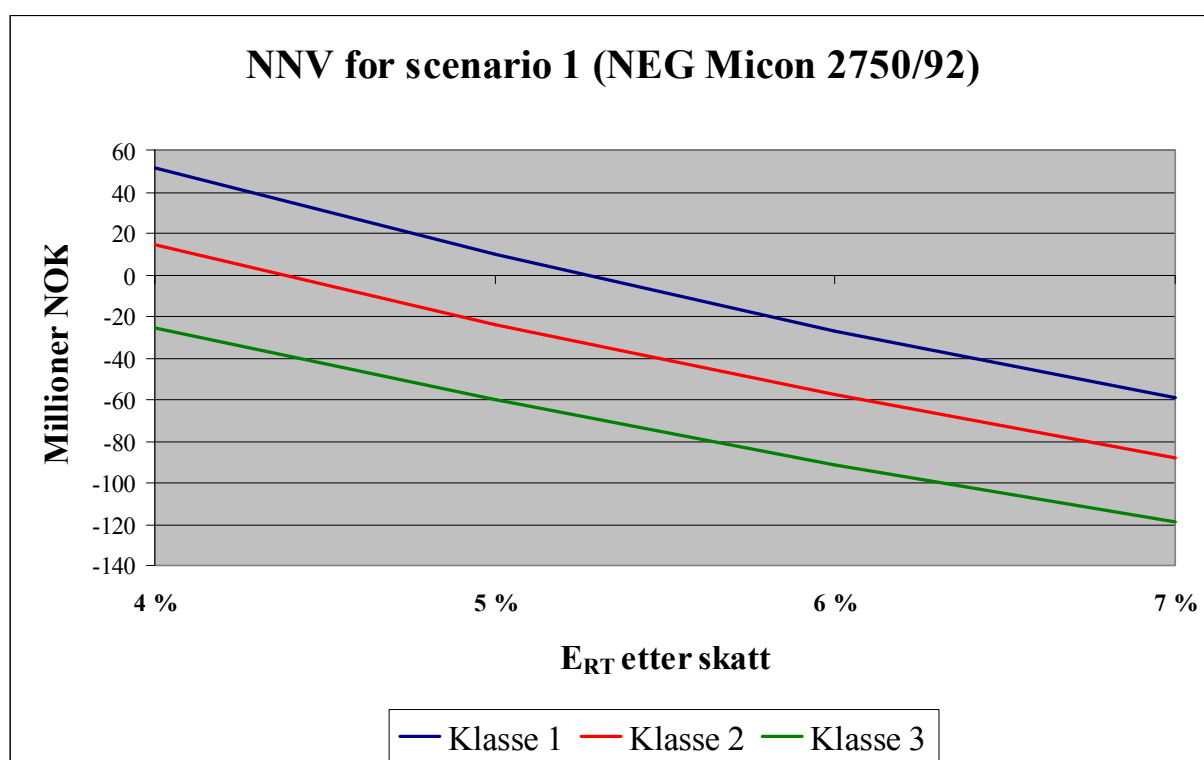
I forbindelse med beregninger av netto nåverdi for ulike prisscenarioer på elsertifikater og klasser av vindhastighet, er det nedenfor satt en del forutsetninger:

- **Levetid** eller designlevetid til en vindmølle er normalt satt til minimum 20 år, men den er avhengig av kvalitet på komponenter og lokale klimaforhold som turbulensintensitet [49]. I tillegg er konsesjon gitt for en periode på mellom 20-30 år. Når konsesjonstiden er ute kan det eventuelt søkes ny konsesjon, eller så må utbygger i følge energiloven § 3.4c fjerne anlegget og føre landskapet tilbake til naturlig stand dersom NVE ønsker det [40]. Ut fra designlevetid og konsesjonstid er det derfor naturlig å sette levetid til 20 år.
- **Tilgjengeligheten** til en vindturbin reduseres av grunner som periodisk vedlikehold, havari eller andre feil, noe som oftest fører til reduserte inntekter. Moderne vindturbiner har normalt en tilgjengelighet på 97 % [66].
- **Vindmølleprodusent og turbinstørrelse** er av stor betydning for å utnytte vindressursen på en lokasjon optimalt. Det er i beregningene her valgt å benytte effektkurver fra en NEG Micon med installert kapasitet på ca 2,75 MW. Dette er begrunnet med to argumenter. For det første er denne kapasiteten pr vindmølle samsvarende med gjennomsnittlig vindturbinstørrelse for prosjektene i databasen til Enova. Det andre argumentet er at vindturbiner fra denne produsenten kommer bra ut med hensyn til netto nåverdi, med unntak av en Nordex 2300, sammenlignet med de andre vindturbine i tabell 7.3.
- **Størrelse på vindmøllepark** er satt til 49,5 MW, noe som er tilnærmet gjennomsnittet av installert effekt for prosjektene Enova har behandlet. Dermed må det installeres 18 vindturbiner med en kapasitet på 2,75 MW.

- **Byggetid** er antatt til maksimalt 91 uker, slik at produksjon av elektrisitet ved full kapasitet kan starte i begynnelsen av år 2007. Dette er en rimelig tidshorison ut fra tidligere erfaringer med oppføring av vindkraftanlegg [52].
- **Inflasjon** er satt til Norges Bank sitt årlige inflasjonsmål på 2,5 % [37].
- **Tidsinndelingen** er brutt ned til uker, det vil si at alle elementer som diverse renter og kostnader i nåverdimodellen samsvarer med tidsintervallene i prismodellen beskrevet i kapittel 5.

8.4.1 Resultater fra netto nåverdi analyser for vindkraft

Figur 8.4 og 8.5 viser netto nåverdi beregnet for ulike scenarioer, det vil si to forskjellige ambisjonsnivåer for et samlet elsertifikatmarked med Norge og Sverige, fordelt på tre vindhastighetsklasser mellom 8 og 9 m/s.

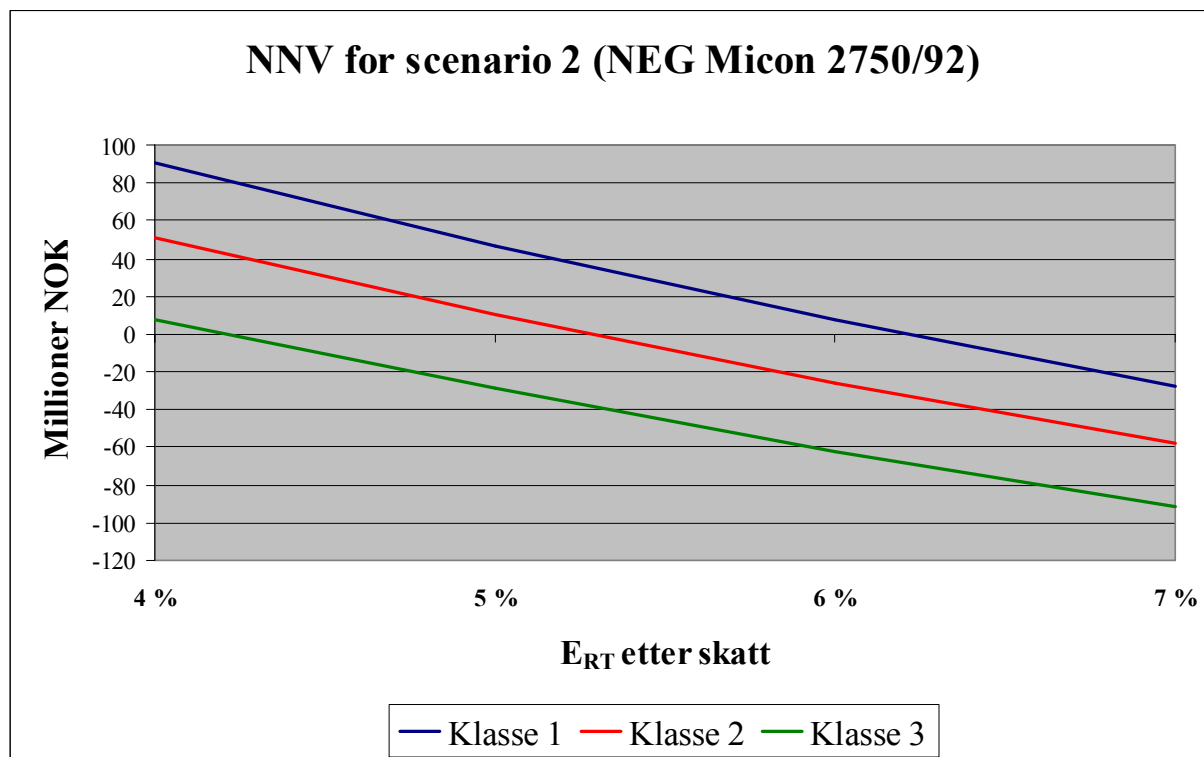


Figur 8.4 Netto nåverdi for vindkraft ved scenario 1.

Ved scenario 1 som tilsvare elsertifikatprisen ved et samlet ambisjonsnivå på 31 TWh for Norge og Sverige, ser en av figur 8.4 at det ikke vil være lønnsomt, selv på de beste vindlokasjonene, å bygge ut vindkraft ved en diskonteringsrent over 5,3 %. Siden denne diskonteringsrenten av totalkapitalen etter skatt antas å være fornuftig, kan det derfor konkluderes med at vindkraft ikke vil slå inn i særlig grad ved det laveste samlede ambisjonsnivået kun ved støtte i form av elsertifikater.

Derimot vil det ved et samlet ambisjonsnivå på 41 TWh, figur 8.5, gi en merverdi for utbygging på vindlokasjoner som gir en middelvind over året på mer enn 8,5 m/s og ved en diskonteringsrente lavere enn ca 5,3 %. På de beste vindlokasjonene, det vil si vindhastighetsklasse 1, vil det ved scenario 2 være lønnsomt å investere opp til et avkastningskrav på 6,2 %. Dette kan sies å tilsvare anlegg som Enova har gitt opptil 25 % investeringsstøtte til, med en gjennomsnittlig midlere vindhastighet over året på ca 8,9 m/s, og

som nå er under utbygging [52]. Beregninger her viser at verdien av elsertifikater ved scenario 2 kan sammenlignes med en investeringsstøtte på mellom 23-36 % av total investering ved en internrente i intervallet 4-6 %. Det er også verdt å merke seg at ingen av vindkraftprosjektene i denne analysen ville vært lønnsomme uten noen form for økonomisk støtte.



Figur 8.5 Netto nåverdi for vindkraft ved scenario 2.

Ved hjelp av regnearket som er laget i Excel for utføre disse nåverdianalysene, er det enkelt å beregne endringer i NNV når input verdier reduseres eller økes. Det er ikke utført noen omfattende sensitivitetsanalyse siden dataene som er benyttet anses som gode og oppdaterte, men det kan likevel være interessant å se på hvordan internrenten endrer seg med redusert investeringskostnad. Dette fordi det fortsatt forventes en teknologiutvikling innen vindkraftteknologi som vil gjøre den rimeligere. Når for eksempel kostnaden pr MW installert effekt reduseres ned til nivåene 8,7 og 8,2 MNOK/MW, vil internrenten for vindklasse 1 og scenario 2 økes med ca 0,75 % for hvert steg. Det er en betydelig endring. Men hvis en tar i betraktning at de beste vindforholdene i Norge er lokalisert i Nordland og Finmark, må også en økning i kostnader til eksternt nett og nettførsterkninger inkluderes [77]. Dette gjør at en innsparing i framtiden på grunn av bedre teknologi kan bli oppspist av økte kostnader med hensyn til geografisk beliggenhet for vindkraftanlegg.

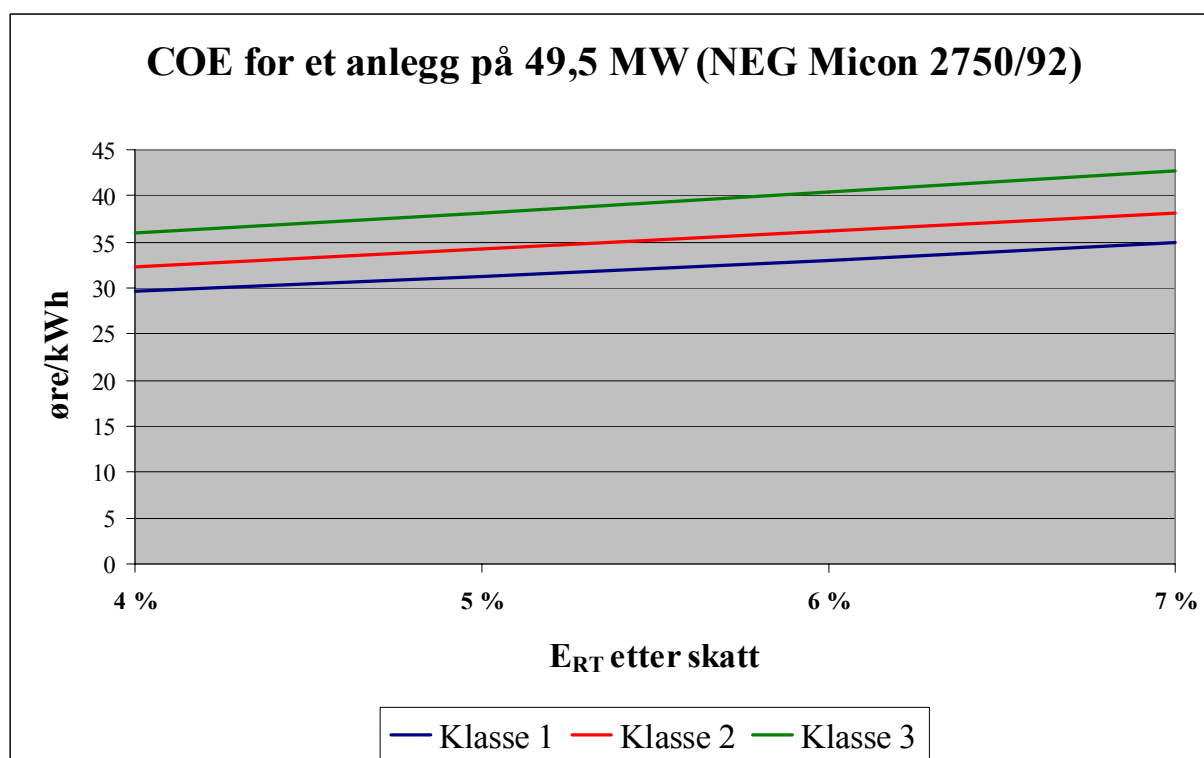
8.4.2 Elektrisitetskostnad vindkraft (COE - Cost of Energy)

En vanlig metode for å sammenligne forskjellige teknologier for produksjon av elektrisitet med hensyn til økonomi, er å beregne total kostnaden pr produsert enhet (COE). Dette gjøres ved å smøre den totale investeringskostnaden utover levetiden til anlegget som annuiteter, for deretter å addere alle kostnadselementer foruten avskrivninger og så dividere med forventet elektrisitetsproduksjon for samme periode. Gjennomsnittlig elektrisitetskostnad finnes da ved ligning (51). [3]

$$COE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^T \left[\frac{INV \cdot A_{R,T} + FK_i + VK_i - AV_i}{PROD_i \cdot \psi} \right] \quad (51)$$

- N er antall perioder en beregner over.
- $A_{R,T}$ er annuitetsfaktor.
- **PROD** er forventet antall produserte enheter.
- Resterende forkortelser er beskrevet i ligningene 36 og 46.

