

Forord

Denne rapporten regnes som hovedoppgaven avlagt ved Faggruppe for investering, finans og økonomistyring (IFØ) ved Institutt for industriell økonomi og teknologiledelse (IØT) ved Fakultet for samfunnsvitenskap og teknologiledelse (SVT) ved Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet (NTNU) våren 2002. Jeg vil gjerne med dette få rette en særlig takk til akademisk veileder Stein-Erik Fleten for mange tips og kjappe tilbakemeldinger, Jan Fredrik Nicolaisen og Petter Hersleth i Statkraft for verdifulle innspill underveis, Svein Henriksen i Hydra Tidal Energy Technology (HTET) for god gründerråd og tema, Birgit Kjøss Lynge ved Statens Kartverk i Stavanger for tidevannsdata, Fred Espen Benth ved UiO og Thomas Theting ved NTNU for assistanse med partielle differensialligninger, Erik Tjøtta ved Statkraft for gode diskusjoner rundt stokastiske modeller, Nils Dårflot ved Statkraft for informasjon om vindkraft og Gunnar Aronsen som sparringspartner i ymse spørsmål. Jeg vil også rette en takk til alle andre som ikke er nevnt og som har bidratt i de månedene arbeidet har pågått.

Tema tidevannsenergi er meget spennende og fremtidsrettet. Verdens energiforbruk er i stor grad basert på fossile energikilder. Ulempen er at disse kildene en gang tar slutt og dessuten frigir forurensende gasser til atmosfæren ved forbrenning. For å dekke den økende etterspørselen etter energi, må man ta i bruk nye kilder. Kjernekraft var et halvhjertet forsøk på praktisk talt forurensningsfri energi, men har betydelig avfallsproblematikk og stor risiko. Fornybare energikilder er meget hensiktsmessig å utnytte. I Norge har vi lange tradisjoner med vannkraft, men av politiske årsaker vil man i liten grad oppleve noen ekspansjon i årene som kommer. Vindkraft er trukket frem som interessant, men slike anlegg blir svært synlige og arealkrevende. En annen teknologi som er helt i startgropen og som forskes på med EU-midler, er saltkraft. I denne rapporten behandles tidevannskraft, mer spesifikt turbiner som plasseres i vannstrømmer generert av tidevannets bevegelser. Mye tyder på at vi kommer å se tidevannsanlegg forskjellige steder langs kysten.

I løpet av de 20 ukene jeg har arbeidet med hovedoppgaven, har jeg lært mye. Jeg har fått kunnskap om tidevannet og dets bevegelser, hydrodynamikk og alle tekniske forhold rundt prosjektet. Jeg har utvidet horisonten i forbindelse med stokastiske modeller og realopsjonsbetraktninger. De innledende sonderingene i prosjektoppgaven høsten 2001 har vært nyttig, spesielt rundt markeds- og modellforståelse. Jeg håper rapporten kan brukes som et verdifullt innspill i den videre utviklingen av teknologien.

S. e. & o.

Trondheim, 11. juni 2002

Dag M. Dybdahl
stud.tech.
dag@oslo.online.no

Sammendrag

Denne rapporten vurderer lønnsomheten i et FoU-prosjekt for Hydra Tidal Energy Technology (HTEET). Tema har vært et tidevannskraftverk. Relevante tekniske forhold beskrives, diskuteres og forklares. På bakgrunn av dette har det vært mulig å kunne gi estimater på investerings-, drift- og vedlikeholdskostnader. En en-faktor spotprismodell med middel-retur-egenskapen og sesongvariasjoner, tuftet på Lucia og Schwartz (2000), sammen med inngående produksjonsberegninger har modellert inntektssiden. Nåverdien av kraftverket er 7,4 millioner kr, investering 13 millioner kr og drift- og vedlikehold 2,9 millioner kr. Dette brukes for å estimere verdien av en konsesjon for det omtalte kraftverket. Denne opsjonen har med dagens rammevilkår ingen verdi. Innføres derimot et miljøsertifikat med en verdi 78 kr/MWh, blir opsjonsverdien 577 700 kr, og prosjektet har positiv nåverdi.

FORORD	A
SAMMENDRAG	B
FIGURLISTE	F
1. INNLEDNING	1
2. INNLEDENDE TEORETISK BAKGRUNN	2
2.1. SPESIELLE KJENNETEGN VED ELMARKEDET	3
2.1.1. Middel-retur	3
2.1.2. Sykliske variasjoner	3
2.1.3. Høy og til dels varierende volatilitet.....	3
2.1.4. Likviditet og informasjonsasymmetri.....	4
2.1.5. Mangelen på muligheter for å lagre	4
2.2. HVORDAN BEHANDLES RISIKO?.....	5
2.3. LANGE PRISBANER OG FORWARDPRISEN.....	5
2.4. STOKASTISKE MODELLER	5
2.4.1. Spotprismodeller	5
2.4.2. En- og flerfaktormodeller.....	6
2.5. ”GRØNN KRAFT”	6
2.5.1. EU	6
2.5.2. Grønne sertifikater.....	6
3. KONSEPTUTVIKLING	7
3.1. IDE	8
3.2. FØRSTE FORBEDRETE KONSEPT	9
3.3. FRA TRIANGEL- TIL SOLOLØSNING.....	9
4. TEKNISKE FORUTSETNINGER	11
4.1. GRUNNTANKE	12
4.2. TEKNISK RISIKO OG DESIGNRISIKO	12
4.3. UTSEENDE.....	12
4.4. UTNYTTELSE AV ENERGIEN	13
4.4.1. Tidevannets oppførsel	13
4.4.2. Produksjonsusikkerhet	14
4.4.3. Virkningsgrad	15
4.4.4. Hvorfor akkurat 1,5 MW?	15
4.4.5. Produksjonsprofil.....	15
4.5. HVOR KAN KRAFTVERKET STÅ?.....	16
4.6. STÅLKONSTRUKSJONEN	16
4.6.1. Søylen.....	16
4.6.2. Styrke/krefter.....	17
4.6.3. Overflatebehandling/rustbeskyttelse	17
4.7. TURBIN	17

4.7.1.	<i>Turbinbladet</i>	17
4.7.2.	<i>Regulering</i>	17
4.7.3.	<i>Kontrarotasjon og omdreiningshastighet</i>	18
4.7.4.	<i>Interaksjon mellom turbinene</i>	18
4.7.5.	<i>Statiske krefter</i>	19
4.7.6.	<i>Dynamiske krefter</i>	19
4.7.7.	<i>Overflatebehandling</i>	19
4.8.	GENERATOREN.....	19
4.8.1.	<i>Kontrarotasjon – roterende stator og rotor</i>	19
4.8.2.	<i>Permanentmagneter og direktedrift</i>	20
4.8.3.	<i>Styresystem</i>	20
4.8.4.	<i>Virkningsgrad</i>	21
4.9.	LEVETID	21
4.9.1.	<i>Økonomisk vs teknisk levetid</i>	21
4.9.2.	<i>Kraftverkets levetid</i>	21
4.10.	DRIFT OG VEDLIKEHOLD.....	21
4.11.	INSTALLASJON.....	22
4.11.1.	<i>Slep og nedsetting</i>	22
4.11.2.	<i>Tidsaspekter</i>	22
4.12.	FUNDAMENTERING.....	22
4.13.	FREMTIDSBETRAKTNINGER	23
4.13.1.	<i>Hydrogen</i>	23
4.13.2.	<i>Utvidelse installert effekt</i>	23
4.13.3.	<i>Lengre søyler /flere hydraturbiner</i>	23
4.13.4.	<i>Andre medier</i>	23
4.14.	FORDELER MED DETTE KONSEPTET VS ANDRE NYE FORNYBARE	24
4.14.1.	<i>Forutsigbarhet</i>	24
4.14.2.	<i>Høy virkningsgrad</i>	24
4.14.3.	<i>Liten inngripen i naturen</i>	24
5.	PRISMODELLEN	25
5.1.	BOTTOM-UP ELLER TOP-DOWN TILNÆRMINGSVIS	26
5.2.	BETRAKTNINGER RUNDT VALG AV MODELLER	26
5.3.	FORUTSETNINGER	27
5.3.1.	<i>Hvorfor en enfaktormodell?</i>	27
5.3.2.	<i>Ulemper</i>	27
5.4.	MODELLEN.....	28
5.4.1.	<i>Utledning</i>	28
5.4.2.	<i>Sesongleddet $f(t)$</i>	31
5.5.	TILPASNING.....	31
5.5.1.	<i>Parameterestimasjon</i>	31
5.5.2.	<i>Parametrene</i>	32
5.5.3.	<i>Risikopremien λ</i>	33
5.6.	VISUALISERING AV MODELLEN.....	33
5.7.	DISKUSJON.....	34

6.	FRA TIDEVANN TIL ELPRODUKSJON	35
6.1.	FRA FLO OG FJÆRE TIL STRØMNINGSFASTIGHET	36
6.2.	VARIASJON OVER EN SYKLUS (6,21 TIMER)	36
6.3.	EFFEKTIVITET	37
6.4.	BEGRENSNINGER VED UTTAK AV ENERGI	38
6.4.1.	<i>Fysiske begrensninger</i>	38
6.4.2.	<i>Kutt ved høye og lave hastigheter</i>	38
6.5.	TOTALPRODUKSJON	39
7.	VERDIEN AV ET TIDEVANNSKRAFTVERK I DRIFT	40
7.1.	OM BETRAKTNINGSMETODEN.....	41
7.2.	BEREGNINGER	42
7.2.1.	<i>Parametre fra modellen</i>	42
7.2.2.	<i>Andre parametre som velges</i>	42
7.3.	RESULTATER	42
7.3.1.	<i>Tallenes tale</i>	42
7.3.2.	<i>Justering av parametrene</i>	43
7.4.	DISKUSJON.....	43
7.4.1.	<i>Er denne verdien realistisk?</i>	43
7.4.2.	<i>Andre indirekte verdibidrag</i>	44
7.4.3.	<i>Påvirkning fra miljøprising</i>	44
7.5.	KONKLUSJON	45
8.	OPPSJONSVERDIEN AV EN KONSESJON PÅ Å BYGGE ET TIDEVANNSKRAFTVERK.....	46
8.1.	BAKGRUNN	47
8.2.	HVA KAN DENNE VERDIEN BRUKES TIL?	47
8.2.1.	<i>Hvor finner vi denne størrelsen igjen i markedet</i>	47
8.3.	BETRAKTNINGSMÅTE	48
8.4.	TRINOMISKE TRÆR	48
8.5.	FREMANGSMÅTE.....	48
8.6.	BEREGNINGER	49
8.6.1.	<i>Med opprinnelige parametre</i>	49
8.6.2.	<i>Miljøtillegg/sertifikater</i>	49
8.6.3.	<i>Tradisjonell vs moderne nåverdi</i>	51
8.7.	KONKLUSJON	51
8.7.1.	<i>Foreløpig oppsummering</i>	51
8.7.2.	<i>Aspekter som er med på å gjøre prosjektet lønnsomt</i>	51
8.7.3.	<i>Sesongvariasjonens påvirkning</i>	52
9.	OPPSUMMERING/KONKLUSJON.....	53
10.	LITTERATUR- OG REFERANSELISTE.....	I

Figurliste

FIGUR 3-1 FØRSTE UTKAST.....	8
FIGUR 3-2 TURBINVINGE	8
FIGUR 3-3 FØRSTE FORBEDRETE TRIANGELLØSNING.....	9
FIGUR 4-1 UNDERVANNSBILDE.....	13
FIGUR 4-2 TIDEVANNSFORSKJELL (DØGNVERDIER)	14
FIGUR 4-3 HØY- OG LAVVANN (DØGNVERDIER)	14
FIGUR 4-4 GENERATOR-TURBINARRANGEMENT	20
FIGUR 5-1 VOLATILITET.....	28
FIGUR 5-2 FORVENTNINGSVERDI.....	29
FIGUR 5-3 PLOTT AV INNGANGSDATA.....	31
FIGUR 5-4 RISIKOPREMIEN λ	33
FIGUR 5-5 VISUALISERING AV PRISMODELLEN OVER 5 ÅR	34
FIGUR 6-1 SAMMENHENG HASTIGHET OG TIDEVANNSFORSKJELL.....	36
FIGUR 6-2 VARIASJON OVER EN SYKLUS.....	37
FIGUR 6-3 VARIGHETSKURVE OVER ETT ÅR.....	38
FIGUR 6-4 SYKLUSPRODUKSJON OG MIDDELVERDI.....	39
FIGUR 7-1 INNTEKTER SOM FUNKSJON AV PNULL.....	43
FIGUR 7-2 VERDI AV INNTEKT VS P^*	43
FIGUR 8-1 SAMMENHENG SERTIFIKATPRIS OG P^*	50
FIGUR 8-2 OPSJONSPRIS SOM FUNKSJON AV SERTIFIKATPRIS	50

Alle vedlegg i elektronisk form på vedlagte CD

- Vedlegg 1 Stort regneark kostnadsanalyse
- Vedlegg 2 Tidevannsdata Statens Kartverk og døgnverdier
- Vedlegg 3 Simulering prismodell
- Vedlegg 4 Prisdata Nordpool
- Vedlegg 5 Matlabskript trinomisk_tre2
- Vedlegg 6 Matlabskript venteopsjon_integral
- Vedlegg 7 Matlabskript venteopsjon
- Vedlegg 8 Matlabskript venteopsjon_flat
- Vedlegg 9 Matlabskript innløsning
- Vedlegg 10 Matlabskript miljøtillegg
- Vedlegg 11 Matlabskript integralA_pnull
- Vedlegg 12 Matlabskript am_opsjon20
- Vedlegg 13 Matlabskript am_opsjon5
- Vedlegg 14 Matlabskript integralA
- Vedlegg 15 Matlabskript midtnode_trinomisk_tre

1. Innledning

I denne oppgaven skal et tidevannskraftverk analyseres, nærmere bestemt Hydra Tidal Energy Technologys tidevannskraftverk. Lønnsomheten skal vurderes for å kunne danne et beslutningsgrunnlag for videre arbeid med prosjektet. Siden prosjektet befinner seg i en tidlig fase, er mange forhold ennå uavklart og forbundet med usikkerhet og risiko. I løpet av perioden fra januar 2002 til juni 2002 har mange aspekter blitt modifisert, omarbeidet og forkastet, samtidig som nye løsninger er blitt presentert. Prototyp er ennå ikke utviklet, og derfor er heller ikke konseptet fysisk testet. Mange tall i denne oppgaven er dermed teoretiske.

Tidevannskraftverkets dimensjoner og tekniske parametre beskrives, og oppgaven prøver å gjøre rede for hvilke valg som er tatt og hvorfor. Man forsøker å finne pålitelige verdier for drift- og vedlikehold- og investeringskostnader. Produksjonen er estimert ut fra tidevannsdata og beregnede strømningshastigheter. Nøyaktigheten lider litt under at prosjektet ennå er i en tidlig FoU-fase. Mange valg er tatt på bakgrunn av erfaring, det være seg egen eller eksperters.

Man forsøker å belyse økonomiske aspekter ved å utvikle en matematisk modell for kraftprisene. Modellen tuftes på Lucia og Schwartz' en-faktor-modell (2000), og klarer å fange opp blant annet elkraftprisens sesongvariasjon og viktigste egenskaper på lang sikt. Med enkle statistiske tester, blant annet R^2 , avgjøres hvor virkelighetsnær modellen er.

