

Selvstendig arbeid innen masterstudiet i økonomi og administrasjon, hovedprofil Finansiell økonomi.

Vil en kraftkabel for kraftutveksling mellom Norge og Tyskland være lønnsom?

Hensikt: Å utlede hvorvidt en kraftkabel mellom Norge og Tyskland vil være et lønnsomt prosjekt, og således attraktivt for private investorer.

Veileder: Professor Lars Mathiesen

Av Andreas Thon Aasheim

”Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen inntår for de metoder som er anvendt, de resultater som er fremkommet eller de konklusjoner som er trukket i arbeidet.”

I. OPPSUMMERING AV OPPGAVEN

Hovedpunkter:

- Utredning av inntektsgrunnlaget
- Verdivurderinger av prosjektet
- Sensitivitetsanalyser av prosjektet

Ved hjelp av historiske priser og omsatte kraftderivater har jeg beregnet inntektene en kraftkabel mellom Norge og Tyskland vil forventes å generere over prosjektets levetid. Disse inntektsberegningene danner grunnlaget for en verdivurdering av prosjektet i form av en nåverdiberegning, som viser at kabelen vil være svært lønnsom. Inntektene basert på de historiske dataene hentet fra kraftbørsene NordPool og EEX ligger under de fremtidige inntektene jeg har beregnet ut fra de omsatte derivatene på de to kraftbørsene. Dette gjør at den beregnede lønnsomheten i fremtiden ligger klart over den historisk beregnede lønnsomheten.

Sensitivitetsanalysen av prosjektet viser at gjeldsgraden, og dermed det vektete avkastningskravet, sammen med utnyttelsesgraden av kabelens kapasitet er svært avgjørende for prosjektets lønnsomhet. Det samme gjelder selvfølgelig forskjellene i prisnivåene i de to markedene.

”Aasheim har tatt for seg en veldig interessant og kontroversiell problemstilling i sin avhandling - er det lønnsomt å integrere de nordiske og kontinentale kraftmarkedene og hvordan bør et slikt prosjekt finansieres. Institusjonelle investorer innen segmenter som for eksempel infrastruktur vil følge nøye med på muligheter til å investere i prosjekter som GERLINK. For Norge vil en slik åpning for privat kapital føre til at kabler til Europa bygges ut raskere enn om staten skal stå bak.

Europa står foran et generasjonsskifte innenfor elektrisitetsforsyning. Et ønske om å skifte til produksjon fra fornybare, karbonfrie teknologier og økt forsyningsikkerhet sammenfaller med at kraftverkene som ble bygget på 70/80-tallet, hovedsaklig atom- og kullkraftverk nærmer seg slutten av forventet levetid. Den totale investeringskostnaden frem til 2020 er estimert å overstige 500 milliarder Euro. Norden har tradisjonelt dratt nytte av et kraftoverskudd og et stabilt overføringsnett. Svakheter i stamnettet og aldrende atomkraftverk i Sverige reiser nå spørsmål ved hvor lenge dette vil vare.

Klassisk porteføljeteori tilsier at integrering av de europeiske kraftmarkedene vil redusere behovet for reservekraft i de individuelle markedene. Norsk vannkraft korrelerer ikke med russiske gassleveranser og driftsstans i svenske atomkraftverk. Negative korrelasjon blant de forskjellige kraftkildene kan dermed redusere den totale kostnaden for reservekraft og en sikker elektrisitetsforsyning.”

- Jens Thomassen, Director, HgCapital

”Norge trenger utvekslingskapasitet med omverdenen, vinteren 2010 har vist dette, og fremtidige investeringer i både kraftkrevende industri og i ny energiproduksjon avhenger av dette. Det er viktig at alle aktører har muligheten til å bidra til denne utbyggingen, både statlige og private aktører må kunne være med på å gi Norge muligheten til å utnytte sine naturgitte resurser.

Å gi private aktører muligheten til å bygge kabelforbindelser til Europa er med på å sikre at forbindelsene blir bygd.”

- Øyvind Isachsen, Generalsekretær Norsk Vindkraftforening

II. FORORD

Denne masteroppgaven ble skrevet våren 2010 ved Norges Handelshøyskole (NHH) i Bergen, og oppgaven er min avsluttende oppgave på masterstudiet i Finansiell Økonomi.

Jeg ønsker med dette å rette en spesiell takk til Øyvind Isachsen, Øistein S. Galaaen og Ben Bjørke i NORWEA, for all hjelp i forbindelse med oppgaven. Uten deres innspill og kontaktnett hadde jeg aldri kunnet skrevet denne oppgaven.