Figur 8.6 viser elektrisitetskostnaden for de tre vindhastighetsklassene for samme installerte effekt og vindturbintype som beskrevet tidligere. For de beste lokasjonene med lav kapitalkostnad er det beregnet en COE på ca 30 øre/kWh, men den øker betydelig med dårligere vindforhold. En undersøkelse utført av NVE viser at kostnadene normalt ligger i området 30-35 øre/kWh, noe som samsvarer bra med resultatene som er beregnet i denne oppgaven [76]. Derimot hvis investeringskostnaden reduseres til 8,7 MNOK/MW vil COE bli ca 28 øre/kWh ved et avkastningskrav på 4 %. Tabell 8.4 viser hvordan årlig produksjon av elektrisitet og brukstid endrer seg i forhold til vindhastighetsklasse. Det kan forventes en årsproduksjon på ca 185 706 MWh ut fra en vindmøllepark med 49,5 MW installert kapasitet plassert der det blåser med en midlere vindhastighet på 9 m/s over året.



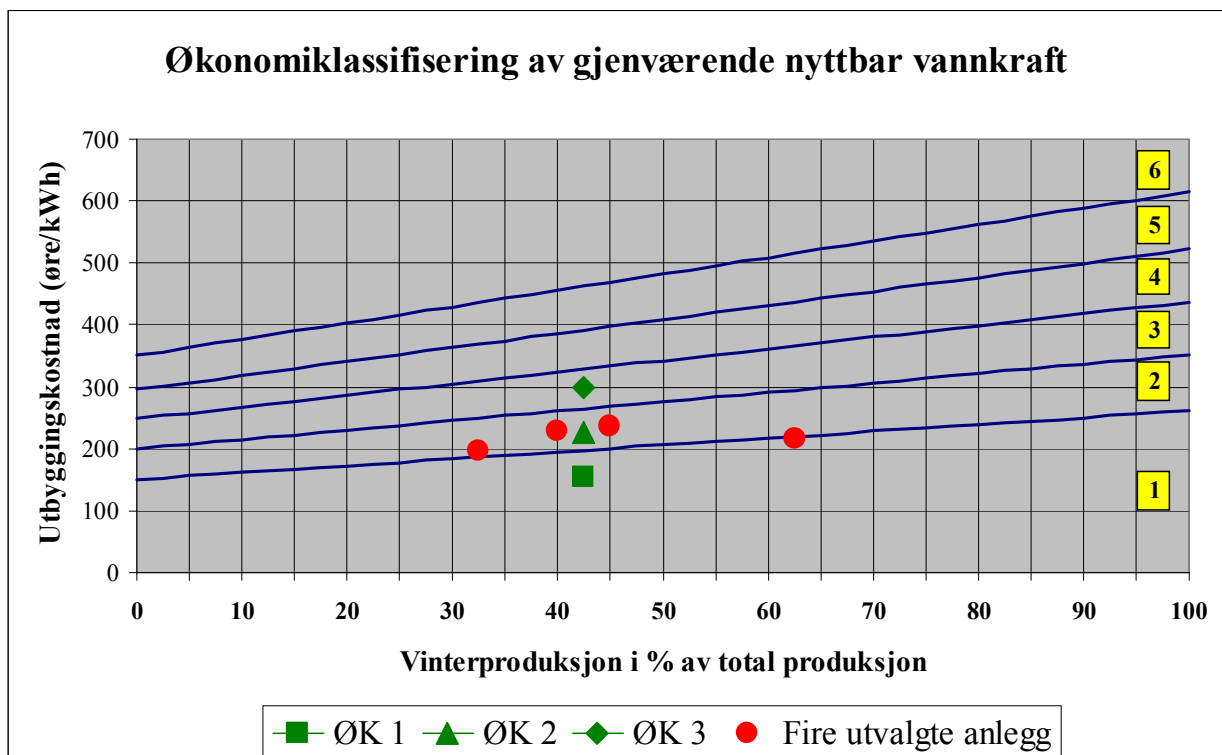
Figur 8.6 Elektrisitetskostnad for vindkraft (COE).

Produksjon og brukstid for et anlegg på 49,5 MW (NEG Micon 2750/92)			
	Klasse 1	Klasse 2	Klasse 3
Årlig produksjon (MWh)	185 706	172 122	157 601
Brukstid i timer pr år	3752	3477	3184

Tabell 8.4 Forventet elektrisitetsproduksjon og brukstid for vindkraftanlegg.

8.5 Netto nåverdi småkraftverk

Klassifisering av vindkraftprosjekter ble utført i forhold til midlere vindhastigheter på utvalgte lokasjoner. En slik sammenligning er ikke mulig for småkraftverk siden de vil variere betydelig med hensyn til fallhøyde, middelvannføring og magasinering. Derfor er det i denne oppgaven valgt å benytte inndelingen til NVE, der det skilles mellom seks økonomiklasser for gjenværende nyttbar vannkraft. Denne klassifiseringen deler prosjekter i forhold til utbyggingskostnad pr årlig produsert enhet og vinterproduksjon som en andel av total produksjon [75]. Siden rapporten til NVE er utgitt i år 2002, er klassene oppjustert til 2005-kostnader ved bruk av byggekostnadsindeksen for vannkraftanlegg [46]. Figur 8.7 viser at de fire anleggene som er valgt ut i denne oppgaven plasserer seg jevnt utover i økonomiklasse 2 (ØK 2). Et vektet gjennomsnitt av disse fire anleggene, i forhold til både installert effekt og produksjon, danner et basisanlegg som er merket i figuren med en grønn trekant. Dette basisanlegget antas å være representativt for et typisk småkraftverk i økonomiklasse 2, der utbyggingskostnaden ligger på ca 227 øre pr produserte kilowattime over året og hvor vinterproduksjonen utgjør ca 42 % av totalproduksjonen. Ut fra dette basisanlegget er det konstruert to småkraftverk som er plassert i økonomiklasse 1 og 3, og som antas å utgjøre ytterpunktene for henholdsvis bra og gode prosjekter. Anlegget i klasse 3, har en utbyggingskostnad på 300 øre/kWh, noe som begrunnes med at grensen for hva som er samfunnsøkonomisk lønnsomt antas å ligge i det området [75]. Det beste oppkonstruerte anlegget antas å ha en utbyggingskostnad på ca 154 øre/kWh, noe som er i tråd med NVE sin veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk [79]. Det betyr at de to ytterpunktene ligger symmetrisk om basisanlegget i forhold til utbyggingskostnad, men med samme forhold mellom vinter- og totalproduksjon.



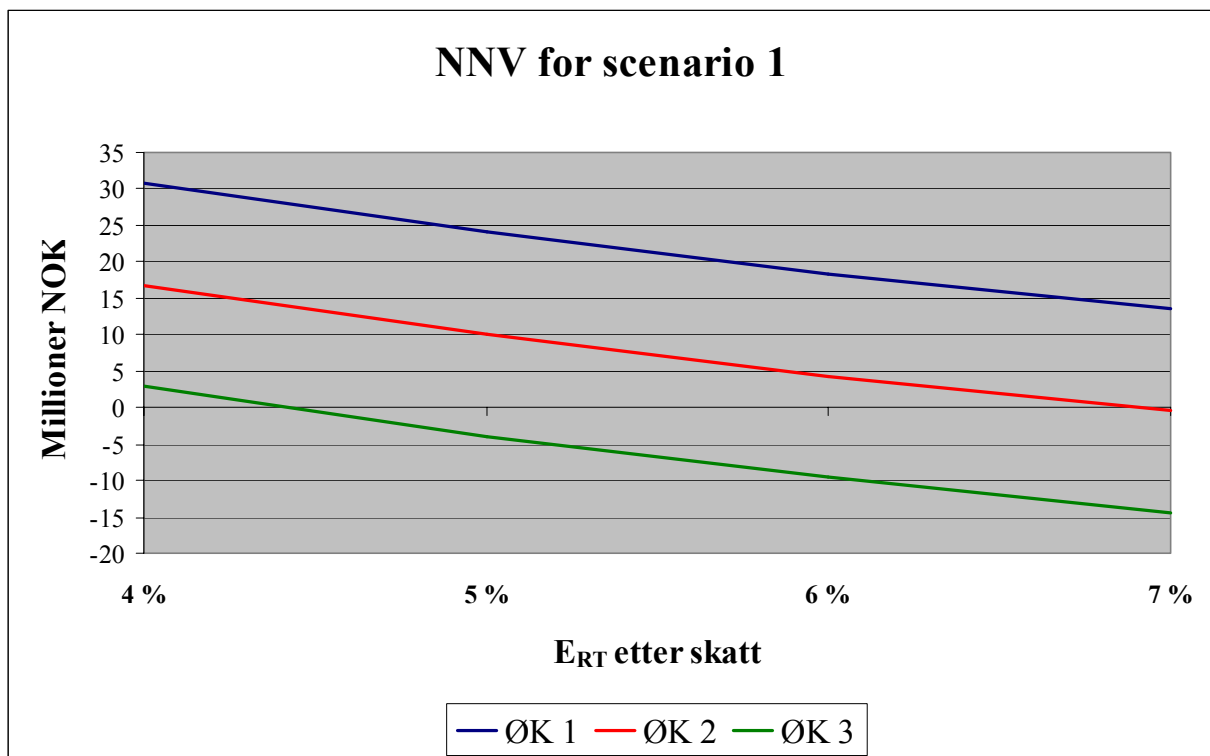
Figur 8.7 Økonomiklassifisering av småkraftverk [75].

I forbindelse med beregninger av netto nåverdi for ulike prisscenarioer på elsertifikater og økonomiklasser av småkraftverk, er det nedenfor satt en del forutsetninger:

- **Levetiden** for et vannkraftverk er normalt satt til 40 år, noe som samsvarer med avskrivningstiden til maskin og generator, selv om den økonomiske levetiden vil være vesentlig lengre. For mindre småkraftverk er det imidlertid erfaringer som tilsier en lavere levetid enn 40 år på grunn av at det elektromekaniske utstyret ofte må skiftes ut tidligere. Dermed settes levetiden til 30 år. [79]
- **Tilgjengeligheten** til et småkraftverk er avhengig av en rekke faktorer, men settes i dette tilfellet til 100 % siden produksjonsdataene for de fire anleggene er justert for redusert tilgjengelighet.
- **Installert effekt** er beregnet til 4,73 MW, noe som er et vektet gjennomsnitt av de fire anleggene. Dette er et gunstig tall fordi en da slipper både grunnrente- og naturressursskatt i følge de nye reglene som er innført. Årlig produksjon blir ca 18 177 MWh, med en forventet driftstid på ca 3 843 timer.
- **Byggetid** er antatt til maksimalt 91 uker, slik at produksjon av elektrisitet ved full kapasitet kan starte i begynnelsen av år 2007. Dette er en rimelig tidshorison ut fra datamaterialet til SWECO Grøner, der det forventes en gjennomsnittlig utbyggingstid på ca 80 uker. [55].
- **Vinterproduksjon** er definert til å være mellom datoene 1/10 og 30/4.
- **Ellers** er øvrige forutsetninger identisk med beregninger som er utført på ulike vindkraftprosjekter, og som er beskrevet i kapittel 8.4.

8.5.1 Resultater fra netto nåverdi analyser for småkraftverk

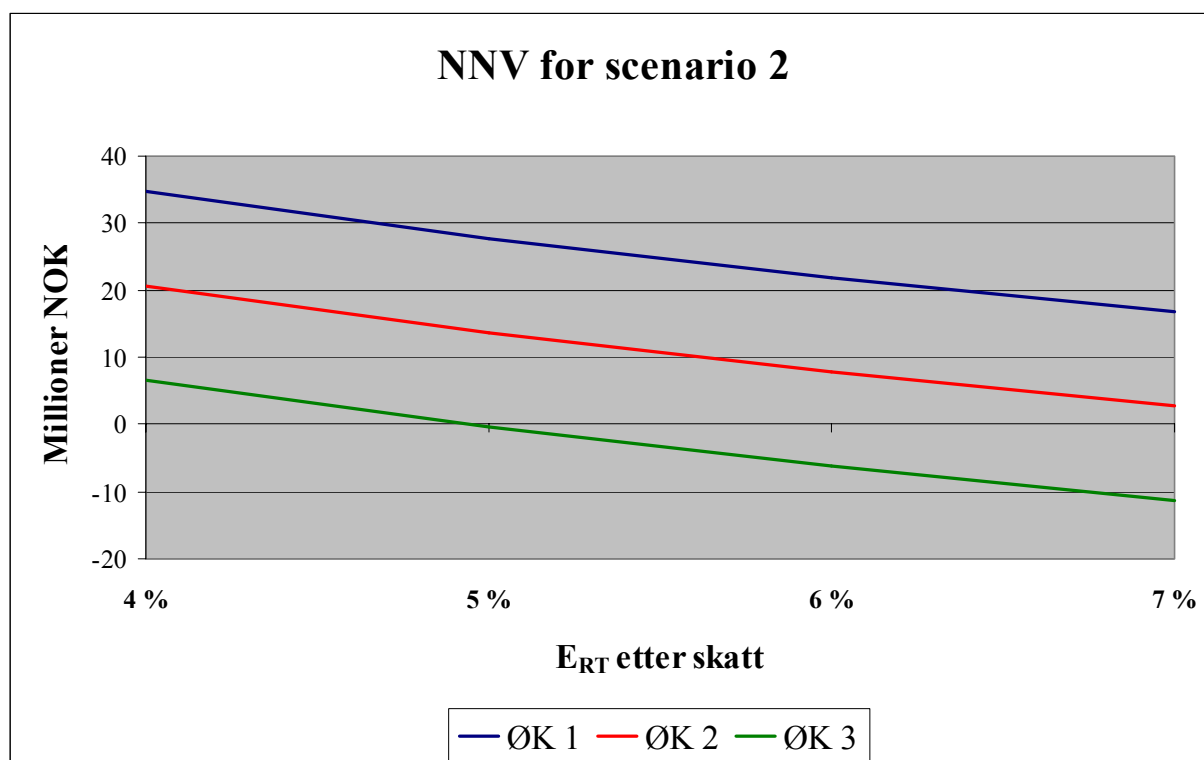
Figur 8.8 og 8.9 nedenfor viser netto nåverdi beregnet for ulike scenarioer, det vil si to forskjellige ambisjonsnivåer for et samlet elsertifikatmarked med Norge og Sverige, fordelt på tre representative økonomiklasser for småkraftverk.



Figur 8.8 Netto nåverdi for småkraftverk ved scenario 1.

Nåverdiberegninger for scenario 1 i figur 8.8 viser at økonomiklasse 2, som gjelder basisanlegget i denne oppgaven, har en internrente på ca 6,9 %. Når det gjelder ytterpunktet for hva som er samfunnsøkonomisk lønnsomt i klasse 3, ser en at internrenten er så lav at utbygging av denne type anlegg ved et lavt samlet ambisjonsnivå antas lite sannsynlig ut fra nåverdimetoden. Derimot vil de beste prosjektene når det gjelder utbyggingskostnad ha en internrente opptil ca 11,2 %, og dermed være svært lønnsomme ved et normalt avkastningskrav og et lavt ambisjonsnivå for utbygging av ny fornybar energi.