Med bakgrunn i moderne investeringsteori er verdien av et kraftverk som satt i drift, beregnet. Man ønsker også å finne verdien av en konsesjon for å bygge et tidevannskraftverk av denne typen. Det kan brukes til å finne en nedre grense for observert kraftpris der det vil lønne seg å bygge et kraftverk.

2. Innledende teoretisk bakgrunn

2.1. Spesielle kjennetegn ved elmarkedet

2.1.1. *Middel-retur*

Pilipovic (1998) argumenterer for at middel-retur-egenskapen (mean reversion) er et viktig kjennetegn ved elkraftmarkedet. Lucia og Schwartz (2000) understreker det samme med sin bruk av middel-retur i modellene i forbindelse med det nordiske markedet. Egenskapen går i hovedtrekk ut på at verdien av den variable trekkes i retning av en langsiktig likevektsverdi. Matematisk kan dette illustreres

$$dx = \omega(x_m - x)dt$$

der x er den variable, x_m den langsiktige likevektsverdien og ω middel-retur-raten. Jo lenger unna øyeblikksverdien er likevektsverdien, jo sterkere blir den dratt mot likevektsverdien. En høyere ω fører også til at den variable trekkes kraftigere mot likevektsverdien. Enkelte teoretikere opererer med en halveringstid forbundet med ω -verdien. Jo høyere ω , jo lavere halveringstid.

2.1.2. *Sykliske variasjoner*

Observasjoner fra Nordpool viser at et mønster kan observeres hvert året. Dette betegnes vanligvis som sesongvariasjoner. Om vinteren brukes mer strøm, og prisene er høye. Om sommeren er det omvendt. Som en kuriositet kan nevnes at for det amerikanske markedet derimot, er det mulig å observere at prisene er høyest om sommeren på grunn av utstrakt bruk av klimaanlegg. I denne oppgaven brukes data fra Nordpool. Det finnes også andre sykliske variasjoner som blant annet ukesvariasjoner og dagsvariasjoner, men disse er ikke relevante i denne oppgaven da oppløsningen på inndata er på ukesbasis.

2.1.3. *Høy og til dels varierende volatilitet*

Sollibakke (2001) gjør funn som peker på at elmarkedet fremviser en varierende volatilitet (heteroskedastisitet). Vanligvis er den synkende med restløptid. Lucia og Schwartz' (2000) empiriske undersøkelser av det nordiske markedet peker i samme

retning. Dessuten er volatiliteten svært høy, faktisk hele 189% på årsbasis (Lucia & Schwartz 2000). Mange andre markeder fremviser langt lavere volatilitet, til sammenligning i størrelsesorden 20%. Særlig i forbindelse med korte horisonter er det hensiktsmessig å ta hensyn til dette fenomenet. For lange tidshorisonter kan man imidlertid observere at volatiliteten blir mer stabil og går mot en verdi. Schwartz (1998) bruker denne observasjonen i en-faktorapproksimasjonen sin. Dermed benyttes dette også i resten av oppgaven.

2.1.4. Likviditet og informasjonsasymmetri

Selv om Nordpool og de andre strømbørsene har en sterk, tosifret økning i omsetningen, er det ennå langt igjen til finansmarkedene. For år 2000 hadde Oslo Børs en omsetning på 609,1 mrd. NOK, København Børs 836 mrd, DKK Stockholmsbørsen 4455,9 mrd. SEK, mens Nordpool omsatte elkraft for 11,1 mrd. NOK og 43,3 mrd. NOK finansielle produkter (Tall fra børsenes hjemmesider). Vi ser at omsetningsvolumet for Nordpool er betydelig lavere enn de rene finansielle markedene. Når likviditeten ikke er god nok, får enkeltkontrakter uforholdsmessig stor betydning, og vi kan ikke bruke alle de samme forutsetningene om markedet som for høyst likvide markeder. Dessuten kan dette føre til at informasjonsasymmetri i enda større grad gir arbitrasjemuligheter. Dermed er det spesielt viktig å ha et kritisk øye til data. En del vanlige antakelser om markedet, perfekt marked, ingen arbitrasje og lignende må muligens tas med forbehold.

2.1.5. Mangelen på muligheter for å lagre

Elektrisitet kan effektivt kun lagres indirekte av produsenten som brensel eller vann i et magasin. For en forbruker lar det seg ikke gjøre i det hele tatt. Dermed kan man ikke kjøpe mer elkraft enn man trenger når prisene er lave og la være når prisene er høye. Forbrukerne dermed kan ikke spekulere. Dermed blir ikke svingningene i markedet utjevnet. Et vannkraftdominert marked har i tillegg det tidsmessige misforholdet mellom tilsig og etterspørsel. For mange andre varer er lagringsmuligheten en utjevneende faktor, og man snakker om en lagringsfordel (convenience yield).

2.2. Hvordan behandles risiko?

Et kjennetegn ved moderne finansteori er hvordan risikoen behandles. I mer tradisjonell tilnærming foregår risikojusteringen med et påslag, en risikopremie, i kalkulasjonsrenten. Ulempen er at man her trenger kunnskaper om hver investors risikovilje og prosjektrisiko. En alternativ tilnæringsmåte er å risikojustere de enkelte kontantstrømmene for så å kunne bruke risikoløs rente som kalkulasjonsrente. Som regel er det lettere å finne risikopåslaget enn de risikoløse kontantstrømmene. Men for mange råvarer, deriblant elkraft, kan disse risikoløse kontantstrømmene avledes fra forwardprisene. Til dette brukes at forwardprisen er den risikonøytrale forventningsverdien av spot. I dette tilfellet blir denne tilnærmingen lettest. Ytterligere fordelaktig er det at vi kan gjøre beregninger i en risikoløs verden, som også er forutsetningen for mange metoder for derivatprising. Dette kan vi bruke i enkelte deler av denne oppgaven (Jmf Schwartz 97). Den risikoløse kontinuerlige årlige renten settes her til 6%.

2.3. Lange prisbaner og forwardprisen

Mange markedsdeltakere blander sammen forwardprisen og lange prisbaner. Prisbanene er prediksjoner for den fremtidige spotprisen og kan variere mellom de forskjellige markedsdeltakerne. Forwardprisen derimot binder prisen for fremtidige transaksjoner, og fanger dermed opp markedets forventning og risiko (Clewlow & Strickland 1998). Dermed kan vi avlede risikoløse kontantstrømmer fra forwardprisen og bruke det i beregningene.

2.4. Stokastiske modeller

Stokastiske modeller er matematiske modeller der en eller flere variable er tilfeldige. Ved hjelp av blant annet forskjellige sorter brownske bevegelser forsøker man å beskrive variabelutviklingen over tid.

2.4.1. Spotprismodeller

I denne oppgaven utvikles en risikonøytral spotprismodell. Den kan vi bruke til å beregne risikonøytrale kontantstrømmer. De kan vi bruke til å finne verdien av kraftverket og konsesjonen.

2.4.2. En- og flerfaktormodeller

Det er hevet over en hver tvil at jo flere faktorer og variable modellen består av, desto bedre og mer virkelighetstro blir den. Problemet er at modellen blir altfor kompleks, lite regnevennlig og lite praktisk anvendbar. Noe av tankegodset fra Schwartz (1998) med forenkling av to-faktor til en-faktor når analysehorisonten er lang, brukes for å velge en modell i kapittel 5.

2.5. "Grønn kraft"

2.5.1. EU

EUs direktiv for fornybar energi er meget ambisiøst. Målet er å fordoble andelen fornybar energi til 22,3 % av forbruket innen 2010, hvilket innebærer en fornybar produksjon i størrelsesorden 600 TWh. Hvert land er gitt mandat til å treffe innenriks beslutninger for å nå målet. I løpet av 2003 skal opplegget evalueres og muligens pålegges felleseuropeiske tiltak dersom progresjonen ikke er tilstrekkelig. Nederland har nådd langt i denne sammenheng med en skattefordel på 60 €/MWh for "grønn kraft" solgt til husholdninger (Hoffart 2002). Sverige er i ferd med å innføre en ordning med "grønne sertifikater". I Norge er ikke denne prosessen kommet særlig langt.

2.5.2. Grønne sertifikater

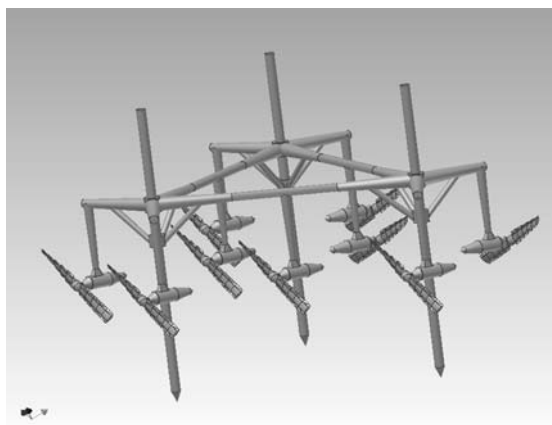
Direkte økonomiske virkemidler er muligens ikke tiltrekkelig for å oppnå EUs mål for fornybar energi. En løsning er å innføre grønne sertifikater, samt krav om at alle energiselskaper må inneha et minsteantall av dem. Videre må et parallelt marked innføres. Energiselskapene kan dermed enten investere og selv, produsere fornybar kraft eller kjøpe disse sertifikatene av andre. I Europa i dag finnes en frivillig bransjesammenslutning, kalt RECS (Renewable Energy Certificate System), der man er blitt enige om felles retningslinjer. Det utstedes sertifikater og finnes forslag om en sertifikathandel. Imidlertid er ikke dette regjerende standard.

3. Konseptutvikling

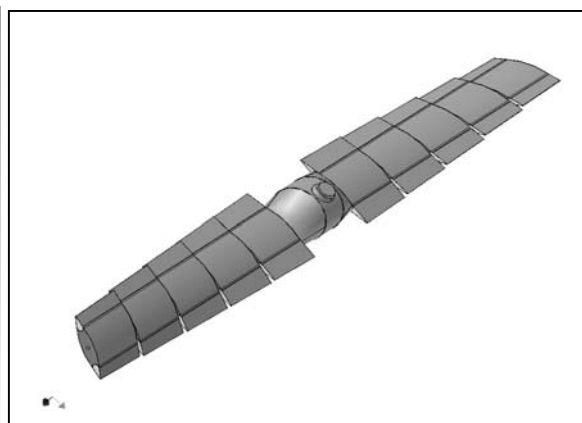
Arbeidet med denne oppgaven har foregått parallelt med deler av konseptutviklingen. Mange forhold man har trodd var ubetydelige, har hatt avgjørende betydning. Samtidig har man tillagt andre forhold stor vekt, som har vist seg å ha små forbedringsegenskaper. Mye av stoffet i forbindelse med konseptbeskrivelsen er hentet fra Henriksen (2001a, b, c, 2002a, b, c).

3.1. Ide

I starten var konseptet en rigg med tre bein på havbunnen. Disse var festet til hverandre i toppen av en trekantstruktur. Rundt hvert bein var tre turbiner og generatorer anbrakt med adkomst fra overflaten. Turbinene ble utstyrt med et klaffesystem for å kunne forandre rotasjonsretningen og reguleres ved høye og lave strømningshastigheter. Generatorne var av tradisjonell type med til sammen $9 * 390$ kW, til sammen ca 3,5 MW, og turbinbevegelsen måtte overføres gjennom et 1:100-gir.



Figur 3-1 Første utkast



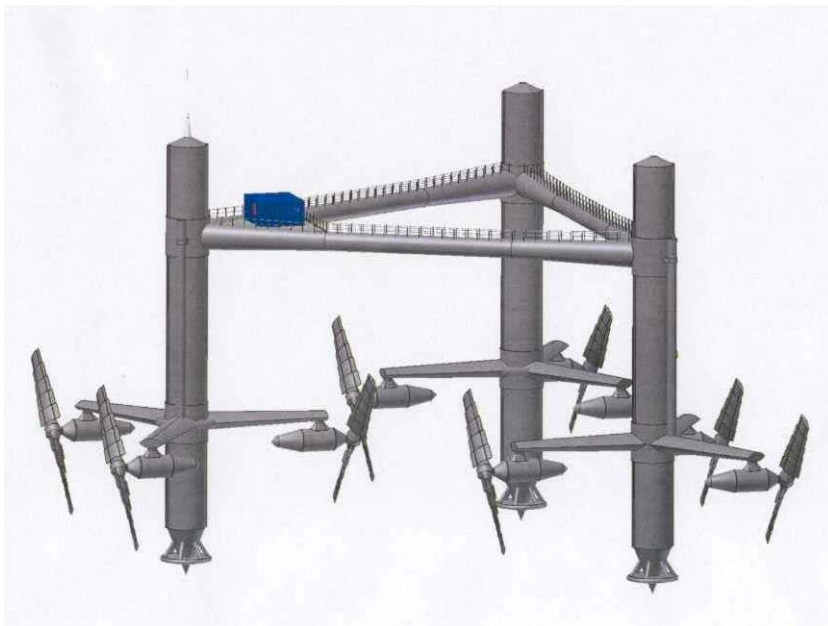
Figur 3-2 Turbinvinge

På grunn av sin hule stålstruktur skulle hele kraftverket kunne bygges på land, slepes til egnet installasjonssted og der ballasteres. Dermed skulle kraftverket bli så tungt at friksjonen og innsynking i havbunnen skulle holde det på plass. Man så for seg at triangelstrukturen skulle kunne oppta kreftene fra turbinene på en gunstig måte.

Imidlertid viste det seg, på bakgrunn av beregninger (Polarkonsult 2001), at enkelte modifikasjoner måtte gjennomføres.

3.2. Første forbedrede konsept

I første revisjon beholdt man triangelstrukturen, da man antok at dette utgjorde en fordel med hensyn til fordeling av krefter og antallet turbiner. Turbin- og generatorfestet ble modifisert slik at det kunne heises opp til en vedlikeholdsposisjon i stedet for direkte adkomst. Imidlertid viste det seg at kreftene på stålstrukturen og fundamenteringen var større enn antatt i første utkast. Dette resulterte i kraftigere stålstruktur samt fundamentering med en ca 60 m² stor såle under hvert bein og ballastering med betong i den nederste delen. Man gikk ut fra at turbinene ville bli lite påvirket av hverandre siden de sto såpass langt fra hverandre. Selve turbinbladet gjennomgikk en rekke modifikasjoner, deriblant at turbintuppen ble dreibar for å forbedre regulerbarheten og virkningsgraden, spesielt ved lave strømningshastigheter.



Figur 3-3 Første forbedrede triangeløsning

3.3. Fra triangel- til soløsning

I andre revisjon (og foreløpig siste pr mai 2002) går man bort fra triangelstrukturen og konsentrerer seg om enkelt søyler, altså "monopile" eller soløsning. Etter en del beregninger viser det seg nemlig at triangeløsningens fordeler, gunstig fordeling av

kreftene, ikke holder stikk, samt at skyggeeffekten mellom turbinene er betydelige. Mer hensiktsmessig er det altså å konsentrere seg om enkeltsøyler, og heller kjede dem sammen for å oppnå storskalafordeler med felles ilandførings- og kontrollenheter. I tillegg er antallet turbiner rundt hver søyle økt fra tre til fire, der to og to er plassert rett bak hverandre med en felles generator à 750 kW imellom. De to turbinene dreier i hver sin retning, slik at generatoren får et høyere relativt omdreiningstall. Dermed kan generatoren drives uten bruk av gir og overføringstapet og havaririsikoen minker, samt at kostnadsfordeler oppstår. Selve generatoren er permanent magnetisert, noe som gir fordeler ved så lave omdreiningshastigheter og fører til mer en kompakt byggemåte. Som ny fundamenteringsløsning har man funnet sugeankeret. Det er kjent fra store off-shore-installasjoner og har sine fordeler i løsmasser som sand, leire og morene. Alle disse aspektene blir grundigere behandlet i kapittel 4.