En stor takk fortjener også Jens Thomassen i HgCapital. Hans innsikt i de finansielle aspektene knyttet til denne bransjen har vært til stor hjelp i mitt arbeid.

Jeg vil også få takke Håkon Røhne i EGL Nordic for gode innspill og forklaringer knyttet opp mot det tyske kraftmarkedet.

Sist, men ikke minst, ønsker jeg å takke min veileder professor Lars Mathiesen for kyndig veiledning.

Bergen, 16. juni 2010.

Andreas T. Aasheim

III. INNHOLDSFORTEGNELSE

Innhold

1. BAKGRUNN FOR OPPGAVEN	8
1.1 Innledning.....	8
1.2 Kabler fra Norge til utlandet.....	8
1.3 Forutsetninger og antagelser	10
2. TEORI	11
2.1 Verdivurderinger	11
2.2 Diskonteringsrater og avkastningskrav	12
2.2.1 Parametere	12
2.2.1.1 Inflasjon	12
2.2.1.2 Risikofri rente	12
2.2.1.3 Markedets risikopremie	12
2.2.1.4 Gjeldsgrad.....	13
2.2.2 Gjeld	13
2.2.3 Egenkapital	13
2.2.4 Vektet Avkastningskrav	14
2.3 Modellen	14
2.3.1 Historiske kraftpriser	14
2.3.2 Fremtidige kraftpriser.....	15
3. OM KABELN	16
4. OM KRAFTPRISENE OG KRAFTMARKEDENE	18
4.1 Grunnleggende om markedene og prisene.....	18
4.2 Kraftprisene	19
5. KOSTNADER	21
6. INNTEKTER.....	22
6.1 Inntekter basert på historiske priser	22
6.2 Inntekt basert på fremtidige priser	25
6.2.1 Gass- og kullpriser	25
6.2.2 Veksten i verdensøkonomien	26
6.2.3 Futures- og forwardpriser på kraft.....	27
6.2.3.1 Prisforskjeller peakhours.....	29

6.2.3.2	Prisforskjeller utenom peak hour	29
6.2.3.4	Forventet fremtidig inntekt	30
7.	VERDIVURDERING AV GERLINK	32
7.1	Diskonteringsrenten	32
7.1.1	Rentekostnad	32
7.1.2	Avkastningskrav egenkapital	32
7.1.3	Vektet avkastningskrav.....	33
7.2	Verdivurdering basert på nåverdi av kontantstrømmer fra prosjektet	34
7.2.1	Verdivurdering basert på historiske prisforskjeller	34
7.2.2	Verdivurdering basert på fremtidige prisforskjeller.....	35
7.3	Drøfting av resultater	35
7.3.1	Oppsummering resultater	39
7.4	Handelsavtaler.....	39
7.4.1	Tysk industri.....	39
7.4.2	Tenkt handelsavtale	40
8.	SENSITIVITETSANALYSE	41
8.1	Gjeldsgrad.....	41
8.2	Utnyttelsesgrad av kapasitet.....	42
8.3	Endring i valutakurs	43
9.	RISIKO OG KRITIKK AV OPPGAVEN	46
9.1	Risiko	46
9.1.1	Markedsrisiko	46
9.1.2	Finansiell risiko	47
9.1.3	Politisk risiko.....	47
9.1.4	Feil på kabelen.....	47
9.2	Kritikk av oppgaven	48
9.2.1	Maks utnyttelse av kapasitet.....	48
9.2.2	Kostnader	48
9.2.3	Ikke tatt høyde for virkedager/helg	48
9.2.4	Korte tidsserier	48
9.2.5	Samfunnsøkonomiske konsekvenser	49
10.	KONKLUSJON	50
11.	KILDER OG VEDLEGG	52
11.1	Kilder.....	52

Bibliografi	52
11.2 Vedlegg	54
11.2.1 Tabeller	54

1. BAKGRUNN FOR OPPGAVEN

1.1 Innledning

I denne oppgaven vil jeg utrede de finansielle sidene ved et tenkt kabelprosjekt med tanke på kraftutveksling mellom Norge og Tyskland.

Jeg har døpt kabelprosjektet GERLINK, og vil gjennomgående bruke denne benevnelsen på kabelen.