Et samlet ambisjonsnivå på 41 TWh, det vil si scenario 2, vil i følge simuleringer føre til en høyere inntekt for en elektrisitetsprodusent. Dette gjør at endringer i internrenten for oppkonstruerte anlegg i økonomiklasse 1 og 2 i figur 8.9 henholdsvis øker med 1,0 og 0,7 % sammenlignet med scenario 1. Dette gjør prosjekter i disse to klassifiseringene svært lønnsomme ved normale avkastningskrav. Selv uten tildeling av elsertifikater vil anlegg i disse to økonomiklassene, ved et avkastningskrav i størrelsesorden 4-5 %, ha en positiv netto nåverdi, slik at de vil kunne kategoriseres som gratispassasjerer ved en elsertifikatordning. Når det gjelder anlegget i økonomiklasse 3 observeres ingen markant forskjell i NNV mellom scenario 1 og scenario 2, så derfor konkluderes det med at anlegg i denne kategorien vil la vente på seg. Det kan selvfølgelig finnes noen unntak dersom vinterproduksjonen forventes eksepsjonelt høy i forhold til total produksjon.

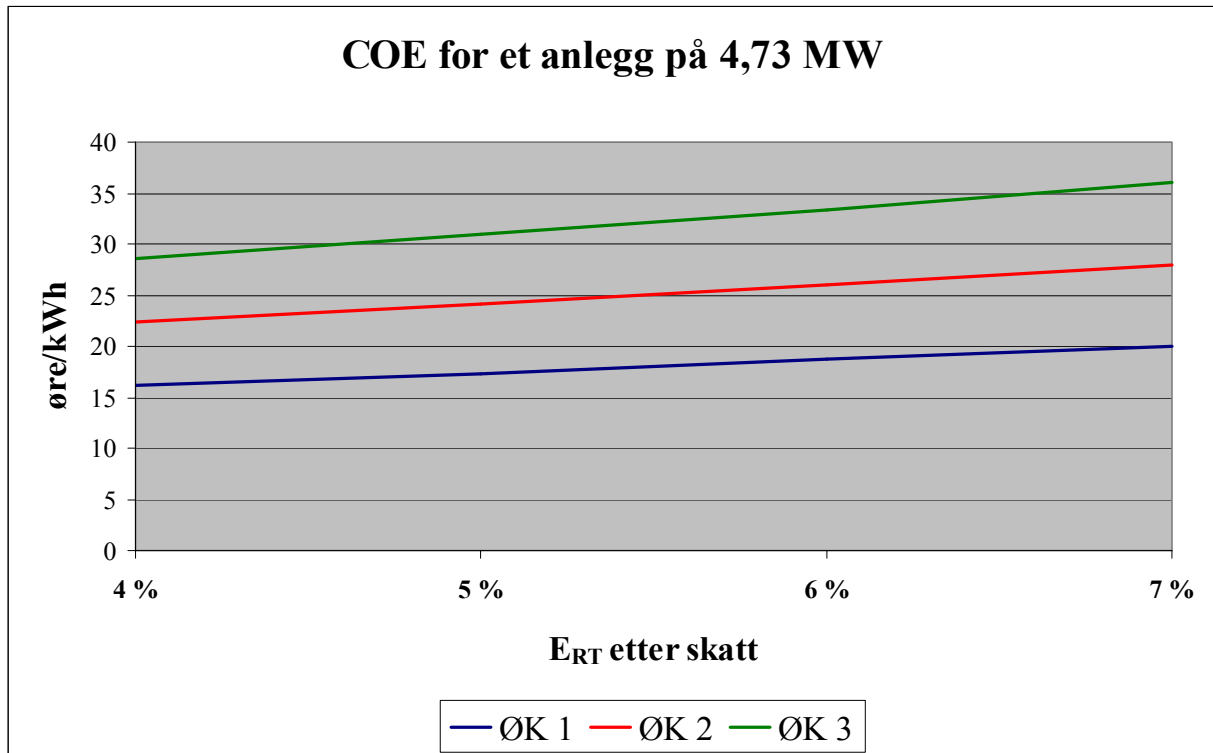


Figur 8.9 Netto nåverdi for småkraftverk ved scenario 2.

8.5.2 Elektrisitetskostnad småkraftverk (COE)

Figur 8.10 viser elektrisitetskostnaden for de tre økonomiklassene for samme installerte effekt og produksjon som beskrevet tidligere. For de beste anleggene, med en normal kapitalkostnad, er det beregnet en COE på mellom 16-20 øre/kWh. Dette er et noe høyere anslag enn sammenlignet med beregninger NVE har utført i forbindelse med å kartlegge det teknisk/økonomiske potensialet for småkraftverk i Norge [78]. For et typisk småkraft med en

utbyggingskostnad opp mot 300 øre/kWh kommer elektrisitetskostnaden fort over 30 øre/kWh ved økende avkastningskrav, noe som kan sammenlignes med et vindkraftprosjekt på en lokasjon med middels midlere vindhastighet.



Figur 8.10 Elektrisitetskostnad for småkraftverk (COE).

9 Realopsjonsanalyse

I dette kapittelet vil det innledningsvis bli beskrevet teori angående realopsjonsteori, for deretter å omhandle utledning av formelverk og resultater fra selve analysen. For å beregne opsjonspris og optimal totalpris, triggerpris, for å foreta en investering, er det nødvendig å bygge på resultatene fra både prismodelleringen av kraft og elsertifikater i kapittel 5 samt nåverdianalysene fra kapittel 8.

9.1 Investeringsstrategi

Netto nåverdiberegninger er basert på et forventet scenario, og at så snart prosjektet er i gang så er man låst med hensyn til framtidige avgjørelser. Det vil si at NNV analysen ikke tar hensyn til fleksibilitet i form av eksempelvis muligheten til å utsette et prosjekt, utvidelser underveis, midlertidig nedleggelse og slutføring før forventet tid. Kontantstrømmen fra et prosjekt vil med stor sannsynlighet bli annerledes enn først antatt, og verdien av å kunne vente på mer og bedre informasjon om markeder, konkurrenter osv kan derfor ikke undervurderes. Denne verdien kan beregnes ved hjelp av opsjonsteori, og i dette kapittelet vil verdien av å kunne utsette investeringen vurderes. Det innebærer å beregne optimal triggerpris for når investeringen bør foretas, samt sannsynlighetene for at denne triggerprisen er mulig å oppnå ut fra prisprosessene.

En investeringsbeslutning deler i varierende grad tre karakteristikk: [8]

1. Investeringen er delvis eller totalt irreversibel, det vil si at den kan anses som en ”sunk cost”. I analyser gjøres det ofte grove feil i forbindelse med å anta at ved lav inntjening så kan hele produksjonsanlegget selges til tilnærmet investeringskostnad. Dette overvurderer prosjektet siden i et velutviklet marked vil ingen gi en høy pris for et anlegg så lenge årsaken til nedgangstider er gjeldende for hele bransjen.
2. Når investeringen skal igangsettes er et sentralt spørsmål. Firmaer kan ha strategiske grunner til å investere på et gitt tidspunkt pga overlegen teknologi, konsesjonstid for utvinning av eksempelvis olje og gass eller være innehaver av et patent på et bestemt produkt.
3. Usikkerhet i forhold til framtidige kontantstrømmer fra et prosjekt.

Alle de tre ovennevnte punkter kan sies å gjelde i stor grad for investeringer innen både vind- og vannkraftprosjekter. Irreversibilitet er særlig gjeldende for vannkraftprosjekter, der demninger, rørgater, kraftverkshus og skreddersydde aggregater vanskelig kan omdannes til initial pengeverdi ved å selges. Det samme er tildels også bildet for vindkraftprosjekter i og med at fundamenter, veier og eksternt nett må ses på som ”sunk costs. Når det gjelder kontantstrømmen en investor kan forvente å motta fra en investering i produksjon av elektrisitet, er det i dette tilfellet knyttet usikkerhet til både pris på elektrisitet og elsertifikater samt ressurstilgangen for vind og vann. Disse usikkerhetsmomentene kan gi prosjektet en opsjonsverdi, det vil si at ny informasjon som tilkommer vil gi investor et bredere og bedre beslutningsgrunnlag. I praksis vil alle kraftverk med en installert kapasitet over 1 MW være konsesjonspliktige [79]. Det vil si at en investor med et prosjekt som har fått tildelt konsesjon har en strategisk grunn til å investere innenfor en gitt tidsramme.

Oppsummert kan disse punktene uttrykkes ved at investor har en tilnærmet finansiell amerikansk kjøpsopsjon, der firmaet har en rett (realopsjonsverdi) til å betale ”sunk cost” (investeringskostnad) når som helst innen utløpsdatoen mot å få kontantstrømmen fra

prosjektet. Investor velger da å investere når netto nåverdi overstiger verdien av fleksibiliteten knyttet til å kunne utsette investeringen, i motsetning til når NNV er større enn null i følge tradisjonelle nåverdianalyser.

9.1.1 Formelverk for opsjonsverdi og triggerpris

Hovedformålet med realopsjonsanalysen er som nevnt tidligere å beregne optimal utbyggingspris for både kraft og elsertifikat. Denne utbyggingsprisen tilsier den triggerprisen hvor det er optimalt å si fra seg opsjonsverdien mot å få kontantstrømmen fra prosjektet. For å beregne triggerpris må dermed både NNV og opsjonsverdi uttrykkes som funksjoner av pris, noe som her vil være lik totalpris fra ligning (28). Ligning (52) viser hvordan netto nåverdi kan uttrykkes som en lineært voksende funksjon avhengig av totalpris, der den lineære tilnærmingen forenkler løsningen av det kommende ligningssettet. Konstantene **a** og **b** bestemmes eksempelvis ved å sette prisen lik null og lik benyttet startpris for NNV beregninger i kapittel 8, slik at det dannes to koordinater for opptrekking av en rett linje.

$$NNV(P_{TOT}) = a \cdot P_{TOT} + b \quad (52)$$

- **P_{TOTAL}** er samlet pris for kraft og elsertifikat.
- **a** er stigningstall.
- **b** er krysningspunktet med NNV-akse når totalprisen er lik null.

For å uttrykke opsjonsverdien som en funksjon av totalpris kreves det noe mer matematiske beregninger. En kan velge mellom de to tilnærmingene dynamisk programmering og contingent claims analysis for å løse problemet. Begge metodene kommer fram til samme resultat, og her er førstnevnte metode valgt for å beregne opsjonsverdi. Metoden dynamisk programmering tar i utgangspunkt i Bellman-ligningen, som vist i ligning (53), der forventet risikonøytral endring i opsjonsverdien settes lik den risikofrie avkastningen av opsjonen over et lite tidsintervall [8].

$$E[dF(P_{TOT})] = r_f \cdot F(P_{TOT}) \cdot dt \quad (53)$$

- **F** er opsjonsverdi.
- **r_f** er den risikonøytrale renten.
- **dF** er endring i opsjonsverdi.
- **dt** er tidsendring.

Utviklingen av totalpris er påvirket av tre stokastiske faktorer, en kortsiktig og en langsiktig faktor for elektrisitetsprisen og en faktor for elsertifikatprisen. Dette kompliserer løsningsmetodikken betydelig, men ved hjelp av utførte simuleringer, som beskrevet i kapittel 6, er det mulig å forenkle prosessen for totalprisen ned til en stokastisk faktor som vist i ligning (54). Det er verdt å merke seg at den kortsiktige faktoren **X** uansett vil ha liten betydning for både NNV og opsjonsverdi, siden gjennomsnittlig reverteringstid tilbake til normalt bare er på ca 43 uker.

$$dP_{TOT} = \hat{\alpha} \cdot P_{TOT} \cdot dt + \sigma_P \cdot P_{TOT} \cdot dz \quad (54)$$

- **dP_{TOTAL}** er endring i totalpris.
- **α** er driftsleddet.

Utbyggingstakt for fornybar energi

- σ_P er volatiliteten til prosessen.
- dz er inkrementet i en Wiener-prosess.

For å kunne differensiere prosessen til opsjonsverdien utvides den med Ito's Lemma, noe som best kan forstås som en Taylor rekkeekspansjon [8]. Ligning (55) viser uttrykket for endring i opsjonsverdi etter at rekkeutvikling og substitusjon av høyre side i ligning (54) for endring i totalpris er foretatt. I tillegg er det tatt høyde for antagelser som at forventningen til inkrementet til Wiener-prosessen er lik null, at den partiellderiverte av opsjonsverdien med hensyn på tid er lik null og at andre ordens Wiener-prosessinkrement er lik den tidsderivate.

$$E[dF(P_{TOT})] = \frac{1}{2} \cdot \sigma_P^2 \cdot P_{TOT}^2 \cdot F''(P_{TOT}) \cdot dt + \hat{\alpha} \cdot P_{TOT} \cdot F'(P_{TOT}) \cdot dt \quad (55)$$

Settes høyre side i ligning (55) lik høyre side i Bellman-ligningen og det divideres med dt , framkommer det en homogen lineær andreordens differensialligning som vist av uttrykk (56).

$$\frac{1}{2} \cdot \sigma_P^2 \cdot P_{TOT}^2 \cdot F''(P_{TOT}) + \hat{\alpha} \cdot P_{TOT} \cdot F'(P_{TOT}) - r_f \cdot F(P_{TOT}) = 0 \quad (56)$$

Løsningen på denne type differensialligninger er gitt av ligning (57), og den er en kombinasjon av to lineært uavhengige løsninger.

$$F(P_{TOT}) = C_1 \cdot P_{TOT}^{\beta_1} + C_2 \cdot P_{TOT}^{\beta_2} \quad (57)$$

Ved å substituere inn både den første- og andrederiverte av løsningen inn i differensialligning (56), kan eksponenten β uttrykkes som ligning (58).

$$\beta = \frac{1}{2} - \frac{\hat{\alpha}}{\sigma_P^2} \pm \sqrt{\left[\frac{\hat{\alpha}}{\sigma_P^2} - \frac{1}{2} \right]^2 + \frac{2 \cdot r_f}{\sigma_P^2}} \rightarrow \beta_1 > 1 \rightarrow \beta_2 < 0 \quad (58)$$

For å løse ut konstantene C_1 , C_2 og optimal triggerpris P_{TOT}^* må opsjonsverdien oppfylle de tre grensebetingelser beskrevet nedenfor:

1. Dersom totalprisen er svært lav, er sannsynligheten for at den når optimal verdi liten og opsjonen har dermed tilnærmet ingen verdi. Derfor må C_2 elimineres vekk i uttrykk (57), ellers vil den negative eksponenten β_2 gjøre at opsjonsverdien vokser mot uendelig når totalprisen går mot null.
2. Den andre grensebetingelsen skal sørge for at opsjonsverdien er lik prosjektets netto nåverdi ved optimal triggerpris.
3. Siste betingelse kalles "smooth pasting", noe som betyr at den deriverte av både den eksponentielt voksende opsjonsverdien og den lineært voksende NNV funksjonen settes lik hverandre.