4. Tekniske forutsetninger

Mange av opplysninger er hentet hovedsakelig fra Henriksen (2001a, b, c og 2002a, b, c), Berg (2001), Olsen (2002a, b, c) og Øye (2002).

4.1. Grunntanke

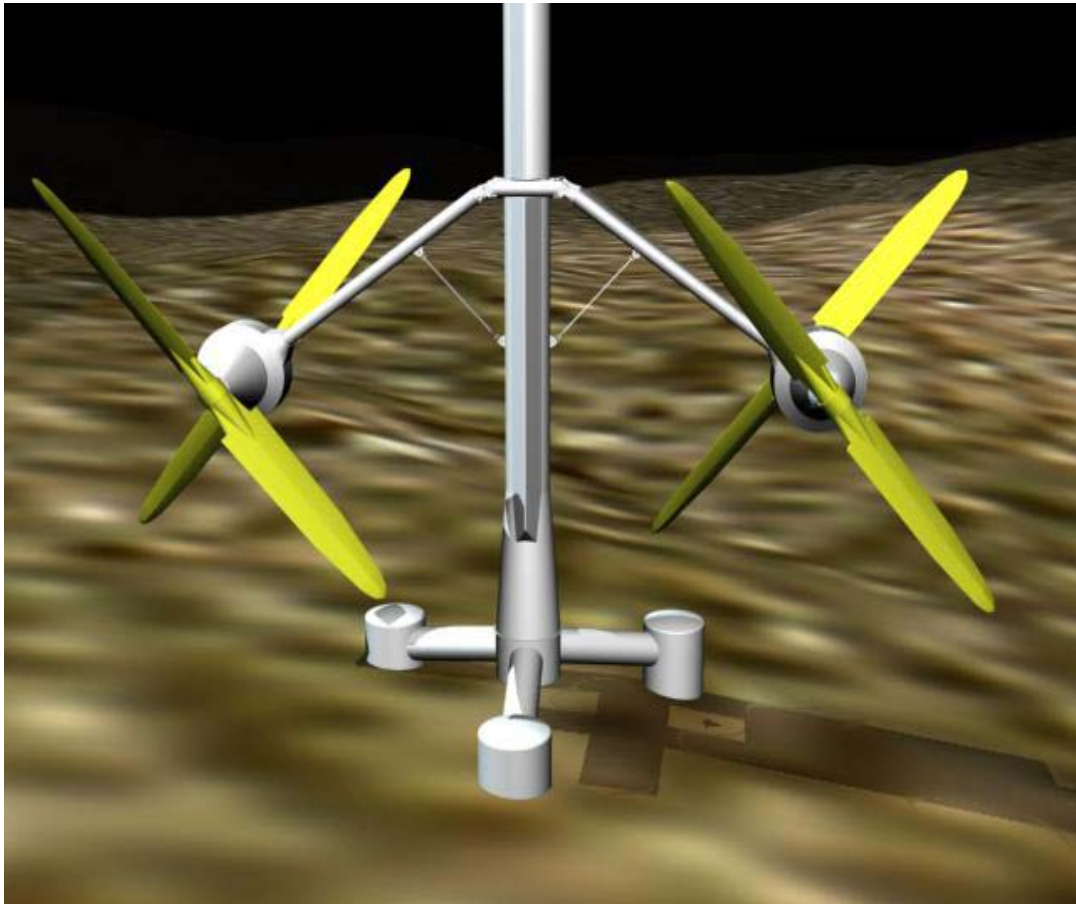
Hensikten med teknologien er å utnytte energien i lavhastighets vannstrømmer som er forårsaket av tidevannet. Med lave hastigheter menes her inntil 3 m/s. Strømningsenergien tas ut ved hjelp av tobladete turbiner der aksene står parallelt med strømningsretningen, det fungerer omtrent som en vannmølle. Kraftverket kan stå enkeltvis eller settes sammen til kraftverksparker.

4.2. Teknisk risiko og designrisiko

Et prosjekt der man utvikler en helt ny gjenstand, eller setter sammen eksisterende teknologi på en ny måte, vil alltid være forbundet med stor risiko og usikkerhet. Utgangspunkt er beregninger og simuleringer, og det finnes få eller ingen empiriske undersøkelser. Derfor må noen komponenter spesialutvikles. Dette medfører at man kjenner lite til samspillet mellom de enkelte komponentene. Ved å bygge et pilotanlegg, enten i småskala eller fullskala, vil man kunne teste egenskapene og eventuelt modifisere for å perfektionere samspillet. Fra bilbransjen kjenner vi årelangt utviklingsarbeid og testing.

4.3. Utseende

Hovedenheten i kraftverket er en ca 40 meter høy stålsøyle med diameter ca 3 meter. Omtrent på midten finnes to "hydraturbiner" (selve produksjonsenheten), en på hver side. Hver av disse består av et maskinhus med generator og styringselektronikk, samt to turbiner med diameter 18-24 meter, en bak og en foran maskinhuset i lengderetningen. Disse roterer hver sin vei. Installert effekt for hver søyle vil være ca 1,5 MW. På den delen av søylen som stikker over vannet, vil det være montert likeretter og aktiv omformer sammen med kommunikasjonselektronikk. I tillegg blir søylen utstyrt med lys og reflektorer for radarer og annet peileutstyr.



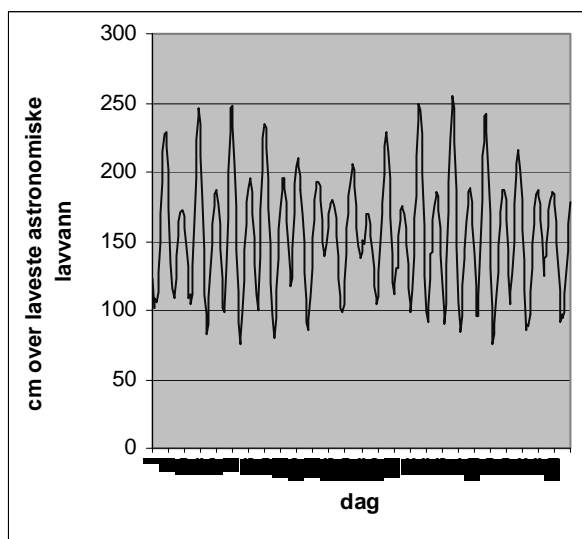
Figur 4-1 Undervannsbilde

4.4. Utnyttelse av energien

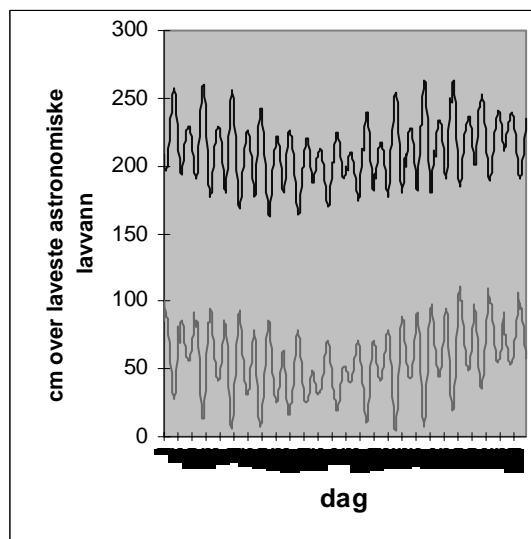
4.4.1. Tidevannets oppførsel

Tidevannet er en syklisk prosess med to høyvann og to lavvann i løpet av ca 25 timer. Høy- og lavvann følger blant annet månefasene, og er uavhengig av dag og natt. Man kan altså ikke være sikker på at kraftverket produserer når man har mest behov for det. Fordelen er derimot at man temmelig nøyaktig kan beregne tidevannets bevegelser. Ellers blir strømmen tidevannet forårsaker stort sett å finne i to retninger, nemlig frem og tilbake. Forskjellen mellom høy- og lavvann bestemmer hvor mye vann som strømmer forbi i løpet en ca 6 timer og dermed hastigheten på strømmen. Stor forskjell (ved spring) gir mye vann og strømning, og høyere hastigheter enn liten forskjell (ved nipp) som gir liten strømning. Denne variasjonen følger en 14-dagers syklus.

Strømningshastigheten inngår i energiformelen i tredje potens, og får dermed stor betydning for energiinnholdet som i sin tur er helt avgjørende for lønnsbheten. (Mer om fysikken i strømmer finnes blant annet på www.windpower.dk.)



Figur 4-2 Tidevannsforskjell (døgnverdier)



Figur 4-3 Høy- og lavvann (døgnverdier)

Figur 4-3 viser beregnet høyeste høyvann og laveste lavvann hver døgn i Harstad for 2001. Det er ikke gjort korreksjoner for bølger og vind, da dette fører til at både høy- og lavvann det aktuelle døgnet forskyves omtrent like mye. Dette får lite innvirkning på strømningshastigheten siden den er avhengig av forskjellen mellom høy- og lavvann, ikke deres absolutte verdier. Figur 4-2 viser forskjellen mellom høy- og lavvann.

4.4.2. Produksjonsusikkerhet

Tidevannskraftverket eksponeres i liten grad av produksjonsusikkerhet siden tidevannet er meget stabilt. Variasjonene lar seg forutsi i meget stor grad. Dermed forsvinner den vanlige usikkerheten forbundet med magasintilsig i vannkraftverk, brenselpris i varmekraftverk og vind-usikkerhet i vindkraftverk. Usikkerheten ligger

hovedsakelig i maskinhavari, force majeure og at kraftverket kan bli påkjørt av et skip. Kun det siste er spesielt for tidevannskraftverk.

4.4.3. Virkningsgrad

Den totale virkningsgraden for et tidevannskraftverk settes sammen av blant annet turbinvirkningsgrad, generatorvirkningsgrad og mekanisk overføringsgrad. Her er virkningsgraden beregnet til over 56 %, som fordeler seg ca 40% foran og 16% bak (Henriksen 2002c). Se også vedlegg 1. Utgangspunktet er energiinnholdet i strømningsenergien i det bestrøkte areal i forhold til optimal produksjon. Det står selvfølgelig igjen å se om dette stemmer i forhold til observasjoner av en prototyp. I forhold til andre kraftverkstyper for fornybar energi er denne verdien ganske høy. Vindkraft har ca 45% og solceller 25%. I mange vindkraftmiljøer er det ikke vanlig å snakke om virkningsgrad, størrelsen blir for teoretisk. Snarere konsentrerer man seg om å finne produksjonsprofilen som stemmer overens med vindprofilen det aktuelle stedet (Dårflot 2002).

4.4.4. Hvorfor akkurat 1,5 MW?

Tatt i betraktning omtrent hvor mye energi som flyter gjennom turbinarealet, multiplisert med antall turbiner, kommer vi ca på 1,5 MW. Det blir $0,5 \cdot \text{tetthet} \cdot \text{areal} \cdot \text{hastighet}^3 \cdot \text{virkningsgrad} \cdot 4$, altså $0,5 \cdot 1025 \cdot 11^2 \cdot \pi \cdot 1,5^3 \cdot 0,56 \cdot 4 = 1\,472\,800$ W. Denne installerte effekten tilsvarer omtrent en stor vindmølle.

4.4.5. Produksjonsprofil

Det som til syvende og sist avgjør forholdet mellom kostnader og inntekter, er hvor godt den installerte effekten kan utnyttes. Hastigheten på tidevannsstrømmen er nærmest kontinuerlig varierer mellom 0 og 3 m/s, og bare for kort tid er strømningshastigheten maksimal. Konstruerer man optimal utnyttelse av anlegget for maksimal strømningshastighet, utnytter man kapasitet kun øyeblikksvis. Dimensjoneres derimot anlegget for en noe lavere strømningshastighet, kan kapasiteten utnyttes effektivt og det produserer maksimalt i store tidsrom. Går anlegget i full produksjon ved for lave hastigheter, utnyttes svært lite av energien som flyter forbi. Utfordringen

ligger i å finne en optimal grense der marginalkostnaden for en ekstra kW er like stor som marginalinntekten denne ekstra kW klarer å generere. I vårt tilfelle ligger dette rundt to tredjedeler av tilgjengelig maksimalenergi (Henriksen 2002c). En kybernetisk og styrkemessig utfordring blir å la så mye strømningsenergi flyte forbi uten å skade kraftverket.

4.5. Hvor kan kraftverket stå?

Tidevannskraftverket er tiltenkt strømmer med hastigheter opp til 3 m/s, med dimensjonerende optimal utnyttelse rundt to tredjedeler. Undersøkelser viser at dette valget åpner muligheten for at kraftverket vil kunne sette opp mange steder i Nord-Norge, men også i resten av verden. Bare i Nord-Norge er det årlige potensialet beregnet til ca 2 TWh (Henriksen 2001a). I noen områder, spesielt i Storbritannia, finnes hastigheter opp til 6 m/s (Paish 1995). I en slik strøm ville man plassere kraftverket litt i utkanten, der strømmen ville holde seg innen 3 m/s.

Turbindiameteren krever at vanddybden helst må være mellom 20 og 30 meter, samt at bredden må være minst 50 meter på tvers av strømretningen. Det kan også være aktuelt å sette opp mange slike kraftverk ved siden av eller bak hverandre. Imidlertid er det viktig at både skipstrafikk og naturen blir påvirket så lite som mulig, samt at kraftverkene plasseres slik at de ikke skaper skyggeeffekter i forhold til hverandre.

4.6. Stålkonstruksjonen

4.6.1. Søylene

Søylene vil være hul og ca 40 meter høy, med diameter ca 3 meter. Materialet vil være 12-15 millimeter tykt stål, tykkest nærmest bunnen. Innvendig vil stålwire til heve/senke-mekanismen være strukket, samt kabler og luftkanaler til generatoren. Det vil være mulig å fylle resten av hulrommet med ballast (sand). Egenvekten på et helt kraftverk er ca 150 tonn. Imidlertid er oppdriften i vann ca 220 tonn. Ferdig ballastert blir netto trykk på bunnen ca 500 tonn. Dette fører til at søylene også uten forankring utøver et såpass stort marktrykk at den vil kunne oppta kreftene i nipp uten å bli blåst til havs.

4.6.2. Styrke/ krefter

Kreftene som må opptas, vil hovedsakelig komme fra turbinene. Tema er behandlet mer utførlig i kapittel 4.7.5. I tillegg må man ta hensyn til de direkte kreftene på søylekonstruksjonen. De er beregnet til ca 500 kN. Sammenlignet med kreftene turbinen blir utsatt for (maks 15000 kN), er ikke dette så mye. (Henriksen 2002b, c)

4.6.3. Overflatebehandling/ rustbeskyttelse

Alle ståldeler vil være sandblåst, primet og overflatebehandlet med epoxy-toppstrøk. Dette gir en holdbarhet opp til 15 år, riktignok uten mekaniske belastninger. De utvendige bevegelige stålflatene under vann vil i tillegg være behandlet med bunnstoff som vil føre til minimalt med avleiringer og groing.