Norge har et kraftoverskudd (Statnett, 2009) samtidig som kontinental-Europa har et stadig voksende kraftunderskudd. Statnetts scenarioanalyser inneholder blant annet et scenario hvor den globale økonomien henter seg inn og vi går inn i en periode med høy vekst. I dette scenarioet mener Statnett at vi vil få et kraftoverskudd på 13 TWh i ett normalår. Et annet scenario, ved jevn vekst i den globale økonomien, og ved økt fokus på og utbygging av vindkraft, vil man ha et kraftoverskudd på 7 TWh i et normalår. Begge scenarioene bygger også på at kraftutveksling mellom Norge og kontinentet er lønnsomt, og at disse forbindelsene bygges ut.

Samtidig er det et stadig økende fokus på ren, fornybar energi, blant annet gjennom EUs mål om 20 % fornybar energi innen 2020. Tanken er således at Norges ressurser i form av vannkraft og andre fornybare ressurser som for eksempel vindkraft kan forsyne Europa med ren, fornybar kraft. Men for å eksportere og importere kraft, trenger man å utbedre kabelkapasiteten til Europa.

Videre er de to kraftmarkedene i Norge og Tyskland såpass forskjellige, at prisdannelsen og de tilhørende prisnivåene avviker i stor grad. I denne oppgaven vil jeg undersøke hvorvidt prisforskjellene er store nok til å gjøre en så tung investering lønnsom. Dette vil jeg gjøre ved å undersøke de historiske prisene i de to markedene, og ved å forsøke å spå de fremtidige kraftprisene basert på en blanding av en fundamental analyse og de eksisterende forwardkontraktene som handles i markedene i dag. Gjennom dette vil jeg regne meg frem til en forventet inntekt for kabelen over dens levetid, og diskontere denne tilbake til nåverdi, for å beregne nåverdien av prosjektet. Det er denne nåverdiberegningen som vil danne grunnlaget for min konklusjon på spørsmålet som stilles i problemstillingen.

1.2 Kabler fra Norge til utlandet

Ideen om kraftkabler med tanke på kraftutveksling fra Norge og til utlandet er ingen ny idé. Allerede i dag har vi flere kabler mot resten av Europa.

Fra Norge har man når denne oppgaven skrives en teoretisk kraftutvekslingskapasitet til kontinental-Europa på 1700 MW. Skagerrak 1, 2 og 3, som går til Danmark, har til sammen en kapasitet på 1000 MW, mens NorNed, som går til Nederland, har en kapasitet på 700 MW. (www.statnett.no)

Skagerrak 1,2 og 3 går altså fra Norge til Danmark, og den første kabelen stod ferdig i 1976, den siste i 1993.

NorNed-kabelen strekker seg fra Feda i Kvinesdal kommune til Eemshaven i Nederland, en strekning, landkabel inkludert, på rundt 580 kilometer. Prosjektet innebærer verdens lengste undersjøiske kraftkabel, og kostet rundt 4,6 milliarder kroner når det stod ferdig i 2008.

Mot Sverige har vi også sterke overføringsforbindelser. Den fysiske overføringskapasiteten mot Sverige er rundt 3500 MW, men den driftsmessige overføringskapasiteten er på 2500 MW. I bilde 1 vises de eksisterende kraftforbindelsene med utlandet på tidspunktet denne oppgaven ble skrevet.



Bilde 1. (Kilde: Statnett)

Samtidig som denne oppgaven skrives, har både Statnett og NorGer, et selskap delvis eid av Lyse Energi, EGL og Agder Energi, konsesjonssøknader inne til behandling vedrørende kabelforbindelser til nettopp Tyskland. (NorGer, 2010) (Statnett, 2010)

Statnett har ved siden av NORD.LINK (til Tyskland) 3 store kabelprosjekter i planleggingsfasen for de neste ti årene. Frem til 2020 planlegges det kabelforbindelser med kontinental-Europa og Storbritannia med en samlet kapasitet på inntil 4200 MW. (Statnett, 2010)

1.3 Forutsetninger og antagelser

I denne oppgaven har jeg satt opp en rekke forutsetninger, og gjort en del antagelser.

Først og fremst ønsker jeg at verdivurderingen knyttet til lønnsomhetsanalysen skal være tuftet på forsiktighetsprinsippet, det vil si at jeg ønsker å legge meg på en linje hvor jeg ikke overvurderer inntektene, eller undervurderer kostnadene. Jeg kommer til å legge meg i det øverste sjiktet hva kostnadsrammen angår, og likeledes være defensiv i inntektsberegningene. Av samme grunn kommer også oppsatte avkastningskrav til å bære preg av mitt ønske om ikke å skape en analyse bygget på et "best case" scenario.