Ut fra de tre punktene ovenfor, i tillegg til ligningene (57) og (58), kan uttrykkene (59) og (60) utledes slik at optimal triggerpris lar seg løse analytisk.

$$C_1 \cdot P_{TOT}^{*\beta_1} = a \cdot P_{TOT}^* + b \quad (59)$$

Utbyggingstakt for fornybar energi

$$\beta_1 \cdot C_1 \cdot P_{TOT}^{*(\beta_1-1)} = a \quad (60)$$

Dermed kan uttrykkene for triggerpris og konstanten C_1 defineres av henholdsvis ligning (61) og (62).

$$P_{TOT}^* = \frac{b}{\left(\frac{a}{\beta_1} - a\right)} \quad (61)$$

$$C_1 = \frac{a}{\beta_1 \cdot P_{TOT}^{*(\beta_1-1)}} \quad (62)$$

9.1.2 Formelverk for optimalt innløsningsstidspunkt

Ved bruk av standard realopsjonsbetraktninger finnes triggerprisen for når investeringen er optimal å foreta. Det er ikke tilstrekkelig for å si noe om utbyggingstakt innenfor en bransje eller teknologi for ny fornybar energi. Derfor er det i denne oppgaven sett på sannsynligheten for at totalpris faktisk når triggerpris, samt forventet tid til dette eventuelt inntreffer. Metodikken bak denne tilnærmingen er basert på "first passage time", der en ser på hvordan en stokastisk variabel utvikler seg i forhold til en grenseverdi [20]. Ligningene (63) og (64) viser uttrykkene for henholdsvis forventet tid til optimalt investeringstidspunkt og sannsynligheten P for at totalpris når triggerpris for en geometrisk brownsk bevegelse.

$$E(T^*) = \frac{\ln\left(\frac{P_{TOT}^*}{P_{TOT_0}}\right)}{\hat{\alpha} - \frac{1}{2} \cdot \sigma_P^2} \quad (63)$$

$$P = \left(\frac{P_{TOT}^*}{P_{TOT_0}}\right)^{\frac{2 \cdot \hat{\alpha}}{\sigma_P^2} - 1} \quad (64)$$

- P_{TOT_0} er totalprisen ved tidspunkt null.
- Det forutsettes at triggerpris er større enn startverdi for totalpris.

Det må skilles mellom tre tilfeller for de to ligningene ovenfor, med hensyn til om nevneren i uttrykk (63) er positiv, null eller negativ. Ved positiv nevner vil sannsynligheten være lik en for at totalpris en gang når triggerpris, mens når nevneren er tilnærmet lik null vil også triggerprisen nås med en sannsynlighet lik en men med en uendelig tidshorisont. Derimot når nevneren er negativ eksisterer det ingen tidshorisont, og det er mest sannsynlig at triggerprisen aldri nås. [20]

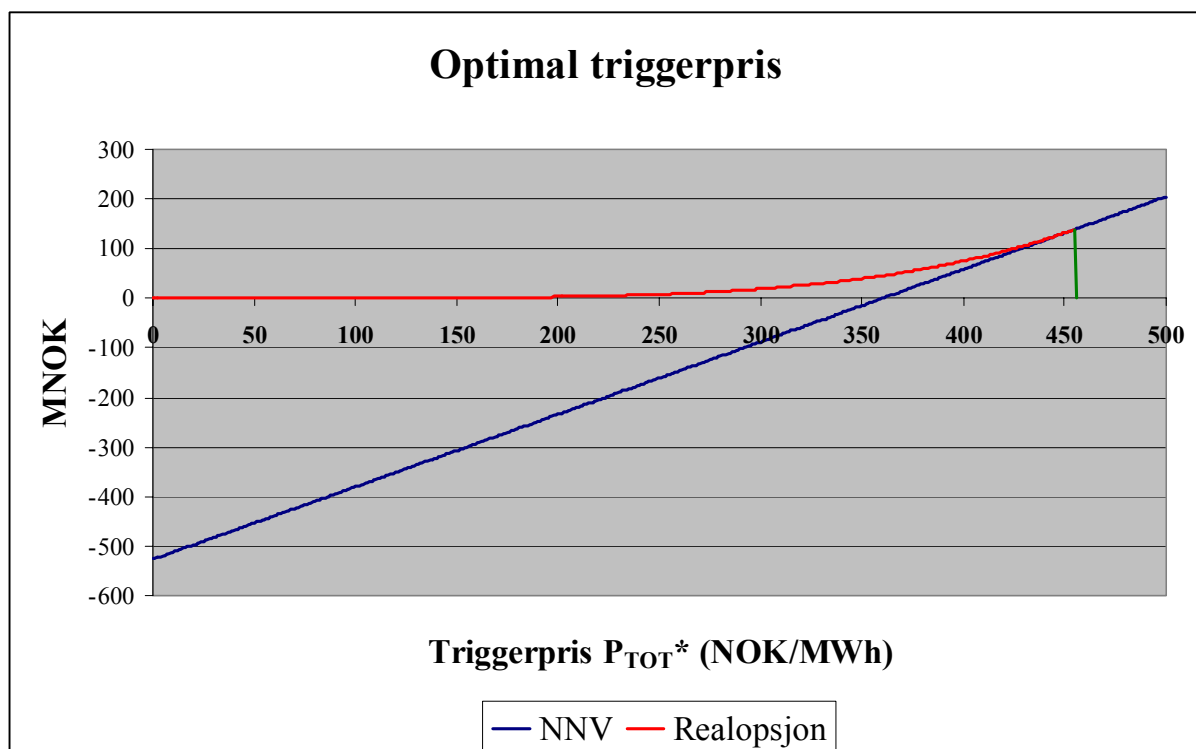
9.1.3 Parametrer for prisprosess

Driftsledd og volatilitet tilhørende den stokastiske prisprosessen for totalpris i ligning (54) gjenstår å estimere. Driftsparameteren finnes enkelt ut fra simuleringer av de tre stokastiske faktorene tilknyttet elektrisitetspris og elsertifikatpris. For scenario 1 er det en svak negativ

drift, mens det er svak positiv drift for scenario 2. Det samme kan gjøres for volatilitet, men beregninger utført på tidsserier fra ca 2 500 simuleringer for begge ambisjonsnivåene gir en årlig volatilitet på opptil 58 %. Mange simuleringer gir en bra gjennomsnittlig priskurve for totalpris, men gir et veldig høyt standardavvik. Med tanke på at langsiktige tiårs forwardkontrakter på elektrisitet har hatt en historisk årlig volatilitet på 5-15 % [53], og elsertifikater en årlig volatilitet på ca 20 %, vil det dermed bli benyttet lavere verdier for standardavvik enn det resultatene fra simuleringene tilsier. Ved å anta tilnærmet null eller svak negativ korrelasjonen mellom elsertifikatpris og elektrisitetspris, er det naturlig å utføre en sensitivitetsanalyse av triggerpris med hensyn til en årlig volatilitet av totalpris opp til ca 30 %.

9.1.4 Framstilling av resultater

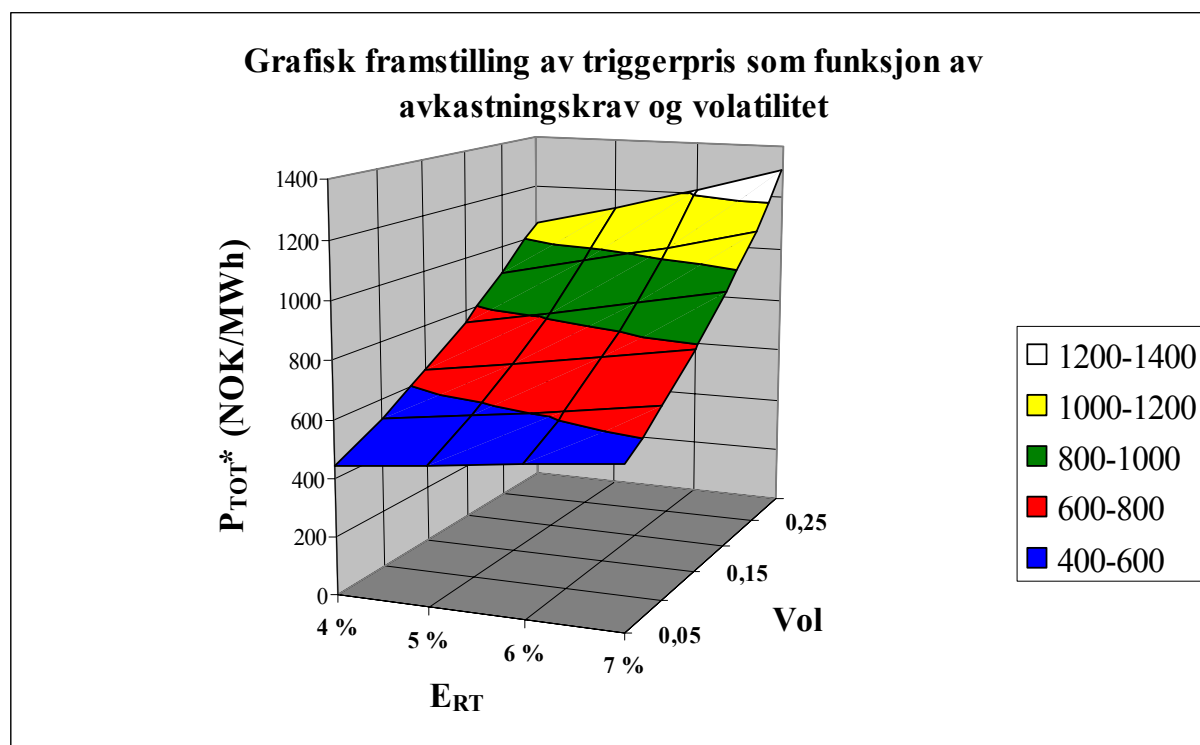
Grafisk kan opsjonsverdi og netto nåverdi som funksjon av totalpris vises som i figur 9.1, hvor eksemplet er et vindkraftprosjekt i vindhastighetsklasse 1 og ved scenario 2. NNV starter på ca -516 MNOK, noe som tilsvarer investeringskostnaden pluss nåverdien av alle kostnadselementene, for deretter å stige rettlinjet med økende totalpris. Opsjonen har ingen verdi når totalpris er lik null, men begynner å øke ved en totalpris på ca 250 NOK/MWh. Ved totalpris på 455 NOK/MWh, eller triggerpris, ser en at opsjonsverdien er lik NNV samtidig som helningen til de to kurvene er identisk. Dette er optimal totalpris for å innløse opsjonen mot å investere i vindkraftprosjektet.



Figur 9.1 Optimal triggerpris ved realopsjonsanalyse.

Det er interessant å analysere hvordan triggerpris endrer seg i forhold til avkastningskrav og volatilitet, og figur 9.2 gir et bra bilde på dette for det samme eksemplet som i forrige figur. Når avkastningskravet øker fra 4 % til 7 % så observeres det at triggerpris øker betydelig mer ved høy volatilitet enn ved lav. Det gjør at kurven for totalpris i forhold til avkastningskrav får en stadig brattere helning når volatiliteten øker. Triggerprisen øker også med økende volatilitet, og helningen på denne kurven blir noe brattere ettersom avkastningskravet øker.

Denne situasjonen med økende triggerpris i forhold til både avkastningskrav og volatilitet gjelder for både vann- og vindkraft, begge scenarioene for et samlet ambisjonsnivå for Norge og Sverige samt alle vindhastighetsklasser og økonomiklasser.



Figur 9.2 Optimal triggerpris ved endring av avkastningskrav og volatilitet.

Resultatene fra realopsjonsanalysen avhenger av dimensjoner som scenario, klassifisering av prosjekt, avkastningskrav, volatilitet og investeringsstrategi, slik at en hensiktsmessig måte å presentere dataene på er i form av tabellene 9.1 og 9.2 for henholdsvis vindkraft og småkraftverk. Investeringsstrategien, og dermed utbyggingstakten, er delt opp i fire kategorier som er merket med hver sin farge:

1. **Rød** betyr at triggerpris er lavere enn totalpris ved tidspunkt null (tidspunkt hvor investeringsstrategi besluttes, og hvor totalpris er beregnet til 422 NOK/MWh). Det vil si at opsjonen ikke har noen verdi og at investeringen bør foretas så langt NNV er større enn null.
2. **Gul** betyr at totalpris ved tidspunkt null er i nærheten av triggerpris, og at det dermed ikke er grunn til å utsette prosjektet nevneverdig hvis NNV er større enn null. Dette kan forklares ut fra figur 9.1 der kurvene for NNV og opsjonsverdi ligger svært nær hverandre i området rett før triggerprisen defineres.
3. **Grønn** betyr at totalpris ved et eller annet tidspunkt fram i tid vil nå triggerpris med en sannsynlighet på en. Det vil derfor lønne seg å holde på realopsjonen i stedet for å investere ved tidspunkt null, selv om NNV er større enn null.
4. **Blå** betyr at totalpris mest sannsynlig aldri vil nå triggerpris, og at det dermed hersker stor usikkerhet angående om prosjektet bør settes i gang eller ikke. Det antas her at ved scenario 2, hvor det observeres en positiv drift i totalpris, vil være mer sannsynlig at investor vil vente med å innløse opsjonen enn ved scenario 1 der det forventes en negativ drift i prisen.

Utbyggingstakt for fornybar energi

		Scenario 1 (31 TWh)												Scenario 2 (41 TWh)											
		K1				K2				K3				K1				K2				K3			
Vol	E _{RT}	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7
		5		402	433	466	500	429	463	498	536	464	500	539	580	446	479	515	553	476	512	551	592	515	554
10		445	480	516	555	476	513	552	594	514	555	597	643	533	573	616	661	570	613	659	708	615	663	713	766
15		506	545	587	631	541	583	627	675	584	630	679	731	636	684	735	789	680	731	786	844	735	791	851	914
20		580	625	672	723	620	668	719	774	670	722	778	837	756	813	874	938	808	869	934	1004	873	940	1011	1087
25		666	718	772	830	712	767	826	888	769	829	894	962	895	962	1033	1109	956	1028	1105	1187	1033	1112	1196	1286
30		765	823	886	952	817	880	948	1019	883	952	1025	1103	1053	1132	1216	1305	1125	1210	1301	1397	1215	1308	1407	1512

Tabell 9.1 Triggerpris for vindkraft fordelt på avkastningskrav og volatilitet.

		Scenario 1 (31 TWh)												Scenario 2 (41 TWh)											
		ØK 1				ØK 2				ØK 3				ØK 1				ØK 2				ØK 3			
Vol	E _{RT}	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7	4	5	6	7
		5		236	261	287	313	329	365	403	444	422	471	522	575	265	291	319	348	368	408	449	493	473	526
10		262	289	318	348	364	405	447	492	468	522	579	638	317	348	382	416	440	488	537	589	565	628	695	764
15		298	329	361	395	414	460	508	559	532	593	658	725	378	416	455	499	525	582	641	703	675	750	830	912
20		341	377	414	453	475	527	583	641	609	680	754	830	449	494	541	591	625	692	762	836	802	892	986	1084
25		392	433	475	520	545	606	669	736	700	781	866	954	532	585	640	699	739	819	902	989	949	1055	1167	1283
30		450	497	545	597	625	695	768	844	803	896	993	1095	625	688	753	822	869	963	1061	1163	1116	1241	1372	1509

Tabell 9.2 Triggerpris for småkraftverk fordelt på avkastningskrav og volatilitet.