4.7. Turbin

4.7.1. Turbinbladet



Turbinbladet er konstruert for å kunne rotere i strømmen i begge retninger. Langs langsiden har den tre individuelt innstillbare klaffer på hver side. Dette gir profilen en dobbel variabel asymmetri. Stigningen vil være konstant, ca 4 meter pr omdreining. Rundt en fjerdedel av den ytterste delen av bladet kan pitch-reguleres (dreies). Hver turbinvinge er ca 11 meter lang. Materialet vil være stål, både i ytterplater og innvendig avstiving. Viktig er det imidlertid at hulrom fylles med skum eller annet oppdriftsmiddel, slik at hver turbin har netto oppdrift.

4.7.2. Regulering

Turbinen reguleres slik at den får et tilstrekkelig stort moment ved svært lave strømningshastigheter (ca 0,5 m/s), men heller ikke roterer for fort ved maksimal strømhastighet (3 m/s). Hovedsakelig skjer dette ved å dreie tuppen. Klaffene reguleres stort sett bare når turbinen skal dreie i motsatt retning, men brukes også ved meget store strømningshastigheter. Klaffene og tuppen innstilles av hydrauliske

motorer. Dermed kan strømmen få maksimalt ”tak” i turbinbladet ved lave strømhastigheter, mens ved store strømhastigheter innstilles turbinbladet slik at mindre av strømningsenergien utnyttes.

4.7.3. Kontrarotasjon og omdreiningshastighet

Hver ”produksjonsenhet” – eller hydraturbin – består av to turbiner med en generator imellom. Turbinene på hver side av generatoren dreier i motsatt retning. Den ene er festet til statoren, den andre i rotoren. Dermed får generatoren relativt sett et høyere omdreiningstall. Hver turbin dreier med maksimal omdreiningshastighet 12,5 o/min, noe som gir en relativ rotasjon på maks 25 o/min. Dette er høyere enn de opprinnelige antatte ca 15 o/min med én turbin pr generator. Dermed kan vi øke turbindiameteren uten å måtte øke hastigheten på turbintuppen. Dette kunne økt faren for kavitasjon.

En fordel med den bakre turbinen er at den kan fange opp noe av restenergien fra det avbøyde vannet fra den første turbin nettopp ved å rotere i motsatt retning. Når den første har maksimal hastighet, har den bakre ikke ennå oppnådd det, og da kan den bakre fange opp mer av energien som må slippes forbi første turbin. Man sparer kostnader ved å slippe å ha en generator til hver turbin. Bakre turbin får naturligvis aldri like god utnyttelse som den forreste, siden den forreste turbinen når maksimal produksjon ved 1,8 m/s, mens den bakre oppnår dette ved 2,1 m/s. (Henriksen 2002c) Sannsynligvis oppnår bakre turbin maksimal produksjon ved en noe lavere hastighet, da den forreste reguleres ved hastigheter over 1,8 m/s til å slippe forbi mer og mer vann.

4.7.4. Interaksjon mellom turbinene

Turbinene påvirker hverandre fordi de står parvis rett bak hverandre med avstand ca 10 meter. Dette opptrer fordi produktet av areal og strømningshastighet skal være konstant og vannet blir avbøyd akkurat i kanten av turbinplanet. Har man tatt ut 44% av tilgjengelig energi i den første turbin, er kun 33% tilgjengelig for den bakerste. Dette har sitt utgangspunkt i blant annet Betz’ teoremer. Mer utførlige beregninger finnes i appendiks 1.

4.7.5. Statiske krefter

Siden vann i bevegelse inneholder ca 800 ganger mer energi pr kvadratmeter enn luft, blir kreftene vannet kan utøve enormt store. For våre dimensjonerende hastigheter (3 m/s), får vi thrustkrefter i størrelsesorden 400 kN pr turbin og dreiemoment på 350 kNm pr turbin (Olsen 2002 og Berg 2002). I tillegg kommer drag-krefter, fra strømmen, bølger og vind. Med en solid sikkerhetsmargin burde ikke dette volde problemer.

4.7.6. Dynamiske krefter

I tillegg til kreftene i de statiske beregningene, finnes dynamiske krefter som kan virke i alle retninger. Det kan blant annet føre til vibrasjoner og kan i verste fall treffe egenfrekvensene til noen av bestanddelene. Dette leder ofte til materialtretthet med vesentlig redusert levetid. Disse kreftene oppstår også i forbindelse med vind og bølger og spesielle vær-situasjoner. Disse kreftene er forsøkt tatt hensyn til gjennom konservative anslag, solide sikkerhetsmarginer og til dels overdimensjonering. Det er pr 1.6.02 ikke gjort noen inngående beregninger av dynamiske påvirkninger.

4.7.7. Overflatebehandling

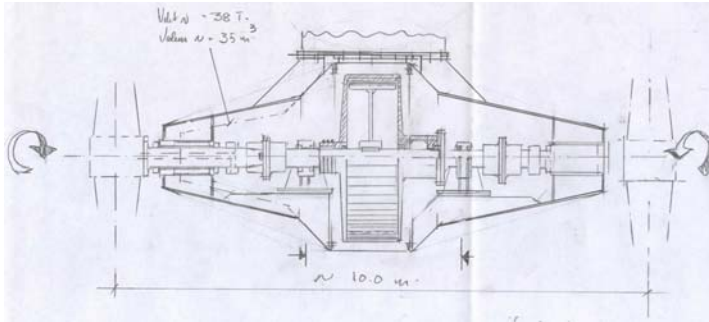
Turbinbladene vil på samme måte som de andre ståldelene under vann være sandblåst, primet og epoxymalt. I tillegg påsmøres det selvreisende bunnstoff for å hindre groing. Denne bunnstoffbehandlingen vil måtte repeteres med jevne mellomrom, da den slites av etter en tid. Antakeligvis vil den innerste delen av turbinen være mest utsatt for groing, siden de ytterst delene vil være i hurtig nok bevegelse for selvreising.

4.8. Generatoren

4.8.1. Kontrarotasjon – roterende stator og rotor

Et spesielt trekk ved generatoren er at både stator og rotor dreier. Stator er koblet til den ene turbin og rotor den andre som roterer i motsatt retning. Gjennom dette arrangementet oppnår man at den relative omdreiningshastigheten i generatoren blir opp til dobbelt så høy sammenlignet med fast stator og bare én turbin. Jo høyere

omdreiningshastighet desto jevnere kan generatoren produsere. I tillegg oppveier dreiemomentene hverandre på en gunstig måte slik at kreftene på generatorhus blir mindre.



Figur 4-4 Generator-turbinarrangement

4.8.2. Permanentmagneter og direkte drift

Generators kan magnetiseres ved hjelp av viklinger og magnetiseringsstrøm. Denne løsningen er den mest tradisjonelle og rimeligste. Ved bruk av en konvensjonell generator bør imidlertid omdreiningshastigheten være minst 100 ganger større enn vi har fra turbinen. Giret vil representere et lite tap (3%), samt betydelig økt havaririsiko. Prøver man derimot å tilpasse denne generatortypen til lave hastigheter for å fjerne giret, må verdien på den magnetiske fluksen øke ved å øke poltallet. Ulempen med konstruksjonen er at radien blir meget stor for å unngå flukslekkasjer, og generatoren blir tung og dyr. Ved bruk av permanentmagneter, kan antallet poler blir meget stort, her 200-300, ved en mindre generatordiameter. Generatoren blir hovedsakelig mindre og lettere. En viss diameter må vi imidlertid beholde. Vekten på en permanentmagnetgenerator og tradisjonell generator med gir er omtrent den samme, mens prisen er litt høyere.

4.8.3. Styresystem

Den mekaniske reguleringen av turbinklaffer og -tupper gjør mesteparten av reguleringsarbeidet. Imidlertid opererer man med store tidskonstanter. Elektronisk regulering går mye kjappere. Ved et fornuftig samspill mellom mekanisk og elektronisk regulering vil de kunne utfylle hverandre. Det gjenstår ennå en del utviklingsarbeid på denne fronten.

4.8.4. Virkningsgrad

Virkningsgraden i en direktdrevet permanentmagnetisert generator ved svært lave turtall blir nødvendigvis ikke like god som for generatorer med høyere turtall. Den er i størrelsesorden 96% mot noe mer for tradisjonelle generatorer. Men her trenger man et gir med virkningsgrad rundt 97% i tillegg, og resultatet ut på omtrent det samme. Overføringstap og havaririsiko er imidlertid øket.

4.9. Levetid

4.9.1. Økonomisk vs teknisk levetid

I mange sammenhenger er det en forskjell på økonomisk og teknisk levetid. Dette har sitt utspring i forskjell mellom utgifter og inntekter. Så lenge inntektene er større en utgiftene, finnes en økonomisk restlevetid. Er utgiftene større, er den økonomiske levetiden utløpt, men anlegget kan ennå være i funksjonsdyktig stand, den tekniske levetiden er altså lenger. Økonomisk levetid kan aldri være lenger enn den tekniske.

4.9.2. Kraftverkets levetid

For et tidevannskraftverk er det fornuftig å anta en økonomisk levetid på ca 25 år. Dette har sitt utspring i sammenligninger med andre off-shore-installasjoner og elkraftverk med lignende påvikninger og i lignede miljøer. Anslaget kan gjøres nøyaktigere når man samler mer informasjon og erfaringer. Den tekniske levetiden kan ligge på omtrent det samme som enkelte av komponentene, men andre bestanddeler kan vare lenger. Lange levetider er vanlig, spesielt fra vannkraftverk, gjerne 50-60 år før virkelig dyptgående utbedringer må gjennomføres. Levetiden kan krympe dersom overflatebehandlingen ikke viser seg så god som antatt. Å ta opp riggen, overflatebehandle den og sette den ned igjen er en virkelig omfattende operasjon, og det er lite trolig at dette ville kunne forsvares økonomisk.

4.10. Drift og vedlikehold

Drift- og vedlikeholdskostnaden er beregnet ut fra kunnskaper fra off-shore-vindkraftanlegg. Dette er antatt 45 kr/MWh (Henriksen 2001b, c, 2002b). Vedlikehold foretas i de periodene med lavest strømningshastighet. Da er

produksjonstapet lavest og anlegget lettest tilgjengelig. God overflatebehandling minimerer behovet for rensing og høytrykkspyling.

4.11. Installasjon

4.11.1. Slep og nedsetting

Uten ballast flyter hele riggen. Dermed kan den slepes liggende eller stående til aktuelt installasjonssted med enkle båter. Der settes den kontrollert ned ved gradvis å fylle inn ballast i form av sjøvann ved hjelp av overflatefartøyer og dykkere. Når riggen står på bunnen aktiviseres sugeankrene slik at riggen sitter godt fast. Til slutt kan den endelige ballasten i form av sand fylles på ved å fortrenge vannet. Riggen utøver nå et enda større marktrykk, faktisk netto 500 tonn.

4.11.2. Tidsaspekter

Det er viktig at installasjonen går hurtig, helst i den perioden da forskjellen er minst mellom høy- og lavvann, aller helst innen to timer. Da utnytter man tiden mens det er strømstille. Dessuten kan dykkere ikke gå ned i større strøm enn 0,77 m/s. Dersom resten av installasjonen utsettes til senere, kan hele kraftverket forskyve seg. Under dimensjoneringen har man forsøkt å ta hensyn til det og det vil trolig gå ca 4 døgn etter nipp før det skjer. Dessuten vil operasjonen fordyres betraktelig med mannskap i beredskap.

4.12. Fundamentering

Til fundamenteringen kan det være hensiktsmessig å bruke sugeanker. Dette forutsetter at grunnen består av sand, leire eller morenemasse. For fjellgrunn kan selvfølgelig ikke denne løsningen anvendes, her er nok heller bolter aktuelt. Utplasseringssteder med løsmasser er mest aktuelt. Dermed blir dette fokus. Mest nærliggende er det å plassere et større sugeanker foran og ett bak i lengderetningen, siden kreftene må opptas, er størst i denne retningen. På hver side plasseres et sugeanker for så å støtte opp for sideveiskrefter. En annen løsning ville være å plassere symmetrisk tre like sugeankre rundt søylen, noe den foreløpige figur 4-1 viser. Imidlertid må det gjennomføres flere undersøkelser av havbunnen de aktuelle utplasseringsstedene først. Beregninger (Henriksen 2002c) viser at forankringen

kommer til å bestå av omtrent like mye stål som resten av konstruksjonen. Dermed blir det svært viktig at løsningen blir god og hensiktsmessig for å holde kostnadene nede.

4.13. Fremtidsbetraktninger

4.13.1. *Hydrogen*

Siden kraftverket produserer elektrisitet når tidevannet bestemmer det og ikke når forbruket er størst, kunne det være interessant å produsere energi i mer lagringsvennlig form. Et medium som har vist seg hensiktsmessig, er hydrogen. Det avgir ingen skadelige stoffer ved forbrenning, kun vann, og kan produseres ved bruk av elektrolyse. Energien tar man fra kraftverket på et tidspunkt den ikke er spesielt etterspurt. Enten kan hydrogenet distribueres videre som primærbrennstoff, for eksempel til kjøretøyer, eller det brukes i en brenselcelle for å produsere elkraft i perioder med høy etterspørsel.

4.13.2. *Utvidelse installert effekt*

På senere tidspunkt er det mulig med generatorer med høyere installert effekt ved kraftigere vannstrømmer og større turbindiameter. Man måtte muligens senke omdreiningshastigheten på turbinen for ikke å skape kavitasjon.

4.13.3. *Lengre søyler / flere hydraturbiner*

Ved større havdyp kan søylen gjøres lengre for så å plassere flere turbiner under hverandre. I prinsippet skulle dette gå problemfritt. Man får noen ytterligere vedlikeholdsmessige utfordringer i forhold til heve/senke-mekanismen. I tillegg kommer større krefter som må tas opp i fundamenteringen.

4.13.4. *Andre medier*

Man kan også tenke seg å sette turbinen inn i andre medier. Her tenker man seg luft- eller gass-strømmer. Dette befinner seg foreløpig kun på tankeeksperimentstadiet.

4.14. Fordeler med dette konseptet vs andre nye fornybare

4.14.1. Forutsigbarhet

Den største fordelen med dette konseptet er at tidevannet er så vidunderlig forutsigbart. Man kan praktisk talt stille kokken etter tidevannet. Her er ingen vanskelige produksjonsbeslutninger eller usikkerhet forbundet med ressurstilgangen. Noen variasjoner vil nok forekomme ved ekstremt vær.

4.14.2. Høy virkningsgrad

Videre er virkningsgraden på godt over 50 % temmelig høyt sammenlignet med mange andre former for fornybar energi. Vindenergi er lavere og solceller langt lavere. Dermed får man igjen mer elkraft for hver investerte krone.

4.14.3. Liten inngripen i naturen

Ikke helt uviktig i denne sammenheng er å installere et tidevannskraftverk slik at det gir små inngrep i naturen. En liten søyle stikker opp fra havoverflaten og ingen enorme dammer med store magasin i dalene. Solfangere beslaglegger store arealer, riktignok i ubebodde områder. Vindkraft gir en lite estetisk utsikt over horisonten og trenger også store arealer.

5. Prismodellen

5.1. Bottom-up eller top-down tilnæringsvis

Teori som brukes i denne oppgaven har sitt utspring i moderne finansteori. Dette er også bakgrunnen for at modelleringen av prisprosessen har en top-down-tilnærming. Utgangspunktet for modellen er spot- og derivatpriser og markedets prising av risiko. Dette står i kontrast til mer konvensjonelle bottom-up-modeller som er utbredt i bransjen. Eksempler på dette er verktøy basert på Sintef Energiforsknings "Samkjøringsmodellen" samt dens europeiske utvidelse ("Taste"). Felles for disse to er utgangspunktet i det fysiske elkraftsystem med modelleringer av kraftverk, overføringskabler og et "markedskryst" der etterspørselen møter tilbudet.