Resultatene fra tabell 9.1 og 9.2, sammen med resultatene fra både NNV analysen i kapittel 8 og realiserbart potensial for fornybar energi i kapittel 10, vil bli diskutert nærmere i kapittel 11.

10 Potensial for fornybar energi

Dette kapittelet omhandler hovedsakelig realiserbart potensial i Norge for vindkraft og småkraftverk fordelt på henholdsvis vindhastighetsklasser og økonomiklasser. I tillegg er potensialet for de andre teknologiene for fornybar energi som er beskrevet i kapittel 7 diskutert.

10.1 Vindkraft

Norge har trolig Europas største potensial for vindkraftutbygging, og det begrunnes med tre hovedargumenter: [60]

1. Store områder med meget gunstige vindforhold.
2. Mange av de samme områdene er relativt tynt befolket og miljøkonsekvenser/sjenanse for allmennheten er begrenset, sammenlignet med mer tettbefolkede områder av Europa.
3. Når nettet tillater det kan samspill med regulerbar vannkraft øke verdien av vindkraften. Det vil si at vannkraften absorberer svingningene i vindkraften slik at den totale produksjonen kan tilpasses overføringskapasitet og lokalt forbruk.

Det teoretiske potensialet for vindkraft er nærmest ubegrenset. Inkluderes områder hvor gjennomsnittlig vindhastighet overstiger 6 m/s er det fysiske potensialet i Norge beregnet til 1 121 TWh, mens ved midlere vindhastighet høyere enn 8 m/s er potensialet ca 380 TWh. Disse estimatene reduseres derimot betraktelig når det tas høyde for redusert vindhastighet på grunn av terrengformasjoner, arealer som er regulert til annet formål enn vindkraft og minsteavstand til nærmeste hus og tettsted. Tabell 10.1 viser teknisk/økonomisk potensial for ulike intervaller av midlere årlig vindhastighet målt 50 meter over bakken, i forhold til om potensialet i Finmark inkluderes eller ikke. Det antas et en utbygging av vindkraft i Finmark som årlig produserer mer enn 0,8 TWh vil kreve store kostnader til nettførsterkninger. [60] Offshore vindkraftutbygging er ikke tatt med på grunn av at det finnes kun et fåtall grunne havområder i Norge, og at investorer derfor vil velge å bygge på land.

Ut fra de tre vindhastighetsklassene på 8, 8,5 og 9 m/s som er definert i kapittel 7.2.3, konkluderes det med at et teknisk/økonomisk potensial på 46 TWh/år er oppnåelig. NVE opererer med et teknisk potensial for vindkraft på 12 TWh, mens NOU antar et realistisk potensial på 14 TWh årlig [10] [66]. Sammenlignes disse to beregnede potensialene opp mot det teknisk/økonomiske potensialet for en midlere vindhastighet over 9 m/s og en begrenset produksjon i Finmark fra tabell 10.1, er det bra samsvar mellom de ulike estimatene.

Midlere vindhastighet	Teknisk/økonomisk potensial med Finmark (TWh/år)	Teknisk/økonomisk potensial med kun 0,8 TWh/år i Finmark
> 9 m/s	21	15
8,0-8,9 m/s	76	31
7,0-7,9 m/s	164	62

Tabell 10.1 Teknisk/økonomisk potensial for vindkraft [60].

Det er fastsatt som mål at det innen år 2010 skal bygges ut vindkraftanlegg i Norge som årlig skal produsere 3 TWh. Denne satsningen er et ledd i forhold til å øke forsyningssikkerheten av elektrisitet, samt en omlegging av elektrisitetsproduksjon til andre energiformer enn

vannkraft [63]. Det er pr i dag idriftsatt vindkraft med en installert kapasitet på ca 164 MW, noe som gir en årlig produksjon på ca 0,48 TWh. I tillegg er det gitt konsesjoner til utbygging av ca 960 MW, hvorav ca 110 MW allerede er under bygging. Det vil si at eksisterende anlegg pluss konsesjonsgitte anlegg kan produsere ca 3,2 TWh årlig, noe som oppfyller myndighetenes mål dersom alle produsenter med konsesjon bygger ut innen år 2010. Søknader som ligger inne til behandling og forhåndsmeldte prosjekter hos NVE omhandler utbygging av henholdsvis 866 MW og ca 5 000 MW. Bygges alle disse anleggene ut vil Norge totalt kunne produsere over 20 TWh fra vindkraft. [39]

10.2 Vannkraft/småkraftverk

Vannkraftpotensialet for større anlegg i Norge er allerede vel utnyttet, men det finnes fortsatt et stort potensial knyttet til utnyttelse av mindre vassdrag og oppgradering av eksisterende anlegg [60]. NVE har beregnet at det samlet sett er økonomisk å bygge ut ca 187 TWh i Norge. Av dette er allerede 118 TWh bygd ut, mens ca 36,5 TWh er vernet. Det vil si at det gjenstår et potensial på 32,5 TWh i tillegg til ca 4 TWh knyttet til ulike opprustings- og utvidelsestiltak [80].

Olje- og energidepartementet har utarbeidet en strategi for økt etablering av små vannkraftverk, noe som vil bidra til å øke krafttilgangen, øke verdiskapningen i landet og som vil ha en positiv effekt på distriktene. I den forbindelse har NVE utført en ressursanalyse av småkraftverk basert på digitale kart, hydrologi og kostnadsdata. Selv om det ikke er tatt hensyn til elementer som eiendomsforhold, miljøforhold og nettkapasitet, anses metoden som tilfredsstillende siden stikkontroller viser gode resultater. Samlet teknisk/økonomisk potensial for små vannkraftverk (50-10 000 kW), som er summen av enkeltprosjekter, er beregnet til å være på ca 25 TWh årlig, og av dette kommer ca 12 TWh fra småkraftverk. Dette estimatet inkluderer prosjekter som allerede er kartlagt i samlet plan, og som har en investeringskostnad lavere enn 300 øre pr kWh midlere årsproduksjon. Denne investeringsgrensen tilsvarer grovt sett skillet mellom økonomiklassene 3 og 4 for klassifisering av gjenværende nyttbar vannkraft. [78]

For å kunne skille ut småkraftverk fra samlet potensial for små vannkraftverk og samtidig skille mellom de tre økonomiklassene beskrevet i kapittel 8.5, er det benyttet data fra NVE for prosjekter som er under bygging, konsesjonsgitt, ikke konsesjonspliktig og forhåndsmeldt [57]. Dette datamaterialet angir installert kapasitet, midlere årsproduksjon, tilhørende økonomiklasse og tilstand i prosjektutviklingen for 659 prosjekter. Fra dette datamaterialet er alle prosjekter med installert effekt mellom 1 og 10 MW og fra de tre beste økonomiklassene plukket ut. Dette utgjør hele 258 prosjekter og disse vil dermed danne et bra bilde av fordelingen av økonomiklasser i forhold til det teknisk/økonomisk potensialet på 12 TWh for småkraftverk.

Økonomiklasser	Andel av potensial (%)	Teknisk/økonomisk potensial (TWh/år)
ØK 1	28,0	3,36
ØK 2	36,3	4,36
ØK 3	35,7	4,28

Tabell 10.2 Teknisk/økonomisk potensial for småkraftverk.

Tabell 10.2 viser potensialet for småkraftverk i Norge. De beste prosjektene, som tilhører økonomiklasse en, har et potensial på ca 3,4 TWh årlig, mens potensialene for de to neste økonomiklassene er beregnet til i overkant av 4 TWh for hver.

Summeres årlig midlere produksjon fra alle småkraftprosjektene i databasen til NVE, med en investeringskostnad lavere enn 300 øre/kWh, vil det innen en tiårs periode kunne bygges ut i overkant av 1 000 MW kapasitet med småkraftverk som til sammen kan produsere ca 4,2 TWh årlig [57].

10.3 Annen fornybar energi

Dette kapittelet tar for seg potensialet for andre fornybare energikilder i Norge utenom vind- og småkraftverk. [10] [62]

- **Biomasse:** Det teoretiske potensialet for uttak av biomasse til energiformål er anslått til ca 35 TWh pr år, og dette kan for en stor del tas ut til priser under 50 øre/kWh. Av de 35 TWh er allerede ca 15 TWh benyttet, noe som betyr at gjenværende potensial er på ca 20 TWh. Sistnevnte fordeler seg, etter størrelse, hovedsakelig på skogbrensel, brensel fra skogindustrien, energivekster, bioavfall, halm, deponigass og gjødsel. Bioenergimarkedet er foreløpig umodent med manglende logistikkjeder, få aktører og vanskelig kapitaltilgang, men det er i midlertidig tegn som tyder på en gryende vekstfase og at aktører posisjonerer seg.
- **Avfall:** Det er i Norge politiske føringer for økt utnyttelse av avfall, noe som medfører økt gjenvinning i form av energi eller materialer i stedet for avfallsdeponering. Potensialet for energitilgang fra avfall som i dag deponeres er estimert til å ligge i området 3-6 TWh pr år.
- **Spillvarme:** Tilgjengelig spillvarme er generelt karakterisert ved begrenset avsetningsmulighet, noe som skyldes lokalitet i forhold til potensielle brukere og lite utbygd vannbåren varme i Norge. I tillegg gjør konjunktursvingninger innen industrien denne energikilden svært usikker. Det er beregnet et potensial på ca 560 GWh til elektrisitetsproduksjon, mens det er mulig å levere hele 5 TWh i tilknytning til anlegg for akvakultur.
- **Varmepumper:** Varmepumpeanlegg er vanligvis en integrert del av et fleksibelt oppvarmingssystem som representerer muligheten for å utnytte varme fra jord, grunnfjell, grunnvann, sjøvann og uteluft. Lønnsomheten i varmeleveranser basert på varmpumper er følsom overfor svingninger i kraftprisen. Det forventes en utbygging av anlegg tilsvarende en årlig produksjon på ca 0,8 TWh innen år 2010, mens det på lengre sikt kan realiseres ca 5 TWh. Disse tallene er lave sammenlignet med det samfunnsøkonomiske potensialet for varmpumper på hele 25 TWh.

Alle de fire punktene nevnt ovenfor er resultater fra varmestudien som Enova SF har utført for å danne et grunnlag for utforming av virkemidler for å oppnå varmemålet og bidra til en omlegging av energibruken. Med bakgrunn i vurderinger av historisk utbyggingstakt, økonomiske rammevilkår og ressurstilgang, er det beregnet forventet samlet økning i fornybar varmeleveranse opp mot år 2010. Dette kortsiktige potensialet inkluderer biomasse, avfall, spillvarme og varmpumper, og er estimert til ca 5 TWh pr år. Dermed konkluderes det med at det er mulig å nå myndighetenes mål om 4 TWh innen 2010, men det fordrer en betydelig økning i utbyggingstakt. [62]

- **Solenergi:** Alle bygninger har en andel passiv soloppvarming, og selv i Norge dekker denne andelen opp mot 20 % av det totale årlige oppvarmingsbehovet. Dette utgjør årlig ca 10 TWh. Ytterligere utnyttbart potensial er anslått til ca 20 TWh inkludert både passiv og aktiv solenergi, samt reduksjon i bruk av kunstig belysning. [66] Et realistisk potensial på sikt for passiv og aktiv solenergi, grunnet betydelig forventet kostnadsreduksjon innen teknologi for solenergi, bedre materialer og bedre bygningstekniske løsninger, er for Norge estimert til ca 5 TWh [10]. Norge har en betydelig mengde med solcelleanlegg sett i forhold til innbyggertall, men det antas at metningspunktet er i ferd med å bli nådd. Derfor antas det at potensialet for solenergi i forhold til elektrisitetsproduksjon på kort sikt er tilnærmet lik null. [73]
- **Bølgeenergi:** Norge har over 2 000 km kystlinje og den midlere bølgeeffekt 20 nautiske mil utenfor kystene er beregnet til 24 kW pr meter. Dette utgjør et teoretisk potensial på ca 500 TWh, noe som er i størrelsesorden lik stillingsenergien fra all nedbør i Norge. Det er beregnet at maksimalt 200 km med kystlinje vil kunne bli benyttet til bølgekraft, og med en virkningsgrad på 20 % er det årlige tekniske potensialet ca 8,4 TWh. Bølgeenergi kan dermed, med en mer moden og økonomisk gunstig teknologi, bli et viktig supplement til vannkraft. [48] Det er likevel antatt en lav utbyggingstakt, og at bølgekraft kun vil bidra med ca 0,5 TWh innen år 2020 [10].
- **Geotermisk energi:** Estimert over utnyttbare energireserver ned til et dyp på 5 km er beregnet til ca 64 TWh for Norge. Potensialet er lavtemperert og egner seg kun til varmeproduksjon. Realistisk potensial over en tidshorisont på 10-15 år er imidlertid beregnet til ca 4-5 TWh. [10]
- **Saltkraft:** Teoretisk potensial for saltkraft er på 250 TWh ved utnyttelse av konsentrasjonsforskjellen av salter mellom ferskvann og saltvann ved havutløp for alle elver i Norge. Legges de 22 største elvene til grunn anslås potensialet til ca 25 TWh pr år. Dette er foreløpig en umoden teknologi, og det må gjøres betydelige forskningsframskritt før det blir aktuelt med kommersiell utbygging. Et realistisk potensial innen år 2020 er estimert til ca 5 TWh, med forbehold om tilstrekkelig teknologisk framskritt. [10]

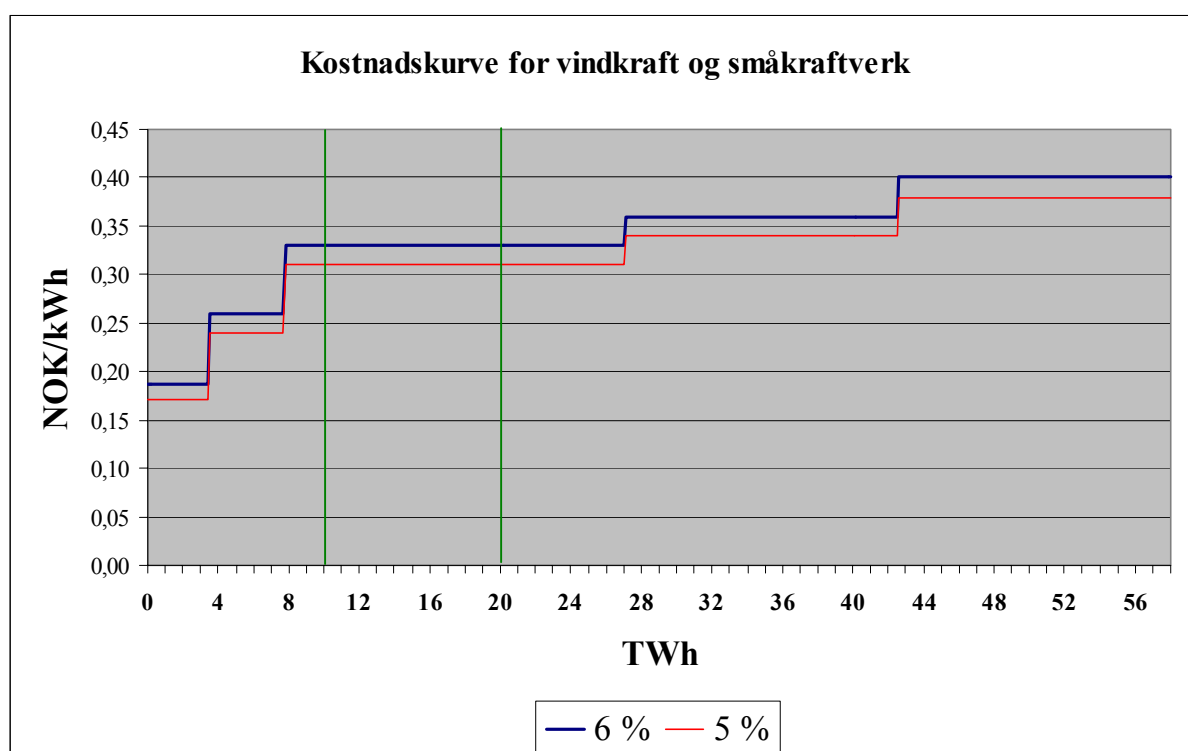
Anslagene som er beregnet ovenfor er gjort isolert for hver teknologi. I praksis vil bruksområdene for flere av teknologiene være overlappende slik at det totale potensialet av ny fornybar energi er lavere enn summen av potensialet fra hver teknologi. Mesteparten av potensialet som er estimert under dette kapitlet om annen fornybar energi kan stort sett bare tas ut til oppvarmingsformål. Dette varmepotensialet er sannsynligvis mye høyere enn etterspørselen på sikt, noe som begrunnes med ENØK-tiltak, varmere vintre og begrensinger i utbygging av vannbåren varme [10]. For å kunne utnytte det samlede potensialet konkluderes det dermed med at kun lavtemperatur energikilder benyttes til oppvarming, mens resterende varmepotensial benyttes til drivstoffproduksjon eller elektrisitetsproduksjon.

11 Diskusjon og resultater

Dette kapittelet vil summere opp resultatene fra de ulike analysene beskrevet tidligere i rapporten, slik at utbyggingstakt for både vindkraft og småkraftverk kan beregnes.

11.1 Kostnadskurve for vindkraft og småkraftverk

Ved å knytte resultatene fra beregning av teknisk/økonomisk potensial for vindkraft og småkraftverk i Norge opp mot de økonomiske betraktningene for elektrisitetskostnadene (COE), kan det utformes kostnadskurver, eller tilbudskurver, for disse to teknologiene. Figur 11.1 viser to kostnadskurver for et samlet potensial for vindkraft og småkraftverk, basert på definerte vindhastighets- og økonomiklasser, beregnet ut fra avkastningskrav på totalkapitalen etter skatt på 5 og 6 %. Opp til 12 TWh er det de tre økonomiklassene for småkraftverk som dominerer med elektrisitetskostnader i intervallet 17-31 øre/kWh, for et avkastningskrav på 5 %. Fra 12 TWh og opp til 58 TWh er det et betydelig vindkraftpotensial som kan bygges ut til en COE på mellom 31 og 38 øre/kWh ved det samme avkastningskravet. Økes derimot avkastningskravet til 6 % så fører det til et skift i kostnadskurven, slik at COE generelt øker med ca 2 øre/kWh.



Figur 11.1 Kostnadskurve for vindkraft og småkraftverk.

I kostnadskurvene i figur 11.1 er det ikke tatt hensyn til barrierer som konsesjon, finansiering, nettbegrensning, kapasitet på ingeniørtjenester, entreprenører osv, med unntak av at potensialet for vindkraft i Finmark er redusert til 0,8 TWh på grunn av nettbegrensninger. Det er derfor naturlig å anta at utbyggingstakten må skje gradvis for å kunne utnytte de betydelige ressursene som vindkraft og småkraftverk utgjør i Norge. Likevel er det grunn til å tro at Norge kan oppfylle et nasjonalt ambisjonsnivå for fornybar kraft til en elektrisitetskostnad under 33 øre/kWh uansett om ambisjonsnivået settes til 10 eller 20 TWh. Dette kan ses av

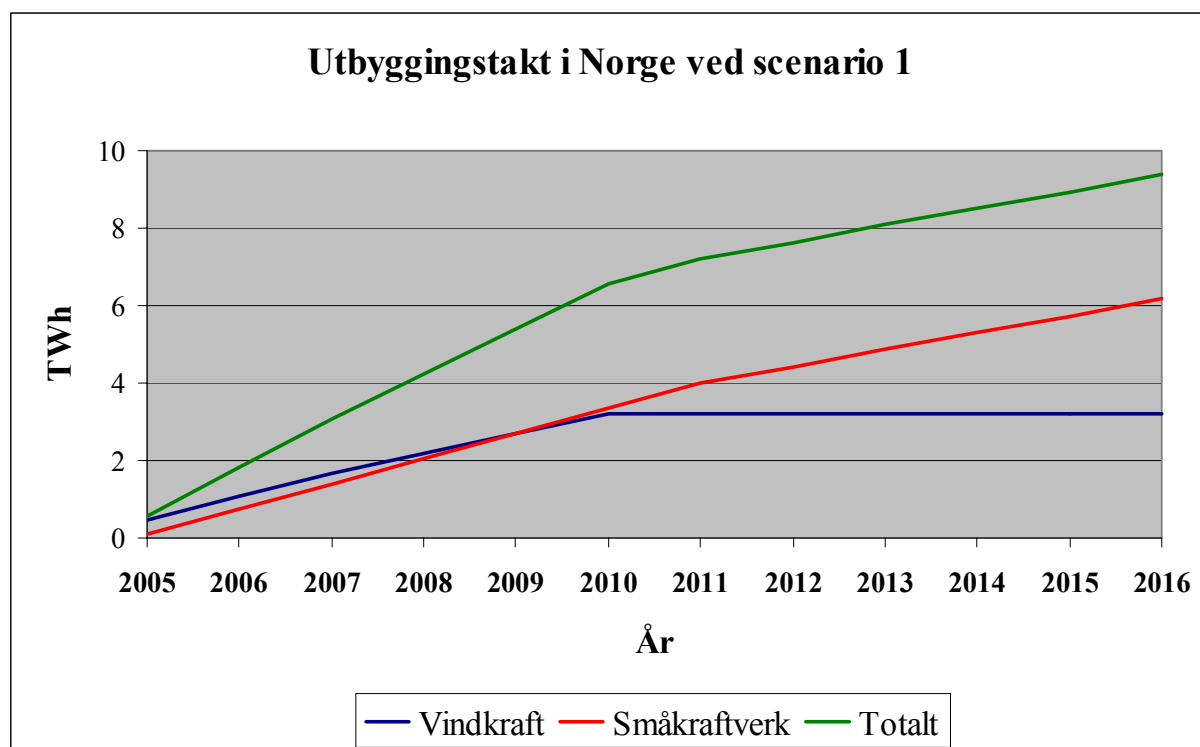
figuren over, der en COE til 33 øre/kWh gjelder opp til 27 TWh og dermed overgår de vertikale linjene som viser lavt og høyt ambisjonsnivå separat for Norge.

11.2 Utbyggingstakt

For å analysere utbyggingstakten for vindkraft og småkraftverk i Norge som følge av et felles elsertifikatmarked med Norge og Sverige, er det nødvendig å sammenfatte resultatene fra NNV analysen, realopsjonsanalysen og teknisk/økonomisk potensial. Disse resultatene er i tillegg knytte opp mot blant annet målsetningene til Enova samt prosjekter i databasen til NVE som er konsesjonsgitt, konsesjonssøkt og forhåndsmeldt. Dermed er det mulig å gi en kvalitativ diskusjon av utbyggingstakt, siden analyseresultatene ikke direkte angir en funksjon av TWh og tid. Utbyggingstakten omhandler tidsperioden fra år 2005 og fram til forventet opptrappingsperiode av elsertifikatordningen avsluttes i slutten av år 2016.

11.2.1 Scenario 1

Når det gjelder vindkraft ved scenario 1 er det tatt utgangspunkt i produksjonen pr i dag på 0,48 TWh, og at den kontraktsfestede produksjonen på 1,67 TWh i forhold til Enova vil være på plass i løpet av år 2007. Deretter antas det at konsesjonsgitte anlegg pr i dag blir bygd ut, slik at det i år 2010 vil være ca 3,2 TWh produksjon av vindkraft i Norge. Dette begrunnes for det første ut fra at Enova nå setter i gang en ny runde med investeringsstøtte til vindkraft for å nå målet om 3 TWh i løpet av år 2010. I tillegg viser realopsjonsanalysen, ved lav volatilitet, at det for scenario 1 ikke er sannsynlig at totalpris vil nå triggerpris, slik at vindkraftprosjekter med positiv NNV vil kunne bygges ut så snart som mulig. NNV for de beste prosjektene med hensyn til vindhastighet er positiv ved en internrente lavere enn 5,3 %. Dette er et fornuftig avkastningskrav og gjør det dermed sannsynlig at noe vindkraft utover kontraktsfestede 1,67 TWh kan bygges ut. Utbygging utover 3,2 TWh støttes verken av NNV analysen eller realopsjonsanalysen.



Figur 11.2 Utbyggingstakt i Norge ved scenario 1.

Situasjonen for småkraftverk ved scenario 1 tilsier en høy utbyggingstakt fra år 2005 og fram til år 2011. Overgangsfasen mellom år 2005 og 2007 inngår med en høy utbyggingstakt fordi det nå pågår utbygging av en rekke prosjekter (småkraftverk bygd etter år 2004 kan inngå i et elsertifikatmarked) [55]. Begrunnelsen for den høye utbyggingstakten er at realopsjonsanalysen viser at triggerprisen for investering pr i dag er lavere enn totalprisen i store deler av området for økonomiklasse en, og i deler av økonomiklasse to, som vist i tabell 9.2. Det betyr at selv om både prisusikkerheten og avkastningskravet er høyt så vil investor velge å gi opp opsjonen mot å investere i småkraftverk, vel å merke hvis NNV er positiv. NNV analysen viser at ØK 1 er veldig gunstig med en internrente på 11,2 % og at internrenten for økonomiklasse 2 er på 6,9 %. Dermed antas det at en utbygging på ca 4 TWh, noe som tilsvarer mesteparten av anleggene i databasen til NVE men noe mer enn potensialet for økonomiklasse 1, vil bli bygd ut innen år 2011. Byggefristen for et anlegg med konsesjon utløper etter fem år, og i tillegg tar byggeperioden normalt mer enn ett år, så derfor er år 2011 satt for å få med alle ”etternølerne”. Det er naturlig med en slik gradvis utbygging, selv om realopsjonsanalysen tilsier at tilnærmet alle småkraftverkene i ØK 1 og mange i ØK 2 burde bygges så tidlig som mulig, fordi det vil være begrensninger i forhold til entreprenører, ingeniørtjenester, nettutbygging, finansiering, konsesjonsbehandling osv. I løpet av år 2016 er det antatt at 80 % av det teknisk/økonomiske potensialet tilhørende ØK 1 og ØK 2 vil være utbygd. Resterende 20 % antas vil fordufte på grunn av at enkelte prosjekter ikke vil få konsesjon, finansiering eller nettilgang. Prosjekter i økonomiklasse 3 vil i svært liten grad kunne bli bygd ut med mindre vinterproduksjonen er betydelig i forhold til totalproduksjonen.

Figur 11.2 viser resultatene for utbyggingstakt ved scenario 1, der også summen av utbygging for vindkraft og småkraftverk er tatt med. Sistnevnte har en høyere utbyggingstakt fram til år 2010 enn derfra og fram til år 2016. Hovedgrunnen til et slik forløp kommer av at driften til totalprisen er svakt avtagende, slik at en investering, særlig i småkraftverk, bør foretas snarlig på grunn av at totalpris allerede er høyere enn triggerpris. Ut fra diskusjonen ovenfor er det dermed beregnet at en mest sannsynlig utbyggingstakt, ved et samlet ambisjonsnivå på 31 TWh for Norge og Sverige, vil føre til at Norge kan bidra med ca 9,4 TWh innen utgangen av år 2016 fra teknologiene vindkraft og småkraftverk. For å kunne bygge ut mer vindkraft enn ca 3 TWh, konkluderes det med at en elsertifikatorddning enten må ha en lengre tildelingsperiode av elsertifikater enn 10 år eller et høyere samlet ambisjonsnivå enn 31 TWh.

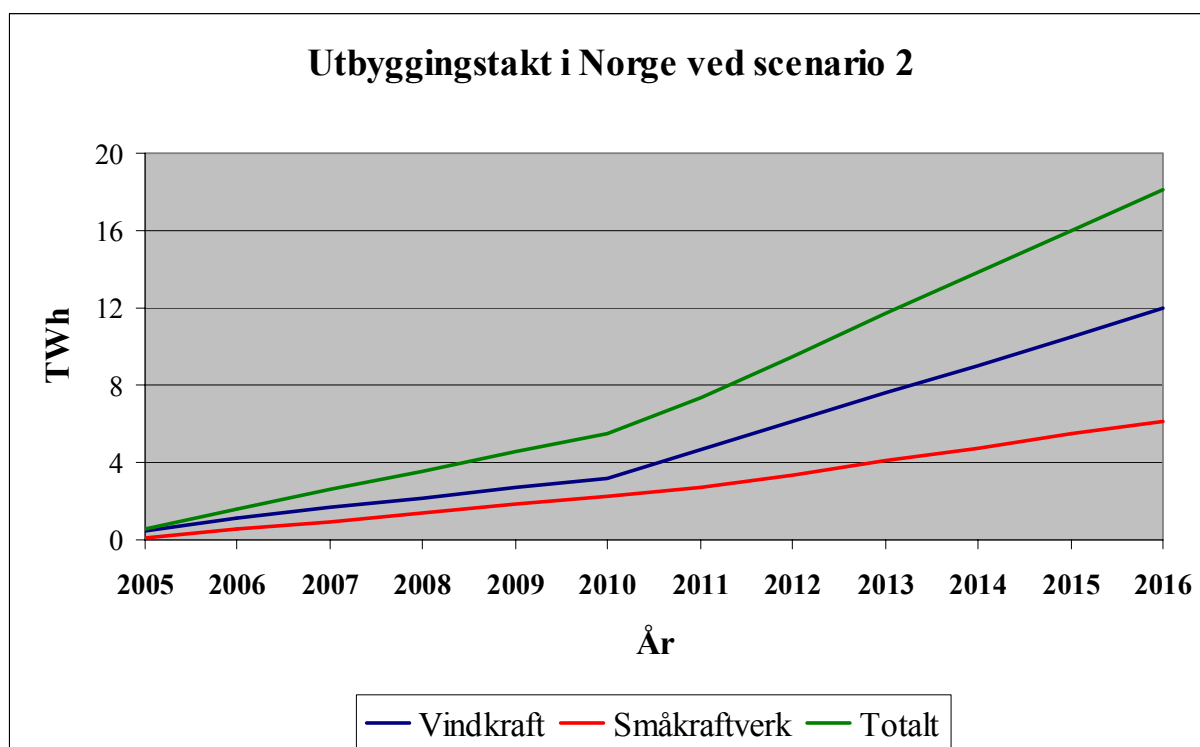
11.2.2 Scenario 2

Utbyggingstakten for vindkraft ved scenario 2 forventes å følge samme forløpet som ved scenario 1 fram til år 2010. Driften i totalprisen er derimot svakt positiv slik at opsjonsverdien for vindkraftprosjekter er betydelig. Ved en volatilitet på mindre enn 10 % vil totalpris nå triggerpris med en sannsynlighet på en i framtiden, og selv med høyere volatilitet vil det mest sannsynlig lønne seg å vente med å investere. Dermed antes det en betydelig vindkraftutbygging av vindhastighetsklasse 1 fram til år 2016 siden internrenten er på 6,2 %. Med en utnyttelse av det teknisk/økonomiske potensialet også her på 80 % vil det kunne bygges ut ca 12 TWh. Utbygging av vindhastighetsklasse 2 er mer usikker siden internrenten er vel lav i forhold til det som betraktes som fornuftig, slik at potensialet fra denne klassen antas å bestå i hvert fall fram til år 2016. Dermed er også vindhastighetsklasse 3 uaktuell for utbygging med mindre kostnadene til blant annet vindturbiner og nettilkobling er svært lave.