5.2. Betrachninger rundt valg av modeller

Valg av stokastiske modeller betinges av energimarkedet, hvilke aspekter man ønsker å belyse samt tidshorizonten. Avgjørende er også hvilke kilder til usikkerhet som finnes.

Risikoen forbundet med selve dimensjoneringen og byggingen, altså utgiftene, lar seg praktisk talt eliminere ved å hente inn bindende pristilbud fra leverandører. Denne usikkerheten behandles mer inngående i kapittel 4.2. I denne oppgaven finnes den største og viktigste usikkerheten i forbindelse med inntektssiden. Nettopp derfor utvikles en matematisk modell for å kunne si noe om elkraftprisen som genererer inntektene til et kraftverk. Vi tar utgangspunkt i kapittel 4 for å velge hvilke forhold som trenger nærmere modellering.

Tidevannskraftverk har svært liten usikkerhet forbundet med energitilgangen. Bortsett fra ved store klimatiske forandringer eller menneskelige inngrep, varierer tidevannsstrømmene som beregnet. En stokastisk modell for tidevannsstrømmen ville ikke bringe oss nærmere sannheten. En fullt deterministisk matematisk beskrivelse ville holde. I kapittel 6 presenteres en del tallmateriale for å beskrive prosessen.

Selve elkraftprisen kan vise seg hensiktsmessig å modellere. Den avhenger av tilbud og etterspørsel som igjen avhenger av råvaretilgang, værforhold, temperatur, geografi pluss mange andre forhold. I en matematisk stokastisk modell ville man teoretisk kunne ta hensyn til alle disse påvirkningsfaktorene. Praktisk ville denne beskrivelsen bli så komplisert at den ikke ville la seg løse, dermed må den forenkles.

5.3. Forutsetninger

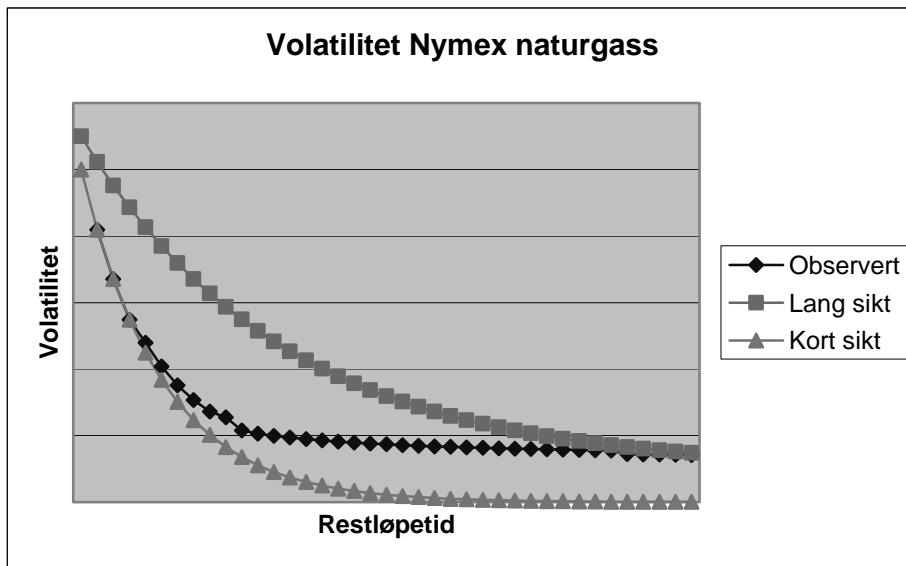
Til disse beregningene benyttes en enfaktormodell med spotprisen som den tilstandsvariable. Modellen bygger i stor grad på Lucia og Schwartz (2000) og modellerer spotprisen.

5.3.1. Hvorfor en enfaktormodell?

Schwartz (1997) har tidligere vist at tofaktormodeller gjenspeiler den viktigste dynamikken i mange råvaremarkeder. I en senere artikkel (Schwartz 1998) sammenligner han en- og tofaktormodeller og konkluderer at også enfaktormodellen gir praktisk talt like gode resultater som en tofaktormodell når den blir brukt med lange horisonter. Siden en en-faktormodell er langt enklere å håndtere, er denne mer hensiktsmessig i denne sammenheng. Clewlow og Strickland (1999) bruker også en en-faktormodell for å verdisette energiderivater.

5.3.2. Ulemper

Den største ulempen ved bruk av enfaktormodeller er at det er vanskelig å gjenspeile riktig volatilitetsstruktur. Volatiliteten blir i en slik modell en fallende eksponentiell funksjon av $(T-t)$, mens den i virkeligheten er mer tykkhalet. Forsøker man å få riktigst verdi på lang sikt i parametertilpassingen, blir den estimerte volatiliteten gjerne for høy på korte horisonter (i figuren ”lang sikt”). Tilstreber man derimot korrekte verdier på kort sikt, blir volatiliteten for lav med lange horisonter (Tjøtta 2002, og Clewlow & Strickland 2000). I denne oppgaven finnes nettopp lange horisonter og dermed blir det ingen konflikt.



Figur 5-1 Volatilitet

5.4. Modellen

5.4.1. Utledning

Prisprosessen modelleres som følger:

$$P_t = f(t) + X_t$$

med $t \in [0, \infty]$ der $F = f(t)$ er en deterministisk funksjon som vi utdyper i kap 5.4.2, samt

$$dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma dZ$$

som beskriver dynamikken i X_t med $\kappa > 0$, $X(0) = x_0$, dZ representerer et inkrement i en standard brownsk bevegelse X_t som følger en stasjonær middel-retur-prosess med null som langtids likevektspris med middel-retur-rate κ . t er den løpende tiden. Dermed blir prisprosessen beskrevet av differensialligningen

$$dP_t = \kappa(a(t) - P_t)dt + \sigma dZ$$

med $a(t) = \frac{1}{\kappa} \left(\frac{df}{dt}(t) \right) + f(t)$ som sesongvariasjoneledd.

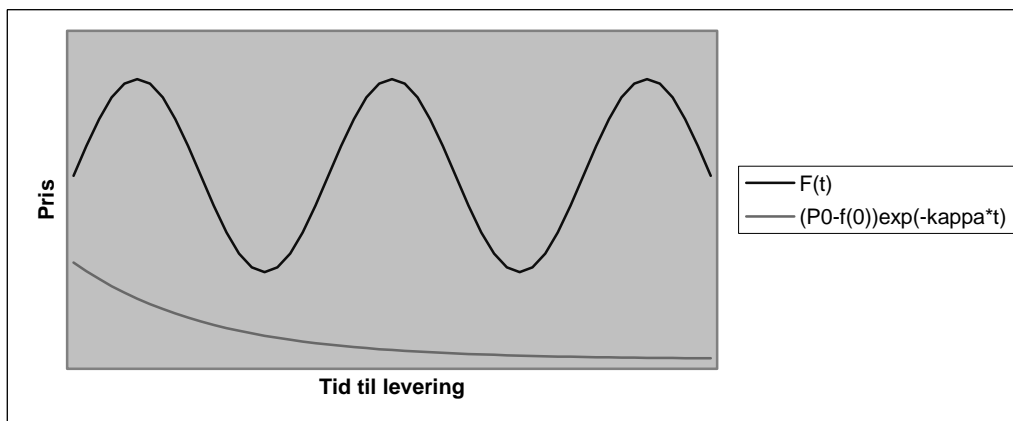
En eksplisitt løsning av denne differensialligningen er

$$P_t = f(t) + X_0 e^{-\kappa t} + \int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ(s)$$

Dermed får vi forventningsverdi og varians

$$E_0(P_t) = E(P_t | X_0) = f(t) + (P_0 - f(0))e^{-\kappa t}$$

$$\text{Var}_0(P_t) = \text{Var}(P_t | X_0) = \frac{\sigma^2}{2\kappa} (1 - e^{-2\kappa t})$$



Figur 5-2 Forventningsverdi

Vi ser at den deterministiske delen dominerer på lang sikt.

I følge moderne teori, ønsker vi å risikojustere selve prisprosessen, for å bruke risikoløs diskonteringsrente, snarere enn å risikojustere diskonteringsfaktoren. Ligningen blir dermed

$$dX_t = \kappa(\alpha^* - X_t)dt + \sigma dZ^*$$

der $\alpha^* = -\frac{\lambda\sigma}{\kappa}$, dZ^* er et inkrement til en standard brownsk bevegelse under et risikonøytralt sannsynlighetsmål, λ er markedsprisen pr risikoenhet som forbindes med tilstandsvariabelen X_t . For enkelhets skyld antar vi λ konstant. Dette behandles ytterligere i kapittel 5.5.3 Ved hjelp av Itô kan vi da løse ligningen og får

$$P_t = f(t) + X_0 e^{-\kappa t} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa t}) + \int_0^t e^{\kappa(s-t)} dZ^*(s)$$

P_t er normalfordelt under det risikonøytrale sannsynlighetsmålet som gir følgende risikonøytral forventningsverdi

$$E_0^*(P_t) = f(t) + X_0 e^{-\kappa t} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa t})$$

For å unngå arbitrasje, må verdien av ethvert derivat være lik den risikonøytrale forventningsverdien diskontert med den risikoløse renten. Verdien av en forward på spotprisen i $t=0$ med innløsning i $t=T$

$$v_0(X_T, T) = e^{-rT} E_0^*[P_T - F_0(P_0, T)]$$

med $F_0(P_0, T)$ som forwardprisen med innløsning T og analysetidspunkt 0 og r den risikoløse renten. Til å finne risikoløse kontantstrømmer brukes forwardprisen og vi trenger uttrykket:

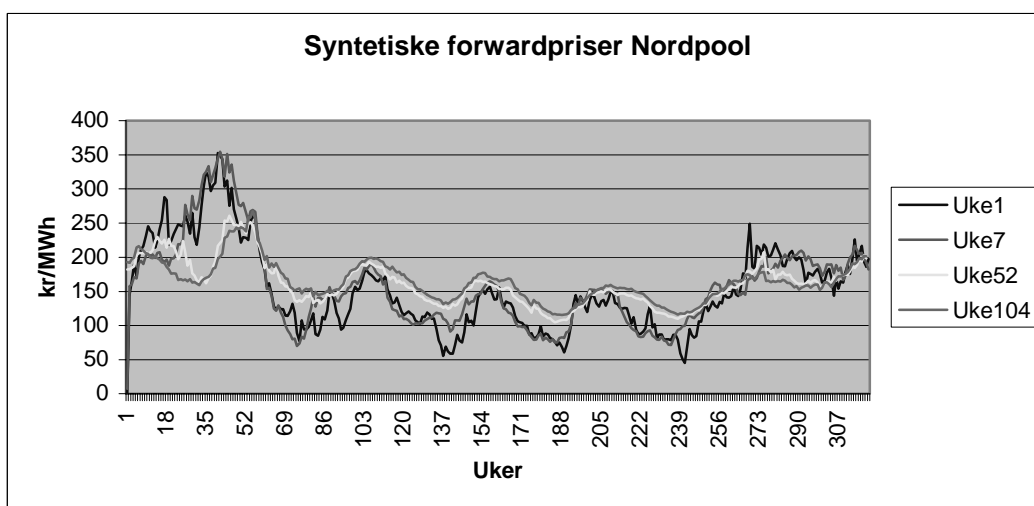
$$F_0(P_0, T) = E_0^*(P_T) = f(T) + (P_0 - f(0))e^{-\kappa T} + \alpha^* (1 - e^{-\kappa T})$$

5.4.2. Sesongleddet $f(t)$

Inspirert av Pilipovic (1998) og Lucia og Schwartz (2001) lar vi sesongvariasjonsleddet ta følgende form

$$f(t) = \alpha + \gamma \cos\left(\frac{2\pi}{52}(t - \tau)\right)$$

Vi kunne ha lagt inn et korreksjonsledd for helge- og helligdager, men ukessoppløsning på inndata gjør at funksjonen stort sett er beskrivende for sesongvariasjonen. Et plott av inngangsdata gir oss indikasjon på at denne funksjonen klarer å beskrive de grove variasjonene på en tilfredsstillende måte.



Figur 5-3 Plott av inngangsdata

5.5. Tilpasning

5.5.1. Parameterestimasjon

For å kunne estimere parametrene med de diskrete dataene som finnes, diskretiseres den stokastiske prosessen med

$$X_t = (1 - \kappa)X_{t-1} + \xi_t$$

til hvert diskret tidspunkt og ξ_t er $N(0, \sigma^2)$. Dermed får vi et første ordens autoregressivt uttrykk til bruk på inngangsdata. Modelluttrykkene ser ut som følger

$$P_t = \alpha + \gamma \cos\left(\frac{2\pi}{52}(t - \tau)\right) + X_t$$

$$X_t = \phi X_{t-1} + u_t$$

Ved hjelp av ikke-lineær minste kvadraters metode kan vi estimere parametrene. Vi estimerer middel-returraten κ ved hjelp av $1 - \phi$, og σ ved hjelp av regresjonens standardavvik.

$$P_t = \alpha + \gamma \cos\left(\frac{2\pi}{52}(t - \tau)\right) + \phi X_{t-1} + u_t$$

5.5.2. Parametrene

Inndata til tilpassingen er hentet fra Nordpool og er stilt sammen av Lemming og Fleten (2001). De har glattet forwarddata for å få et mer kontinuerlig datagrunnlag. Man kan bruke disse dataene til å estimere parametrene i modellen. Fra parameterestimeringen får vi at $\alpha=167,028$, $\gamma=26,288$, $\phi=0,984$, $\tau=-1,859$. Vi får $R^2 = 0,995$, noe som er en høy verdi og tyder på at tilpasningen er god. Denne verdien er ikke justert for frihetsgrader, men ved et høyt antall observasjoner, har dette liten betydning. Regresjonens standardavvik (og dermed estimat for variansen) er 8,699 (Aronsen 2002). Alle disse tallene er normert for en uke. Dermed får vi

$$P_t = 167,028 + 26,288 \cos\left(\frac{2\pi}{52}(t + 1,859)\right) + 0,986 X_{t-1} + u_t$$

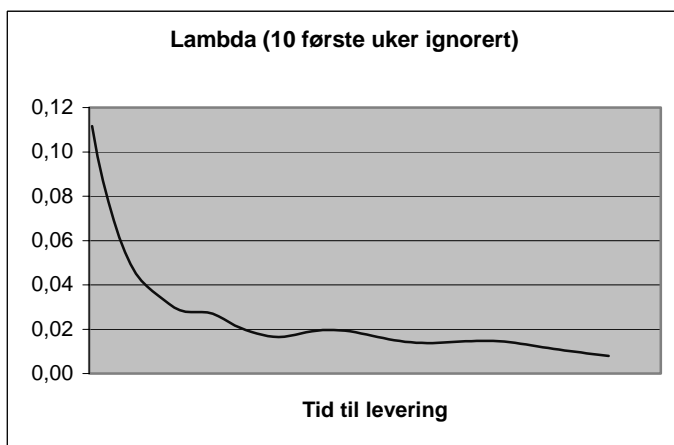
eller

$$P_t = 167,028 + 26,288 \cos\left(\frac{2\pi}{52}(t + 1,859)\right) + \alpha^* (1 - e^{-0,016t}) + \sigma \int_0^t e^{0,016(s-t)} dZ^*(s)$$

Vi er avhengig av å ha en startverdi for X_{t-1} for å beregne fremtidige priser. Denne finner vi ved differansen mellom verdien av den deterministiske konstituenten for $t=0$ og dagens faktiske spotpris.

5.5.3. Risikopremien λ

Ut fra inngangsdata er λ for hver eneste uke estimert (Aronsen 2002). Fra modellens matematiske egenskaper ser vi at λ vil gå mot null over tid og at leddet som inneholder λ , også vil gå mot null. Imidlertid vet vi at det alltid vil finnes en risikopremie, også på kontrakter med lang tidshorison. Ut fra figuren leser vi at av $\lambda=0,02$ er et brukbart ”gjennomsnitt”. Det stemmer dessuten overens med Lucia og Schwartz (2000). Der finner de en $\lambda=0,021$.

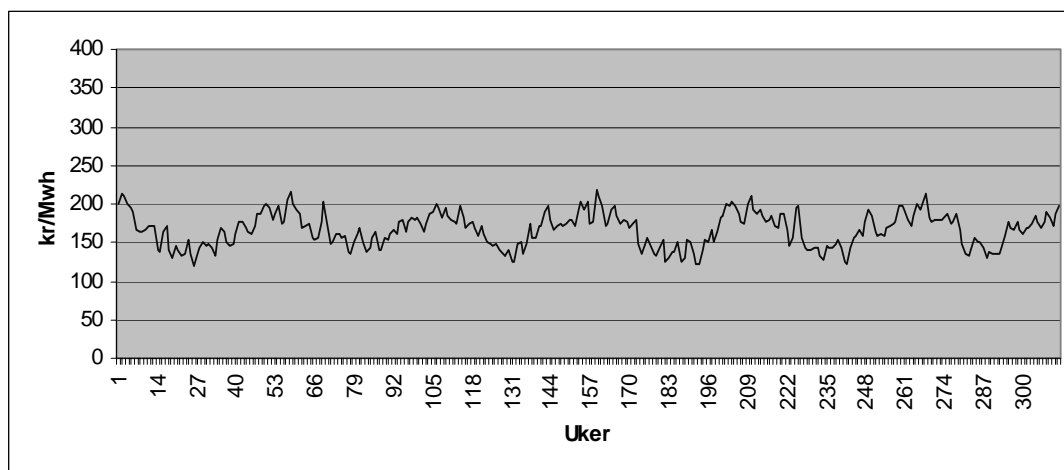


Figur 5-4 Risikopremien λ

Imidlertid kan λ også være negativ enkelte deler av året i et vannkraftdominert marked som det nordiske. Det vil kunne skje i forbindelse med vårflommen, når spotprisene er lave. Prisen på en langtidskontrakt kan derimot være slik at λ blir negativ.

5.6. Visualisering av modellen

Vi kan visualisere i Excel og bruker funksjonen `norminv(tilfeldig();0; σ)` for å trekke fra en $N(0,\sigma)$ -fordeling. Dermed får vi simulert den stokastiske delen modellfunksjonen. Som en visualisering vises her et 5-års plott av simulerte data.



Figur 5-5 Visualisering av prismodellen over 5 år

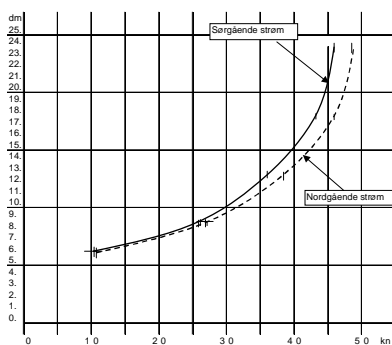
5.7. Diskusjon

Den største fordelen med den utviklede modellen er at den enkel. Dermed kan man med få håndgrep gjøre beregninger og små forandringer. Vi ser samtidig at vi ikke klarer å modellere ekstremprisscenarier. Vi fanger imidlertid opp sesongvariasjonene og de viktigste karakteristika ved kraftmarkedet. Siden modellen genererer risikonøytrale priser, kan de meget enkelt brukes til verdivurderinger over tid, da risikoløs rente kan brukes i diskonteringen.

6. Fra tidevann til elproduksjon

6.1. Fra flo og fjære til strømningshastighet

Kraftverket utnytter energien i den vannstrømmen tidevannet genererer. Statens kartverk har oversendt tidevannsdata fra målestasjonen i Harstad for 2001, nærmere bestemt tidspunkt for flo og fjære og deres nivå over astronomisk sjøkartnull (vedlegg 2). Herfra kan man avlede Δb , eller forskjellen mellom flo og fjære. Mellom hver flo og fjære er det i gjennomsnitt 6,21 timer (6 timer og 12 minutter). Jo større Δb er, desto sterkere blir strømmen, i og med at mer vann må passere på samme tidsintervall. Sammenhengen mellom Δb og maksimal strømningshastighet er undersøkt empirisk (Henriksen 2001a) for Sandtorgstrømmen utenfor Harstad.



Figur 6-1 Sammenheng hastighet og tidevannsforskjell

Sammenhengen blir (ved enkel tilpasning)

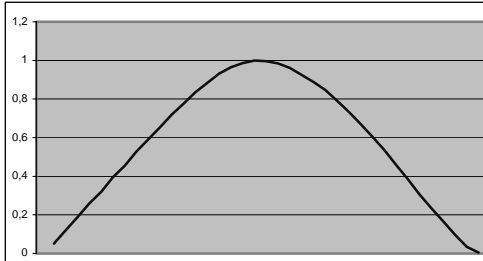
$$v = 5,2 - \frac{1}{\frac{\Delta b}{100} - 0,4}$$

der v er maksimal strømningshastighet målt i knop og Δb i cm. Topografien i sundet vil naturligvis ha mye å si for denne sammenhengen, men vi antar at Sandtorgstrømmen er representativ for de fleste aktuelle installasjonslokasjoner.

6.2. Variasjon over en syklus (6,21 timer)

Med opplysninger fra Den Norske Los og Henriksen (2001a, b) er det beregnet til en hastighetsfordeling over en syklus, fra flo til fjære eller omvendt. Den er et

gjennomsnitt for flere maksimalhastigheter, skalert til å variere mellom 0 og 1. Dermed vil fordelingen være gyldig for alle maksimalhastigheter fra tidevannsdatasettet.



Figur 6-2 Variasjon over en syklus

6.3. Effekttetthet

Effekttettheten [W/m^2] i en vannstrøm er omtrent 800 ganger større enn i luft ved samme hastighet. Tidevannskraftverk kan dermed bygges mindre ved samme effekt som vindkraftverk og dimensjoneres for langt lavere hastigheter. Imidlertid blir kreftene minst like store. Formelverket er ganske likt. Formelen for effekttetthet er som følger (www.windpower.dk):

$$P_0 = \frac{\rho}{2} v_1^3$$

der P_0 er maksimal tilgjengelig effekttetthet [W/m^2] ρ massetettheten [kg/m^3] og v_1 strømningshastigheten [m/s]. Ved de strømningshastighetene vi opererer innenfor (0-3 m/s) vil P_0 være mellom 0 og 15 kW/m². Den høyeste effekten vil føre til meget store krefter dersom man ønsker å fange opp all energien. Gjennomsnittlig effekttetthet vil være over en syklus med denne toppverdien (15 kWh) maksimalt kunne være ca 5 kW/m², men på grunn av begrensningen i generatoren kan man ikke utnytte effekten over ca 1,9 kW/m² over to turbiner. Imidlertid inntreffer disse maksimalverdiene sjelden og over korte tidsrom. For ytterligere informasjon se vedlegg 1.

6.4. Begrensninger ved uttak av energi

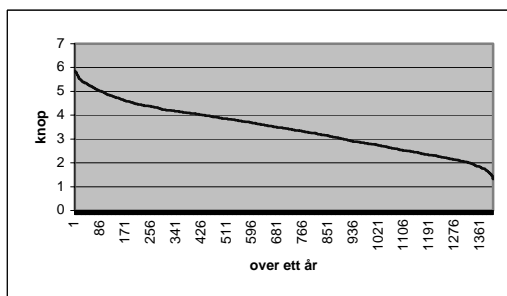
6.4.1. Fysiske begrensninger

Det finnes begrensninger på utnyttelse av denne energien. Betz' teorem omhandler hvor stor andel av den tilgjengelige effekten som kan tas ut, rundt 60%, og har sitt utgangspunkt i at det strømmende mediet ikke kan ha hastighet=0 eller trykk=0 bak turbinen. Se mer om Betz' teoremer under www.windpower.dk.

6.4.2. Kutt ved høye og lave hastigheter

For svært lave strømningshastigheter vil ikke turbinen kunne produsere. Omdreiningstallet blir for lite, og turbinbladene vil knapt gå rundt. Denne lite energirike nederste delen utnyttes ikke.

Men også for de høyeste strømningshastighetene må produksjonen begrenses. Det er nemlig ikke hensiktsmessig å bygge kapasitet for maksimal tilgjengelig effekt som opptrer kun i få øyeblikk, akkurat midt mellom flo og fjære. Dessuten forekommer de aller høyeste hastighetene sjelden. Derfor velger vi å optimere rundt hyppig opptredende hastigheter.



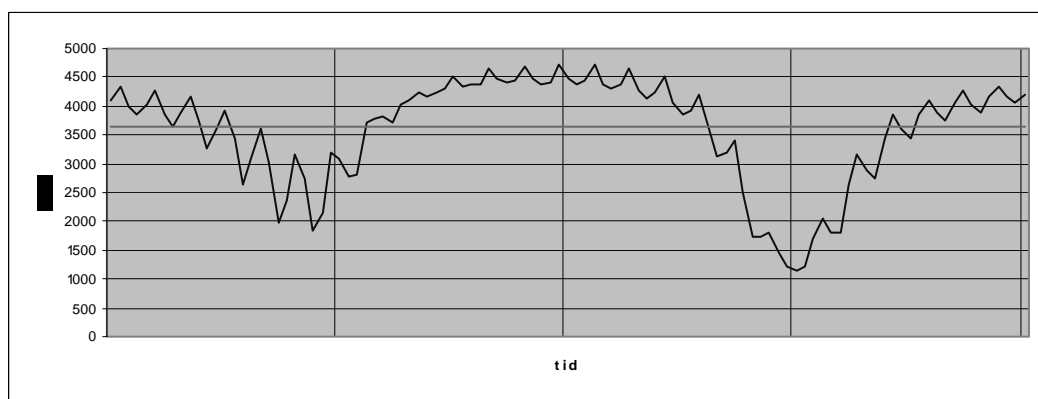
Figur 6-3 Varighetskurve over ett år

Skulle man nå få med seg den svært energirike øverste delen av hastighetskurven, måtte hele konstruksjonen bygges for å kunne ta opp de enorme trust- og dragkrefter som oppstår. Dette blir meget dyrt og dårlig utnyttet. I denne sammenheng må vi ikke glemme at figur 6-3 kun er maksimalhastighetene, variasjonen over hver syklus følger figur 6-2 under kapittel 6.2. Naturligvis trengs solide sikkerhetsmarginer slik at ikke kraftverket blåses til havs ved "hundreårsbølgen", men dette trengs ikke for normal

produksjonsmodus. Her ligger utfordringen snarere i å slippe forbi den overflødige energien med intelligente styringssystemer.

6.5. Totalproduksjon

Produksjonsfunksjonen skal brukes sammen med prisfunksjonen som har ukesoppløsning. Dermed vil et produksjonsgjennomsnitt på ukesbasis være tilstrekkelig godt i den videre beregning. Regnearket i vedlegg 1 beregner en representativ årsproduksjon basert på tidevannsforskjellen i Harstad, samt en hel rekke antakelser. På grunn av tidevannets ukentlige regelmessigheter brukes en middelværdi over hele året. Figur 6-4 viser den beregnete produksjonen pr 6,21 timer, samt dens middelværdi over en fireukers periode. Feilen på ukesbasis blir liten.



Figur 6-4 Syklusproduksjon og middelværdi

På y-aksen i figuren er syklusproduksjonen. Multiplisert til ukesnivå havner produksjonen på 96,21 MWh. Denne verdien brukes i resten av oppgaven.

7. Verdien av et tidevannskraftverk i drift

7.1. Om betrakningsmetoden

Verdien av et tidevannskraftverk som er bygget og satt i drift henger nøye sammen med verdien av kraftproduksjonen som kraftverket genererer, trukket fra løpende kostnader. Siden beslutningen om å bygge tidevannskraftverket allerede er fattet, tas ikke opprinnelige byggekostnaden, selve investeringen I med. Verdien av produksjonen beregnes med utgangspunkt i ligningen for forwardverdien som fremkommer fra prismodellen. Denne er pr definisjon også et uttrykk for den risikonøytrale spotprisen.

$$F_0(P_0, T) = E_0^*(P_T) = f(T) + (P_0 - f(0))e^{-\kappa T} + \alpha^*(1 - e^{-\kappa T})$$

Indeksen null innebærer analysetidspunktet, T er slutt-tidspunkt for analysen. Videre trengs den fysiske produksjonen for samme tidsrom Q , altså 1 uke. Denne forenklingen er utdypet i kapittel 6. Dermed har vi alt vi trenger:

$$\int_{\text{levetiden}} QE_0^*(P(s))e^{-r(s-T)} ds = \int_{\text{levetiden}} Qe^{-r(s-T)} (f(s) + (P_{ts} - f(t))e^{-\kappa s} + \alpha^*(1 - e^{-\kappa s})) ds$$

Ved hjelp av Maple får vi dermed løsningen

$$\left[\begin{array}{l} \frac{-52Q\alpha\kappa e^{\frac{-rt}{52}}}{r} + Q\gamma \left(\frac{-\frac{1}{52}re^{\frac{-rt}{52}} \cos((t-\tau)\frac{2\pi}{52}) + \frac{2\pi}{52}\sin((t-\tau)\frac{2\pi}{52})}{\left(\frac{r}{52}\right)^2 + \left(\frac{2\pi}{52}\right)^2} \right) \\ + \frac{QP_t\kappa e^{\frac{-rt}{52}-\kappa t}}{-\frac{r}{52}-\kappa} - \frac{Qf(t)\kappa e^{\frac{-rt}{52}-\kappa t}}{-\frac{r}{52}-\kappa} - \frac{52Q\lambda\sigma\kappa e^{\frac{-rt}{52}-\kappa t}}{r} - \frac{Q\lambda\sigma e^{\frac{-rt}{52}-\kappa t}}{-\frac{r}{52}-\kappa} \end{array} \right] / \kappa + \text{konst.}$$

der man setter inn for t startverdiene og sluttverdiene.

7.2. Beregninger

7.2.1. Parametre fra modellen

Fra prismodellen bruker vi parametrene $\alpha=167,028$, $\gamma=26,288$ $\kappa=0,016$, $\tau=-1,859$ og $\sigma=8,699$. $\lambda=0,02$. En betraktning rundt λ finnes i kapittel 5.5.3.