For utbygging av småkraftverk i økonomiklasse 1 ved scenario 2 ser en av tabell 9.2 at selv med en volatilitet for totalpris opp til 20 % vil de fleste prosjektene være lønnsomme å bygge

ut allerede nå. Dermed antas det at 80 % av det teknisk/økonomiske potensialet kan bygges ut innen år 2011, og denne tidshorisonten er begrunnet i delkapittel 11.2.1. Når det gjelder økonomiklasse 2 er bildet mer komplisert siden mange kategorier av investeringsstrategier inntreffer, men generelt antas det at investorene vil holde realopsjonen lengre før de investerer i småkraftverk på grunn av forventningen til en positiv totalprisutvikling. Utbyggingstakten vil da øke mer mellom årene 2011 og 2016 i forhold til perioden 2005-2011, men totalt sett vil ca 6,2 TWh fra de to beste økonomiklassene kunne bygges ut fram til år 2016. Dette er samme totalresultat som ved scenario 1, men med et noe annerledes forløp på grunn av realopsjonsverdien. Prosjekter tilhørende økonomiklasse 3 vil også her i liten grad bli bygd ut på grunn av at totalpris mest sannsynlig aldri vil nå triggerpris, og at internrenten dermed ikke vil øke til et akseptabelt nivå på over 5 %.

Figur 11.3 viser utbyggingstakt ved scenario 2 for både vindkraft og småkraftverk samt summen av de to. Det konstanteres at utbyggingstakten øker mest etter år 2010, i motsetning til ved scenario 1, noe som kommer av at særlig vindkraftprosjektene har en opsjonsverdi og at investorene dermed vil vente med å investere. Totalt sett vil det kunne bygges ut ca 18,2 TWh i Norge ved et samlet ambisjonsnivå på 41 TWh. Mye av potensialet for småkraftverk vil dermed bli bygd ut ved begge scenarioer, mens vindkraften kun slår inn med vindhastighetsklasse 1 ved scenario 2. For å utløse det enorme potensialet til vindkraft i vindhastighetsklassene 2 og 3, må teknologikostnadene fortsette å gå ned eller så må det til en støtteordning med et høyere ambisjonsnivå og/eller lengre tidshorisont.



Figur 11.3 Utbyggingstakt i Norge ved scenario 2.

12 Konklusjon

Hovedkonklusjonene ved et lavt ambisjonsnivå på 31 TWh er at utbyggingstakten, samlet for vindkraft og småkraftverk, vil være høyere fram til år 2010 enn derfra og til opptrappingsperioden av elsertifikatordningen antas over i slutten av år 2016. Hovedgrunnen til et slik forløp kommer av at driften til totalprisen er svakt avtagende, slik at en investering, særlig i småkraftverk, bør foretas snarlig på grunn av at totalpris allerede er høyere enn triggerpris. Det er beregnet at Norge kan bidra med ca 9,4 TWh innen utgangen av år 2016 fordelt på henholdsvis 3,2 TWh fra vindkraft og 6,2 TWh fra småkraftverk. For å kunne bygge ut mer vindkraft enn ca 3 TWh, konkluderes det med at en elsertifikatordning enten må ha en lengre tildelingsperiode av elsertifikater enn 10 år eller et høyere samlet ambisjonsnivå enn 31 TWh.

Derimot vil et høyt samlet ambisjonsnivå på 41 TWh føre til at Norge kan bygge ut ca 18,2 TWh fordelt på ca 12 TWh fra vindkraft og ca 6,2 TWh fra småkraftverk. I motsetning til ved et lavt ambisjonsnivå vil utbyggingstakten her være størst mot slutten av opptrappingsperioden til elsertifikatordningen. Det kommer av at særlig vindkraftprosjektene har en opsjonsverdi og at investorene dermed vil vente med å investere. Mye av potensialet for småkraftverk i de to beste økonomiklassene vil dermed bli bygd ut ved begge ambisjonsnivåer, mens vindkraft hovedsakelig slår inn med vindhastighetsklasse 1 ved et høyt samlet ambisjonsnivå for Norge og Sverige.

Beregninger i denne analysen viser også at verdien av elsertifikater, ved et høyt samlet ambisjonsnivå, kan sammenlignes med en investeringsstøtte på mellom 29 og 36 % av total investering ved en internrente i intervallet 5-6 %. Dette er en noe høyere andel enn investeringsstøtten på opp til 25 % fra Enova, slik at det er grunn til å tro at noen utbyggere som har mottatt støtte velger å betale den tilbake for å delta i elsertifikatmarkedet. Det er også verdt å merke seg at ingen vindkraftprosjekter i denne analysen ville vært lønnsomme uten noen form for økonomisk støtte.

Når det gjelder andre fornybare energikilder antas det at innenfor en tidshorisont på 10-15 år ikke vil bli produsert elektrisitet av betydning. Potensialet for kraftproduksjon fra både bølge- og saltenergi er stort i Norge, men teknologiene er fortsatt umodne. Energi fra biomasse og avfall er også betydelig, men kostnadsbildet pr i dag tilsier at disse teknologiene egner seg best til varmeproduksjon. Det som kan gi et bidrag til kraftproduksjon fra fornybare kilder, utover teknologiene vindkraft og småkraftverk, er opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraftanlegg.

For videre analyser kunne det vært interessant å inkludere en modell for kostnadsutviklingen innen vindkraft. All litteratur tilsier at kostnadene vil fortsette å gå ned, men Norge har et barskt kystklima som kanskje påvirker det tekniske utstyret mer enn antatt. Parameterestimeringen av prismodellen for elsertifikater er også et element som kan ses nærmere på, for å dermed gjøre denne modellen mer selvstendig.

13 Referanseliste

Bøker og artikler:

- [1] Aune, F. R., Bye, T. & Hansen, P. V. (2005), Et felles norsk-svensk elsertifikatmarked, Sertifikater-OED-12 mai.
- [2] Botterud, A. (2003), Long-term Planning in Restructured Power Systems, Dynamic Modelling of Investments in New Power Generation under Uncertainty, Doctoral project at Department of Electrical Power Engineering, NTNU.
- [3] Boyle, G. (2004), Renewable Energy, Power for a sustainable future, second edition, Oxford University Press.
- [4] Brealey, A. R. & Myers, S. C. (2003), Principles of corporate finance, 7. edition, McGraw-Hill.
- [5] Bøhren, Ø. Og Gjørum, P. I. (2000), Prosjektanalyse, Skarvet forlag.
- [6] Bøhren, Ø. og Michalsen, D. (2002), Finansiell Økonomi, Teori og Praksis, 2. utgave, Skarvet forlag.
- [7] Cortazar, G. & Schwartz, E. S. (2003), Implementing a stochastic model for oil futures prices, *Energy Economics* 25, 215-238.
- [8] Dixit, A. K. & Pindyck, R. S. (1994), Investment under Uncertainty, Princeton University Press, New Jersey.
- [9] Fleten, S-E. & Lemming, J. (2001), Constructing Forward Price Curves in Electricity Markets, Working paper, Risø National Laboratory, Denmark.
- [10] Gjerset, M. (2004), Hvordan redusere Norges CO₂-utslipp til et økologisk forsvarlig nivå?, Arbeidsnotat, ZERO.
- [11] Hohle, E. E. (2001), Bioenergi, Miljø, teknikk og marked, PDC Tangen AS.
- [12] Jansen, S. L. & Østby, C. (2002), Integrert risikostyring for en vannkraftprodusent, Hovedoppgave ved Institutt for Industriell Økonomi og Teknologiledelse, NTNU.
- [13] Krossøy, K. og Lysaker Torgersrud, P-C. (2004), Analyse av vindkraftutbygging, Hovedoppgave ved Institutt for Industriell Økonomi og Teknologiledelse, NTNU.
- [14] Lucia, J. J. & Schwartz, E. S. (2002), Electricity Prices and Power Derivatives, Evidence from the Nordic Power Exchange, *Review of Derivatives Research* 5 (1), p. 5-115.
- [15] Lund, A. og Rolfsnes, N. A. (2001), Termodynamikk for maskinfag, Fagbokforlaget.
- [16] McDonald, R. L. (2003), Derivatives Markets, International edition, Addison Wesley.
- [17] Mo, B., Wolfgang, O., Gjelsvik, A. & Bjørke, S. (2005), Simulation and Optimization of Markets for Electricity and El-certificates, SINTEF, Trondheim.
- [18] Pilipovic, D. (1998), Energy risk: Valuing and managing energy derivatives, McGraw-Hill.
- [19] Redlinger, R. Y., Andersen, P. D. & Morthorst, P. E. (2002), Wind Energy in the 21st Century, Economics, Policy, Technology and the Changing Electricity Industry, Antony Rowe Ltd.
- [20] Rhys, H., Song, J. & Jindrichovska, I. (2002), The Timing of Real Options Exercise: Some Recent Developments, *The Engineering Economist*, volume 47, number 4, pg.436.
- [21] Seppi, D. J. Risk-Neutral Stochastic Processes for Commodity Derivative Pricing: An Introduction and Survey, Carnegie Mellon University.
- [22] Taylor III, B. W. (2004), Introduction to Management Science, eight edition, Pearson Prentice Hall, New Jersey.
- [23] Trigeorgis, L. (2002), Real Options, Managerial flexibility and strategy in resource allocations, sixth printing, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts.

- [24] Vogstad, K-O., Slungård Kristiansen, I. & Wolfgang, O. (2003), Tradable green certificates: The dynamics of coupled electricity markets, NTNU.
- [25] Vogstad, K-O. (2004), Eksperimentelløkonomisk studie av et grønt sertifikatmarked, Institutt for Energi- og prosesseteknikk, NTNU.
- [26] Welch, G. & Bishop, G. (2004), An Introduction to the Kalman Filter, TR 95-041, Department of Computer Science, University of North Carolina.

Nettsider:

- [27] Advokatfirmaet Haavind Vislie AS (01.06.2005), <http://www.haavind.no/nytt/12394.html>.
- [28] ECON (15.04.2005), [http://www.econ.no/oslo/econreports.nsf/Attachments/2D26755F1E8723C941256C0F00342DDA/\\$FILE/Sammendrag+R20-02.pdf](http://www.econ.no/oslo/econreports.nsf/Attachments/2D26755F1E8723C941256C0F00342DDA/$FILE/Sammendrag+R20-02.pdf).
- [29] Energifakta (15.04.2005), <http://www.energifakta.no/>.
- [30] Enova (30.05.2005), <http://www.nve.no/admin/FileArchive/289/Lindesnes%2004%20nr%2006.pdf>.
- [31] Enova (30.05.2005), <http://www.enova.no/?itemid=2963>.
- [32] Foreninga for norske småkraftverk BA (20.04.2005), <http://www.kraftverk.net/>.
- [33] Innovasjon Norge (01.06.2005), http://www.innovasjonnorge.no/templates/Page_Meta_54797.aspx#2.
- [34] Kjeller Vindteknikk AS (10.03.2005), <http://www.vindteknikk.no/>.
- [35] Nord-Pool (29.02.2005), <http://www.nordpool.no/>.
- [36] Norges Bank (04.03.2005), http://www.norges-bank.no/stat/valutakurser/kurs_dn1.html.
- [37] Norges Bank (22.04.2005), <http://www.norges-bank.no>.
- [38] NTNU (23.03.2005), <http://www.elkraft.ntnu.no>.
- [39] NVE (02.03.2005), <http://www.nve.no>.
- [40] ODIN (10.03.2005), <http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/regubl/stmeld/026001/-040010/hov005-bn.html>.
- [41] ODIN (25.02.2005), http://www.odin.dep.no/filarkiv/228366/Lovutkast_ompliktige_Elsertifikater1.pdf.
- [42] ODIN (30.05.2005), http://odin.dep.no/filarkiv/218020/Utrekning_av_overgang_aug_04.pdf.
- [43] Real options in petroleum (20.02.2005), <http://sphere.rdc.puc-rio.br/marco.ind/main.html>.
- [44] Skatteetaten (16.04.2005), <http://www.skatteetaten.no/>.
- [45] SSB (02.06.2005), <http://www.ssb.no/elektrisitetaar/>.
- [46] SSB (14.04.2005), <http://www.ssb.no/emner/08/02/30/>.
- [47] SSB (27.02.2005), <http://www.ssb.no/aarbok/tab/t-0102-022.html>.
- [48] Universitetet i Oslo (14.03.2005), http://www.fys.uio.no/studier/kurs/fys240/index_x.html.
- [49] Vindmølleindustrien (08.03.2005), <http://www.windpower.org/composite-84.htm>.
- [50] Wind Energy (11.03.2005), http://www.ewea.org/documents/Facts_table%20of%20contents.pdf.

Data og opplysninger:

- [51] DnB NOR, Analyse, Trondheim.
- [52] Enova, Strategi og Analyse, Trondheim.
- [53] Fleten Stein-Erik, NTNU.