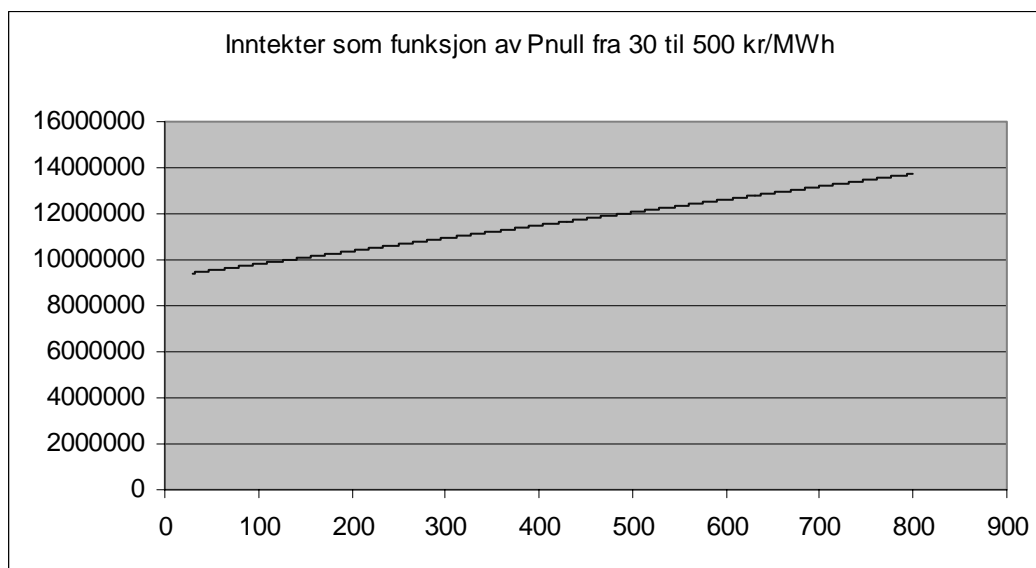
7.2.2. Andre parametre som velges

Utover modellparametrene trenger vi drift- og vedlikeholdskostnader. Disse er beregnet til å være 45 kr/MWh. Tallet er funnet ved å sammenligne tidevannskraftverket med flere typer vindmøller, spesielt til off-shorebruk. Fra vedlegg 1. finner vi investeringskostnader på ca 13 millioner kr, forventet levetid 25 år, risikofri rente 6 prosent, samt en ukesproduksjon på 96,21 MWh. Anlegget har heller ingen restverdi, eller denne er neglisjerbar.

7.3. Resultater

7.3.1. Tallenes tale

Figuren viser de diskonterte inntektene ved forskjellige utgangspriser. På grunn av prismodellens egenskaper, deriblant middel-retur-egenskapen, trekkes høye priser nedover og lave oppover på lang sikt. Dermed blir ikke inntektsforskjellene mellom høye og lave utgangspriser så stor.

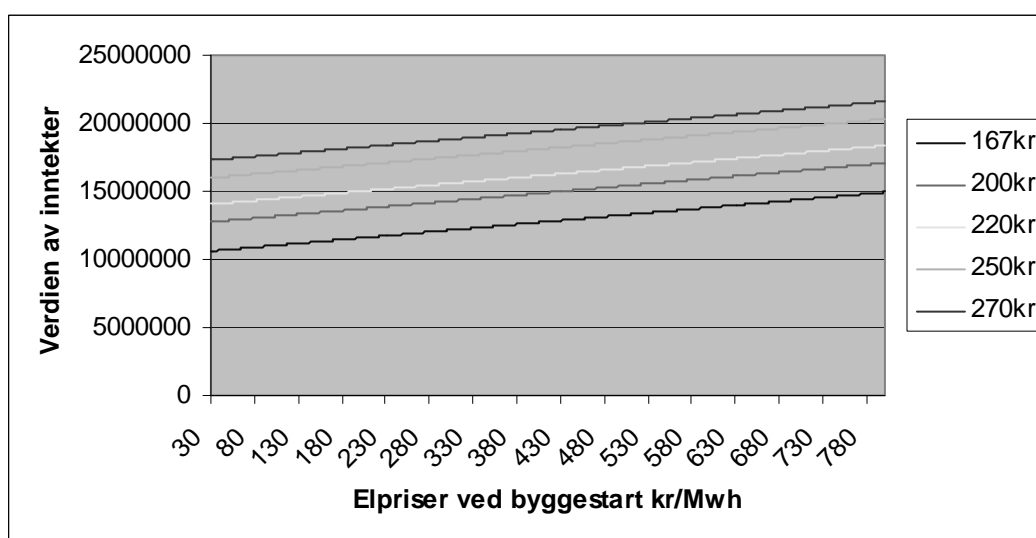


Figur 7-1 Inntekter som funksjon av Pnull

Med en pris på 175, er inntektens verdi 10,313 millioner kroner. Drifts- og vedlikeholdskostnadene beløper seg til 2,91496 mill kroner. Dermed blir verdien 7,39804 millioner kroner.

7.3.2. Justering av parametrene

Å heve middelprisen øker naturligvis også verdien av inntektene. Figuren under viser det samme som figur 7-1 ved forskjellige middelpriser. Det viser seg imidlertid at vi kun får en parallellforskyving. Men ikke desto mindre kan man tenke seg forhold som nettopp flytter middelprisen opp eller ned.



Figur 7-2 Verdi av inntekt vs P*

7.4. Diskusjon

7.4.1. Er denne verdien realistisk?

Ut i fra inngangsdata er 7,4 millioner et holdbart estimat på kraftverkets verdi. En åpenbar kilde til unøyaktigheter ligger i selve prismodellen. Nettopp på veien til å bli en regnelett og enkel modell, har mange påvirkningsfaktorer blitt neglisjert. Ut fra dagens prisnivå er det dessverre ikke mer å hente.

7.4.2. Andre indirekte verdibidrag

Denne kraftverksverdien er kun basert på inntektene, og fanger ikke opp ikke-tellbare verdibidrag. I den forbindelse kan fordelene ved å være først i markedet med et nytt produkt gi prosjektet merverdi. De positive miljøaspektene vil kunne gi et firma positiv omtale og PR. Dessuten vil det kunne gi good-will i markedet hos bevisste kunder og politikere. Alle disse aspektene vil kunne være med på å trekke opp verdien, men er dessverre vanskelig å tallfeste.

7.4.3. Påvirkning fra miljøprising

Noen sluttbrukerleverandører prøver ved hjelp av merkevarebygging å ta ut en merpris for grønn elektrisitet i størrelsesorden 30-50 kr/MWh. Innsatsen har foreløpig ikke vært spesielt aggressiv eller hjertelig, særlig her til lands med lav bevissthet rundt miljøvennlig energi hos sluttbrukerne. Som allerede påvist i kapittel 2.5 har EU store planer om ny fornybar energi i Europa. Norge kan nok ikke stå uten en ordning for grønn energi, enten det blir en egen ordning, eller som en del av EUs. I hvert fall tyder mye på (www.ebl.no) at det dannes et sertifikatmarked der nettopp tidevannsenergi vil kunne generere slike miljøsertifikater for å dekke inn noe av de manglende inntektene. Estimer for slike sertifikater varierer fra 100 kr/MWh og oppover.

I Nederland har myndighetene vært aktive. Som eksempelet viser vil salg av elkraft til Nederland gi svært gode priser (kr/MWh) (Ravlo 2002);

Pris Nordpool:	175
Produksjonsstøtte NL (ikke vannkraft)	155
Grønt sertifikat sluttkunde NL	450
Sum verdi sluttkunde NL	780

Dette er til sammen ca 600 kr i støtte. Til fratrekk kommer transportkostnader og transaksjonskostnader. Kommer prisen opp på dette nivået, forstår man lett at inntektene blir svært gode (opp i mot 40 millioner med flat inntektsstruktur), og investeringskostnaden på rundt 13 millioner kan enkelt forsvares.

7.5. Konklusjon

Ut fra dagens kraftpriser ser det dessverre ut til at kraftverkets verdi er så lav at investeringskostnaden ikke kan forsvares. Nå tyder mye på at gjennom EUs direktiver at et finansielt marked for miljøsertifikater kan være med å støtte opp under slike miljøvennlige prosjekter og gjøre dem lønnsomme. Dersom man klarte å finne en verdi på de immaterielle aspektene nevnt i kapittel 7.4 er sjansene gode for en kraftverksverdi som kan oppveie investeringen.

8. Opsjonsverdien av en konsesjon på å bygge et tidevannskraftverk

8.1. Bakgrunn

I tradisjonell nåverdianalyse blir verdien av et prosjekt kun beregnet ut i fra at det skal bygges nå eller aldri. Muligheten for at man kan se situasjonen litt an og bygge senere, utvide eller trappe ned er ikke-eksisterende, og har dermed ingen verdi i denne sammenheng. Men den finnes, og dermed kan beslutningene basert på tradisjonell nåverdianalyse rett og slett bli feilaktige. Faren er å ikke sette i gang lønnsomme prosjekter. I moderne finans er nettopp disse mulighetene, realopsjonene, viet stor oppmerksomhet. I denne oppgaven skal vi se nærmere på verdien av å utsette byggingen, eller sett på en litt annen måte, verdien av en konsesjon for å få lov å bygge.

8.2. Hva kan denne verdien brukes til?

I dette tilfellet beregnes en verdi av konsesjonen ved å bygge et tidevannskraftverk. Denne verdien kan brukes til å finne et prisintervall som praktisk betyr laveste elpris som er høy nok til å sette i gang å bygge.

8.2.1. *Hvor finner vi denne størrelsen igjen i markedet*

Når kraftprisen P^* er funnet, altså en nederste grense, hvilken observerbar størrelse skal beslutningstakeren følge med på for å fastslå optimalt tidspunkt for å starte å bygge? Spotprisen virrer opp og ned fra time til time, og vil nok gi en dårlig indikasjon på når et prosjekt med minst 25 års løpetid skal evalueres. Spotprisen kan variere med ± 100 kr/MWh ad gangen, uten at dette har noe å si for et høyere prisnivå på lang sikt. Dette skjedde blant annet i desember 1998, 1999 og februar 1994. Prisen på langsiktige forwardkontrakter er nok langt bedre som grunnlag for beslutningen. På strømbørsene omsettes slike bilaterale kontrakter med løpetider opp til 15 år. Markedet for slike kontrakter er lite, men det finnes. Med uhyre lave variable kostnader, praktisk talt deterministisk produksjon, vil nok prisen på slike kontrakter kunne gi gode indikasjoner på når prisgrensen P^* nås.

8.3. Betraktningmåte

Opsjon som kan sammenlignes med en amerikansk call-opsjon med uendelig lang løpetid. I praksis begrenser tidshorizonten seg til ca 5 år, da mange rammebetingelser kan forandres og svært mye kan skje, spesielt på et så umodent marked som elkraftmarkedet er. I tillegg er det en del usikkerhet i forbindelse med EUs direktiver for ny fornybar energi. Vanligvis ønsker man å finne dens verdi samt optimalt tidspunkt å innløse den. Opsjonsverdien er strengt tatt uavhengig av den løpende tiden og man trenger kun å finne en nederste grense for elprisen P^* (Branger, Haaß og Lucke 2001) for å avgjøre ”når” man vil sette i gang prosjektet. Det er vanskelig å bruke vanlige analytiske beregningsmetoder, og vil se nærmere på numeriske løsningsmetoder. Mest aktuelt er det trinomiske treet, som gir en god tilnærming.

8.4. Trinomiske trær

En robust fremgangsmåte å konstruere trinomiske trær er utviklet av Hull og White i 1990 med forbedringer i 1994 og 1996. (Hull 2000, kap. 19) Treet lages med I_{\max} tidsskritt i lengderetningen og inntil J_{\max} variabelskritt på oversiden og på undersiden av midtaksen. Tidshorizontene er lange og det er hensiktsmessig å avgrense utfallsrommet ved å begrense bredden på treet på bakgrunn av variansen og middelreturtallet. Treparametrene kommer fra en modifisert utgave av prismodellen, og for å unngå negative priser, benyttes logaritmen til prisen når vi utvikler treet. De viktigste parametrene er $\kappa_t=0,035$ og $\sigma_t=0,1008$ (Aronsen 2002). Treet har innebygde sesongvariasjoner, akkurat som prismodellen. Dermed kan man se på det trinomiske treet som en slags diskretisering av prismodellen. Imidlertid startet treutviklingen alltid om vinteren, for å forenkle sammenligningen av resultatene.

8.5. Fremgangsmåte

Først spennes et trinomisk tre opp med like lang tidshorizont som analysehorizont. Med utgangspunkt i elprisen i hver node regnes verdien av kraftverket V (fremgangsmåte i kapittel 41). (verdien kraftverk) Verdien av opsjonen med å vente A blir dermed i hver node (i,j) lik $A_{i,j}=\max\{V_{i,j}-I, K(A_{i,j})\}$ der $K(A_{i,j})=0$ i aller siste nodekolonne og $K(A_{i,j})$ er forventningsverdien av opsjonen i nodene $i+1$ justert for overgangssannsynlighet, og I er investeringskostnaden. For en vanlig node blir det

altså $K(A_{i,j}) = (p_o * A_{i+1,j+1} + p_m * A_{i+1,j} + p_n * A_{i+1,j-1}) * \text{diskont}$. Opplysningene om hvorvidt opsjonen løses inn tas vare på i matrisen Y . Ved den laveste innløsningsnoden kan leses ut P^* .

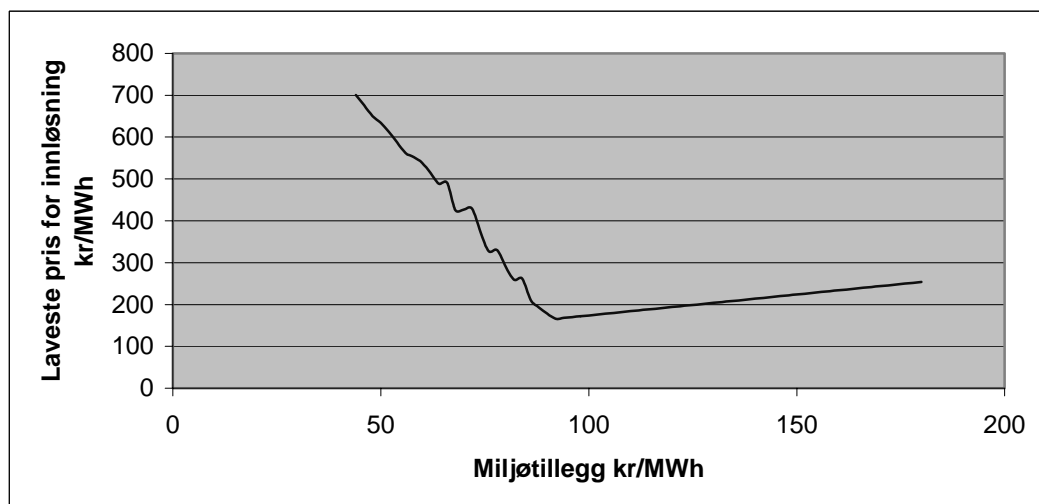
8.6. Beregninger

8.6.1. Med opprinnelige parametre

Med de opprinnelige parametrene får opsjonen aldri verdi, fordi verdien av inntektene minus utgiftene aldri overstiger investeringskostnaden. $A_{i,j}=0$ for alle (i,j) .

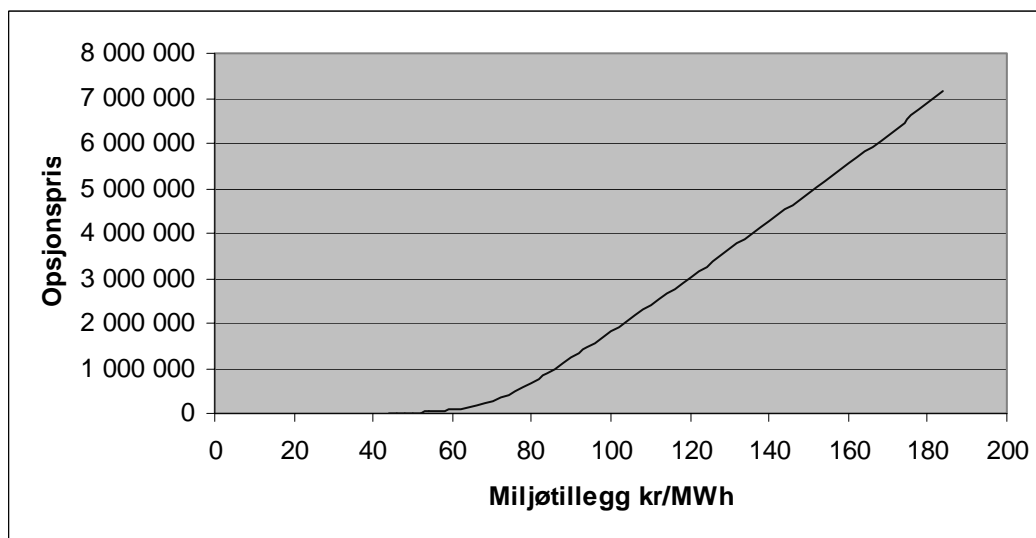
8.6.2. Miljøtillegg/ sertifikater

I figur 8-1 avbildes elprisen i laveste innløsningsnode som funksjon av et miljøtillegg. Man kan også se på dette tillegget som en produksjonsstøtte eller prisen på et miljøsertifikat. Viktig er det å poengtere at dette tillegget hever alle prispunkter med samme verdi, fordi variansen og middel-retur-tallet er det samme. For sertifikatpriser under 44 kr/MWh får ikke opsjonen en verdi. Støyen på grafen kommer av at punktene stammer fra et trinomisk tre med diskrete priser, og er derfor i denne sammenheng strengt tatt tilfeldig. Sertifikatverdien på ca 91 kr/MWh, som gir den laveste innløsningsprisen som er 165 kr/MWh, er imidlertid interessant. Den gir oss en indikasjon på hvilket prisnivå P^* ligger i, man er garantert å få inntekt for sertifikatet. Etter dette punktet stiger grafen lineært fordi opsjonen har verdi i en av de nederste nodene. Dermed blir ikke denne delen av kurven så interessant.



Figur 8-1 Sammenheng sertifikatpris og P^*

Grafen i figur 8-2 er lettest å tolke dersom man tenker seg at opsjonsprisen er hvor mye man er villig å betale for å beholde retten til å bygge kraftverket i forhold til miljøsertifikatverdien. En sertifikatverdi på 91 kr/MWh vil kunne gi inntekter nok til å dekke bygging, drift og vedlikehold. Ut fra figur 8-1 ser vi at for sertifikatpris på 91 kr/MWh, er man villig til å betale inntil ca 1,3 millioner kr for å beholde konsesjonen.



Figur 8-2 Opsjonspris som funksjon av sertifikatpris

Prøver man å optimalisere rundt sertifikatpris, opsjonspris og utvidet nåverdi, får man følgende resultater. Inntekt er regnet ut fra forventet spotpris over analyseperioden (167 kr/MWh) og investering, drift og vedlikehold er som i kapittel 40 Tall i millioner kroner.

Sertifikatpris	79	78	77	91
Inntekt elsalg	10,35800	10,35800	10,35800	10,35800
Opsjon	0,62426	0,57775	0,53248	1,28370
Inntekt sertifikat	5,11738	5,05260	4,98783	5,8947
Investering	13,0000	13,0000	13,0000	13,0000
Drift og vedlikehold	2,91400	2,91400	2,91400	2,91400
Sum	0,18564	0,07436	-0,03591	2,90950

Fra tallene ser man at et sted mellom 77 og 78 kr/MWh blir den utvidete nåverdien 0. P^* er i dette tilfellet drøyt 300 kr/MWh.

8.6.3. Tradisjonell vs moderne nåverdi

Når opsjonsverdien er null, er tradisjonell (statisk) nåverdi den samme som den moderne (utvidete) nåverdien. Med en miljøsertifikatpris på 44 kr/MWh får opsjonen en verdi, nemlig 1244 kr. Men først ved sertifikatpris på 78 kr/MWh blir opsjonsverdien på 577 700 kr og gir et stort nok bidrag for å gi null i moderne nåverdi. Tradisjonell nåverdi er i dette tilfellet negativ, – 577 700 kr. Man skjønner raskt at i det ene tilfellet avvikles prosjektet, i det andre ikke.

8.7. Konklusjon

8.7.1. Foreløpig oppsummering

Med parameterkonstellasjonen fra tilpassingen lønner det seg aldri å sette i gang byggingen. Utvidet nåverdi er lik statisk nåverdi. Man kan rett og slett avvikle prosjektet med en gang. Hovedgrunnen til at verdien av inntektene blir lave, ligger i prismodellens natur, dens parameterverdier med blant annet middel-returegenskapen og en langsiktig middelpriis på 167 kr/MWh. Sannsynligheten for at modellen predikerer riktig er stor under herskende rammevilkår. Dessverre vil ikke en såpass enkel og regnevennlig modell klare å fange opp store hopp og forandringer i politiske rammebetingelser. Det er heller ikke meningen. Uten radikal prisøkning (eller lavere investering), kan prosjektet dessverre ikke videreføres.

8.7.2. Aspekter som er med på å gjøre prosjektet lønnsomt

Som allerede antydnet under kapittel 8.6.2 vil et parallellmarked med sertifikater, kunne gi en høyere inntekt. EUs energidirektiver tyder i retning nettopp slike finansielle instrumenter, snarere enn direkte subsidier. Ekspertene snakker om sertifikatverdier på fra 100 kr/MWh og oppover. Siden dette prosjektet "bare" trenger 78 kr/MWh, ligger det jo meget godt an. Imidlertid er mye ennå uavklart på den fronten. Produksjonsstøtte og/eller byggestøtte vil også kunne gjøre prosjektet lønnsomt. I dag finnes det i Norge ordninger med 25% byggetilskudd og en produksjonsstøtte på

inntil 50 kr/MWh. Dette vil imidlertid også gjelde alle andre konkurrerende prosjekter innen ny fornybar energi.

Good-will i markedet er noe mer vanskelig å sette verdi på, det være seg premissgivere eller kunder. Det samme kan man si om verdien av å være først på markedet, med fordeler blant annet som å sette standard, nyhetens interesse, positiv medieomtale. Det er i hvert fall ingen tvil om at alt dette har en verdi, både i form av seg selv og mersalg.

8.7.3. Sesongvariasjonens påvirkning

En pris på 300 kr/MWh forekommer sjelden om sommeren, og man ville kanskje synes at det halve var en god pris. Om vinteren er derimot 150 kr/MWh er uakseptabel pris. Siden det trinomiske treet alltid starter om vinteren, vil sammenligningsgrunnlaget være vinterpriser. Inntektene er sesongjustert slik at de til enhver tid stemmer. Man vil også observere at opsjonen vil som regel innløses vinteren, nettopp når prisene er høye. Dermed får sesongvariasjonen liten innvirkning på beslutningen akkurat i denne sammenhengen.

9. Oppsummering/konklusjon

Helt sikkert er det at verden trenger nye energikilder, da svært mye av energien i dag utvinnes fra ikke-fornybare kilder. Tidevannskraftverk representerer noe av det man er ute etter når det gjelder ny fornybar energi. For å kunne evaluere prosjektet er det utviklet en enkel stokastisk modell for spotprisen i elkraftmarkedet i Norden. Den brukes til å finne nåverdien av et kraftverk satt i drift. Denne verdien er beregnet til å være 7,4 millioner kroner med forutsetninger om at markedet holder seg relativt stabilt i nærmeste fremtid. Imidlertid blir ikke investeringskostnaden på 13 millioner kroner og drift- og vedlikeholdskostnaden på 2,9 millioner kroner dekket inn.

Oppgaven har presentert relevante tekniske forhold, forklart og begrunnet en rekke valg om dimensjonerings, utseende og underliggende teknologi. Ut fra disse opplysningene har det vært mulig å fastslå byggekostnader og forklare drift- og vedlikeholdskostnader.

Videre er verdien av en konsesjon for å bygge et tidevannskraftverk beregnet. Med de kraftpriser som forventes å opptre i nærmeste fremtid, vil det heller ikke lønne seg å vente med å bygge kraftverket. Med mindre radikale forandringer opptrer på verdens energimarkeder, vil prosjektet vanskelig kunne ferdigstilles. Imidlertid krever EUs energidirektiver en andel på 22,3% fornybar energi av etterspørselen innen 2010, og det er snakk om å innføre et finansielt marked for ”grønne sertifikater” for å skape incentiver for å nå målet. Med en gang prisen for et slikt sertifikat kommer over 78 kr/MWh, lønner det seg å videreføre prosjektet. Beslutningstakerne må riktignok observere en kraftpris på ca 300 kr/MWh før selve byggingen av et kraftverk kan starte. Kryper sertifikatprisen over 91 kr/MWh, behøver ikke kraftprisen være høyere enn 166 kr/MWh for å sikre lønnsomheten. Ekspertene har uttalt at sertifikatprisen forventningsvis vil ligge fra 100 kr /MWh og oppover. Nederland opererer med en skattefordel (REB) på hele 60€/MWh. Med slike fremtidsutsikter, forstår man at tidevannsprosjektet vil kunne gi god avkastning for sin eier.

10. Litteratur- og referanseliste

- Polarkonsult (2001), *Forstudie av tidevannsturbin*, Polarkonsult, Harstad
- Aronsen, Gunnar (2002) *Driftplanlegging i vannkraftproduksjon – en realopsjonstilnærming*, NTNU, Trondheim
- Aronsen, Gunnar & Dybdahl, Dag M. (2001) *Pris og tilsig i driftsplanleggingsproblemet*, NTNU, Trondheim
- Berg, Aage (2001) *Analysen av tidevannsturbin ved 6 knop strøm*, Marintek, Trondheim
- Bjerksund, P. & Rasmussen, H. & Stendland, G. (2000) *Valuation and Risk Management in the Norwegian Electricity Market*, Norwegian School of Economics and Business Administration (NHH)
- Black, Fischer (1975) "The Pricing of Commodity Contracts" *Journal of Financial Economics*, Vol 3 1976, pp 167-179
- Branger N. & Haaß J. & Lucke C. (2001) *Skript zur Vorlesung Investitions- und Finanzplanung unter Unsicherheit Teil 2: Realloptionen* Universität Karlsruhe
- Clewlow, Les & Strickland, Chis (2000) *Energy Derivatives: Pricing and Management Risk*, Lacima Publications, London
- Clewlow, Les & Strickland, Chris (1999) *Valuing Energy Options in a One Factor Modell Fitted to Forward Prices*, University of Sidney
- Deng, Shijie (2000) *Stochastic Models of Energy Commodity Prices and Their Applications: Mean Reversion with Jumps and Spikes*, University of California
- Dixit, Avinash. K & Pindyck, Robert S. (1994) *Investment under Uncertainty*, Princeton University Press, New Jersey
- Fleten, Stein-Erik (2000) *Portfolio Management Emphasizing Electricity Market Applications, A Stochastic Programming Approach*, Dr.ing.avhandling NTNU Trondheim
- Fleten Stein-Erik & Lemming, Jacob (2001), *Constructing Forward Price Curves in Electricity Markets*, NTNU/Risø National Laboratory, Trondheim/Roskilde
- Gjermundsen, Tor & Jensen, Lars (?) *Economic Risk- and Sensitivity Analyses for Hydro-power Projects*, Statkraft Grøner, Trondheim
- Hartmann, Christian & Nilsen, Robert (2002), *Generatorløsning for tidevannskraftverk*, SmartMotor, Trondheim
- Henriksen, Svein D. (2001a) *Konseptstudie – Delrapport 1 Foreløpig lokaliseringsundersøkelse med vurdering av potensial mellom Saltstraumen og Grense-Jakobselv*, HTET, Harstad

- Henriksen, Svein D. (2001b) *Konseptstudie – Delrapport 2 Foreløpig produksjons- og økonomiberegninger*, HTET, Harstad
- Henriksen, Svein D. (2001c) *Konseptstudie – En studie av teknologi for uttak av energi i lavhastighets vannstrømmer*, HTET, Harstad
- Henriksen, Svein D. (2002a) *Notat En spennende, ny praktisk løsning for generatordrift*, HTET, Harstad
- Henriksen, Svein D. (2002b) *Sammendrag – Fra studie (og innledende utvikling) av teknologi for uttak fra lavhastighets vannstrøm*, HTET, Harstad
- Henriksen, Svein D. (2002c), *Samtaler mars-juni 2002*, HTET, Harstad
- Hull, John C. (2000), *Options, Futures and Other Derivative Securities*, 4. utg, Prentice Hall, Englewood Cliffs, USA
- Kellerhals, B. Philipp (2001) *Pricing Electricity Forwards under Stochastic Volatility*, Eberhard-Karls-University, Tübingen
- Koekebakker, Steen & Lien, Gudbrand (2001) *Term Structure of Volatility and Price Jumps in Agricultural Markets – Evidence from Option Data*, Agder University College/Norwegian Agricultural Economics Research Institute
- Lucia, Julio J. & Schwartz, Eduardo S. (2001) *Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange*, Universidad de Valencia/UCLA
- Olsen, Trygve (2002a), *Sammenligningsstudie av to ulike generatorløsninger for tidevannsturbin*, Polarkonsult, Harstad
- Olsen, Trygve (2002b), *Notat Kontroll av søylens egenfrekvens i forhold til virvelavsløsningsfrekvens*, Polarkonsult, Harstad
- Olsen, Trygve (2002c), *Notat Sammenligningsstudie av monopile og trekantramme for opplagring av hydraturbiner*, Polarkonsult, Harstad
- Paish, Oliver (1995), "Tidal Stream Energy: Zero-head Hydropower" *Hydropower into the Next Century*, Barcelona
- Pilipović, Dragana (1998), *Energy Risk, Valuing and Managing Energy Derivatives*, McGraw-Hill, New York, USA
- Ravlo, John, (2002) *Markeder for fornybar energi og grønne sertifikater i Europa*, Eurokraft Norge, Temadag EBL 13.3.02

Roti, Dag I. (2002), *Notat Vannmøller Sugeankre – Fundamentering*, Noteby/Mulitconsult, Tromsø

Ruud, Anders (2002) Samtale Høvik 13. mars 2002

Schwartz, Eduardo S. & Smith, James E. (2000) "Short-term Variation and Long-term Dynamics in Commodity Prices" *Management Science*, Vol 46, No 7 July 2000, pp 893-911

Schwartz, Eduardo S. (1997) "The Stochastic Behaviour of Commodity Prices: Implications for Valuation and Hedging" *Journal of Finance*,

Schwartz, Eduardo S. (1998) "Valuing Long-term Commodity Assets" *Financial Management*, Vol 27, No 1, 1998 pp 57-66

Stjernström, Bo (1992), "Small Hydro for Tidal Barriers" *Small Hydro 1992*

Tjøtta, Erik (2002) Samtaler Høvik februar og mars 2002

Vindmølleindustriens hjemmeside www.windpower.dk

Øye, Ivar & Krasilikov, Vladimir & Berg, Aage (2001) *Analyse av tidevannsturbin*, Marintek, Trondheim

Øye, Ivar (2002), *Analyser av turbinkonsept*, CFD norway, Trondheim