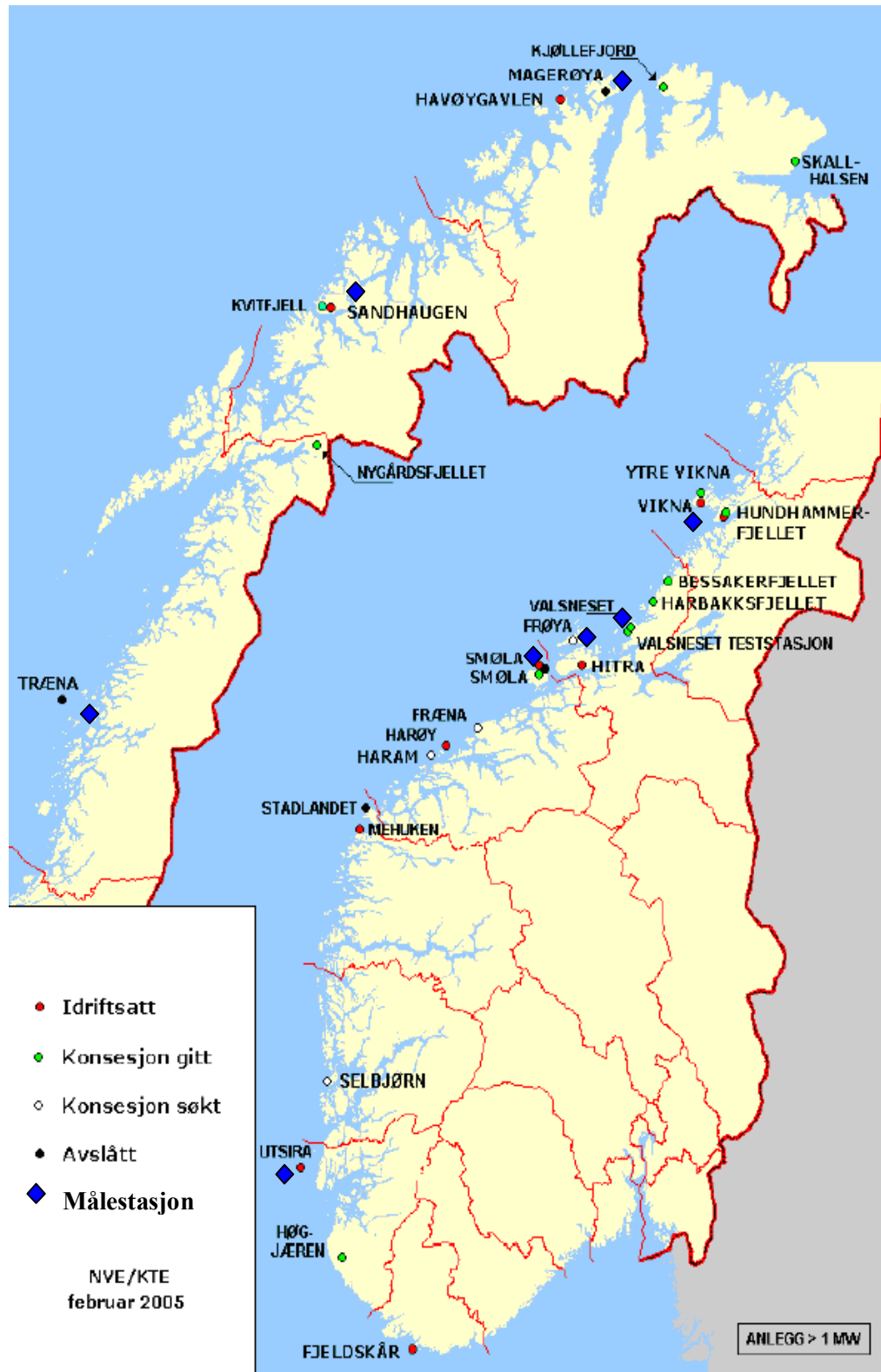
- [54] Killingtveit Ånund, NTNU.
- [55] Lia Leif, SWECO Grøner AS.
- [56] Nord Pool, FTP-server.
- [57] Skau Seming, Ressursseksjonen, Energi- og markedsavdelingen, NVE.
- [58] Skogh May, Klimaavdelingen, Meteorologisk institutt.

Artikler, tidsskrifter og publikasjoner fra diverse kilder:

- [59] Dagens Næringsliv, 14. April 2005.
- [60] ECON Analyse (Rapport 2004-108), Konsekvenser av sertifikatmarked i Norge, utarbeidet for Olje- og energidepartementet.
- [61] Energicenter Danmark (2002), Fakta om Bølgeenergi: En bog om udnyttelse af bølgekraft.
- [62] Enova (2003), Varmestudien 2003, Grunnlag for utbygging og bruk av varmeenergi i det norske energisystemet.
- [63] Enova (2004), Resultatrapport.
- [64] Enova (2005), Høring: Lovutkast om pliktige elsertifikater, Arkivkode: N1-AN, N2-AAOEDR, N3-UTRD3.
- [65] International Energy Agency Bioenergy Agreement (2002), Task 32: Biomass Combustion and Co-Firing, Handbook of biomass combustion and co-firing, Twente U. Press.
- [66] KanEnergi (2001), Nye fornybare energikilder, revidert utgave.
- [67] LibriArte (1996), Hele Norges leksikon, Hjemmets Bokforlag.
- [68] NoBio, Biomasse – en energikilde, Faktaark 2, 2001.
- [69] Nord Pool (2004), Årsrapport.
- [70] Nord Pool (2004), The Nordic Power Market, Electricity Power Exchange across National Borders.
- [71] Nordleden (2003), Sluttrapport for etapp 2, Rondo Grafisk kommunikasjon AB, Mölndal.
- [72] Norsk Bioenergi Nettverk, BioNett 1998-2000, Sluttrapport.
- [73] Norsk solenergiforening (1999), Strategi for å fremme solvarme i Norge, forprosjekt.
- [74] NVE (2004), Utredning av referanserente (inkludert risikopremie) til bruk ved fastsettelse av årlige inntektsrammer for perioden 2007-2011.
- [75] NVE (Håndbok 2/2002), Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 2003.
- [76] NVE (Rapport 11/2004), Grønne sertifikater: Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder, revidert utgave, NVEs hustrykkeri.
- [77] NVE (Rapport 19/1998), Vindkraft - en generell innføring, tredje opplag.
- [78] NVE (Rapport 19/2004), Beregning av potensial for små kraftverk i Norge, Forutsetninger, metodebeskrivelse og resultater, NVEs hustrykkeri.
- [79] NVE (Rapport 2/2003), Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk, NVEs hustrykkeri.
- [80] NVE (Rapport 4/2002), Kraftbalansen i Norge mot 2015, NVEs hustrykkeri.
- [81] Statens energimyndighet (ER 2005:07), Konsekvenserna av en utvidgad elsertifikatmarknad, Energimyndighetens förlag.
- [82] Statnett (2004), Kraftsystemutredning for Sentralnettet 2004-2020.
- [83] Teknisk Ukeblad (10/2005).
- [84] Statnett (2004), Kortversjon av Vindkraftrapport, Nettkonsekvenser av ny vindkraft i Nord- og Midt-Norge.

Vedlegg

Vedlegg 1: NVE-kart over vindkraftprosjekter i Norge, oppdatert februar 2005, i tillegg til geografisk plassering av målestasjonene til MI som det er benyttet vinddata fra i denne hovedoppgaven.



Vedlegg 2: Effektkalkulator for beregning av midlere vindhastighet i navhøyde, forventet produksjon, virkningsgrad etc for en rekke vindturbiner. Den er å finne på hjemmesiden til vindmølleindustrien i Danmark:
<http://www.windpower.org/composite-84.htm>.

CALCULATOR

Placeringsdata ▼

Luftens massefylde
 °C temp ved m høyde (= kPa tryk) kg/m³
massefylde

Vindfordelingsdata for plasseringen
 Weibull formfaktor
 m/s middelvind = Weibull skalaparameter
 m høyde, Ruhedslængde m = ruhedsklasse ▼

Vindmølledata ▼ kW
 m/s starthastighed, m/s stophastighed
 m rotordiameter, m navhøjde ▼
Note: Navhøjde er forskellig fra målehøjde

Effektinput for plasseringen	Vindmøllens effektoutput
Effektinput* <input type="text" value="951"/> W/m ² rotorareal	Effektoutput* <input type="text" value="222"/> W/m ² rotorareal
Max. effektinput ved* <input type="text" value="14.9"/> m/s	Energioutput* <input type="text" value="1946"/> kWh/m ² /år
Middelvindhastighed i navhøjde* <input type="text" value="9.1"/> m/s	Energioutput* <input type="text" value="6657822"/> kWh/år
	Kapacitetsfaktor* <input type="text" value="43"/> prosent

Utbyggingstakt for fornybar energi

Vedlegg 3: VBA-kode benyttet til parameterestimering av tofaktormodell.

Sub parameterestimering()

Dim opt, tilstX, tilstE As String

Dim i As Integer

Dim j As Integer

For j = 1 To 45

For i = 6 To 474

opt = "CI" & i

tilstX = "CG" & i

tilstE = "CH" & i

SolverReset

SolverOptions MaxTime:=2000, Iterations:=300, Convergence:=0.1

SolverOk SetCell:=opt, MaxMinVal:=2, ValueOf:="0",

ByChange:=tilstX & ":" & tilstE

SolverSolve UserFinish:=True

Next i

SolverReset

SolverOptions MaxTime:=2000, Iterations:=300, Convergence:=0.1

SolverAdd CellRef:="\$CL\$12", Relation:=3, FormulaText:="0"

SolverOk SetCell:="\$CI\$2", MaxMinVal:=2, ValueOf:="0",

ByChange:="\$CL\$8,\$CL\$10,\$CL\$11,\$CL\$12,\$CL\$13,\$CL\$14"

SolverSolve UserFinish:=True

Next j

End Sub

Utbyggingstakt for fornybar energi

Vedlegg 4: VBA-kode benyttet til å fordele kontraktsprisen generert av tofaktormodellen gjennomsnittlig over ukene med levering av elektrisitet.

Public Function Ksnitt(alfa As Double, beta As Double, gamma As Double, tau As Double, tid As Double, X As Double, E As Double, kappa As Double, my As Double, alfastjerne As Double, fra As Double, til As Double)

```
Dim T As Integer
Dim Summen As Double
Dim Sum As Double
Sum = 0
```

For T = fra To til

```
Summen = alfa + ((gamma * Exp(beta * T)) * Cos((T + tid + tau) * (2 *
Application.WorksheetFunction.Pi() / 52)))) + X * Exp(-kappa * T) + alfastjerne * (1 -
Exp(-kappa * T)) + E + (my * T)
```

```
Sum = Sum + Summen
```

Next T

```
Ksnitt = Sum / (til - fra + 1)
```

End Function

Utbyggingstakt for fornybar energi

Vedlegg 5: VBA-kode for simulering av ulike prosesser for kraftpris og elsertifikatpris, pluss kraftpris og totalpris separat.

Sub SimTotalpris()

Dim j As Integer, i As Integer, k As Integer, l As Integer

Dim NSim As Double, NStep As Double, dt As Double, T As Double, ElStart As Double, ElSlutt As Double

Dim Alfa As Double, Gamma As Double, Tau As Double
Dim My As Double, VolE As Double
Dim Kappa As Double, Alfastjerne As Double, VolX As Double
Dim Phi As Double, M As Double, VolDG As Double
Dim Drift As Double, VolGBM As Double

Dim PI As Double, B As Double, C As Double

Dim St As Double, Et As Double, Es As Double, Xt As Double, Xs As Double
Dim ElsMR As Double, G1s As Double, ElsGBM As Double, G2s As Double
Dim Total As Double, Pt As Double, Sum As Double

NSim = Worksheets("Sim").Range("B29"): NStep = Worksheets("Sim").Range("B33"): dt =
Worksheets("Sim").Range("B34")
T = Worksheets("Sim").Range("B36"): ElSlutt = Worksheets("Sim").Range("B43"): ElStart =
Worksheets("Sim").Range("B42")

Alfa = Worksheets("Sim").Range("B5"): Gamma = Worksheets("Sim").Range("B7"): Tau =
Worksheets("Sim").Range("B8")
My = Worksheets("Sim").Range("B10"): VolE = Worksheets("Sim").Range("B11")
Kappa = Worksheets("Sim").Range("B14"): Alfastjerne = Worksheets("Sim").Range("B15"):
VolX = Worksheets("Sim").Range("B16")
Phi = Worksheets("Sim").Range("B19"): M = Worksheets("Sim").Range("B20"): VolDG =
Worksheets("Sim").Range("B21")
Drift = Worksheets("Sim").Range("B24"): VolGB = Worksheets("Sim").Range("B25")

Es = Worksheets("Sim").Range("B12"): Xs = Worksheets("Sim").Range("B17"): G1s =
Worksheets("Sim").Range("B22")
G2s = Worksheets("Sim").Range("B26")

PI = 3.141592654

B = VolX * (Sqr((1 - Exp(-2 * Kappa * dt)) / (2 * Kappa)))

C = VolDG * (Sqr((1 - Exp(-2 * Phi * dt)) / (2 * Phi)))

For j = 1 To NSim

Et = Es + (My * dt) + (VolE * Sqr(dt) * Application.NormInv(Rnd(), 0, 1))

Xt = Xs * Exp(-Kappa * dt) + (Alfastjerne * (1 - Exp(-Kappa * dt))) + B *
Application.NormInv(Rnd(), 0, 1)

Utbyggingstakt for fornybar energi

```
ElsMR = G1s * Exp(-Phi * dt) + (M * (1 - Exp(-Phi * dt))) + C *  
Application.NormInv(Rnd(), 0, 1)
```

```
ElsGBM = G2s * Exp(((Drift - (0.5 * VolGB ^ 2)) * dt) + (VolGB * Sqr(dt) *  
Application.NormInv(Rnd(), 0, 1)))
```

```
For i = 1 To T
```

```
Et = Et + (My * dt) + (VolE * Sqr(dt) * Application.NormInv(Rnd(), 0, 1))
```

```
Xt = Xt * Exp(-Kappa * dt) + (Alfastjerne * (1 - Exp(-Kappa * dt))) + B *  
Application.NormInv(Rnd(), 0, 1)
```

```
St = Alfa + (Gamma * Cos((i + 1 + Tau) * (PI / 26)))
```

```
ElsMR = ElsMR * Exp(-Phi * dt) + (M * (1 - Exp(-Phi * dt))) + C *  
Application.NormInv(Rnd(), 0, 1)
```

```
ElsGBM = ElsGBM * Exp(((Drift - (0.5 * VolGB ^ 2)) * dt) + (VolGB *  
Sqr(dt) * Application.NormInv(Rnd(), 0, 1)))
```

```
    If Worksheets("Sim").Cells(30, 2) = "MR" Then  
        Total = St + Et + Xt + ElsMR  
    ElseIf Worksheets("Sim").Cells(30, 2) = "GBM" Then  
        Total = St + Et + Xt + ElsGBM  
    End If
```

```
Worksheets("Sim").Range("G5:IV1200").Cells(i, j).Formula = Total  
Worksheets("Korr").Range("G5:IV1200").Cells(i, j).Formula = ElsGBM
```

```
Next i
```

```
Next j
```

```
For k = ElStart To ElSlutt
```

```
    Worksheets("Korr").Range("B5:IV1200").Cells(k, 1) =  
    Worksheets("Sim").Range("F5:IV1200").Cells(k, 1)
```

```
Next k
```

```
For l = ElSlutt + 1 To T
```

```
Sum = Worksheets("Sim").Range("F5:F1200").Cells(l, 1) -  
Worksheets("Korr").Range("F5:F1200").Cells(l, 1)  
Worksheets("Korr").Range("B5:IV1200").Cells(l, 1).Formula = Sum
```

```
Next l
```