Jeg har også satt som forutsetning av at det ikke vil oppstå hindringer, så vel politiske som økonomiske, som kan umuliggjøre kraftutveksling. Jeg forutsetter også at de to markedene ikke vil endre seg radikalt i løpet av GERLINKs levetid.

Jeg forutsetter, i tråd med lignende kabler, en levetid på GERLINK på 40 år fra ferdigstillelse.

I beregningen av lønnsomheten kommer jeg til å se bort fra eventuelle samfunnsøkonomiske tap eller gevinster, og jeg kommer ikke til å gå inn på noen analyse av hvilke oppgraderinger det norske overføringsnettlet måtte trenge for å takle den økte trafikken. Disse oppgraderingene antas å komme inn under totalkostnadsrammen til prosjektet, eller å ligge i Statnetts portefølje for nettoppgraderinger i det aktuelle tidsrommet.

Jeg forutsetter også at kabelen får innvilget unntak fra reglene om inntektsregulering av inntektene fra kabelen i prosjektets levetid. Også NorGer har søkt om dette i forbindelse med sin konsesjonssøknad.

- *Når du ikke er systemoperatør, men ønsker å bygge denne typen infrastruktur, vil myndighetene gå inn å regulere inntektene dine. Det er i utgangspunktet en regulering som begrenser oppsiden. Den søker vi unntak fra i 25 år for at investorene våre skal være trygge på å kunne ta en investeringsbeslutning, uttalte kommunikasjonsansvarlig for NorGer, Hans Jørgen Mørland til Montel i forbindelse med søknaden.*

2. TEORI

I dette kapitlet vil den nødvendige teorien bak oppgaven bli presentert.

I 2.1 vil teori knyttet til verdivurderingene bli presentert, spesielt nåverdiberegninger.

Videre, i kapittel 2.2, vil jeg presentere teori knyttet til diskonteringsrater avkastningskrav, herunder CAPM-modellen og vektet avkastningskrav, VAK.

I 2.3 vil jeg forklare hvordan beregningene i modellene mine er gjort.

2.1 Verdivurderinger

Verdivurdering omhandler å bestemme verdien til et prosjekt eller en eiendel. I denne oppgaven vil verdivurderingen være knyttet opp mot GERLINK-kabelen, som er en tenkt kraftkabel for kraftutveksling mellom Norge og Tyskland.

Verdien for investorene i et slikt prosjekt vil være avhengig av hvor mye inntekter kabelen kan generere over livsløpet til kabelen, sammenlignet med kostnadene knyttet til byggingen og vedlikeholdet.

Det beste et selskap kan gjøre for sine aksjonærer er å gjennomføre prosjekter med positive nåverdier. (Brealey, 2008) Dette er direkte overførbart til GERLINK. Dersom nåverdien av prosjektet er positiv, er prosjektet lønnsomt, og bør gjennomføres.

For å finne nåverdien av prosjektet, må kontantstrømmen som genereres diskonteres tilbake til nåverdi, ved hjelp av en diskonteringsrate. Denne raten kommer jeg tilbake til. For å finne nåverdien, må så de diskonterte kontantstrømmene trekkes fra investeringskostnaden, i denne oppgaven kalt C_0 .

For en ettårig nåverdiberegning, vil nåverdiberegningen uttrykkes som:

$$C_0 + \frac{C_1}{1+r}$$

I denne formelen er C_0 investeringen, og således vil den ha negativ verdi. C_1 er kontantstrømmen for år 1, altså inntektene minus de påløpte (drifts)kostnadene. Under brøkstreken finner vi diskonteringsraten $1+r$, hvor r er den avkastningen investorer krever å få som belønning for å få pengene tilbake om ett år. Hvordan jeg skal bestemme denne raten, kommer jeg tilbake til i 2.2.

For mitt prosjekt, som vil ha en levetid på 40 år fra det er ferdigstilt, vil jeg måtte diskontere ned kontantstrømmene år for år. Verdien av penger i dag, vil alltid være høyere enn verdien av penger om et år, så lenge det finnes risikofrie investeringer med positiv avkastning, som for eksempel statsobligasjoner.

Jeg kommer til å bruke Excel til å diskontere ned kontantstrømmene år for år, og vil bruke akkurat den samme formelen. Formelen for å diskontere ned fremtidig kontantstrøm blir således:

$$PV = \frac{C^n}{(1+r)^n}$$

Hvor n er året kontantstrømmen genereres.

Nåverdien av prosjektet blir således summen av alle de diskonterte kontantstrømmene, minus investeringen.

$$NPV (\text{net present value}) = C_0 + PV = C_0 + \sum \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

Ettersom C_0 er en investering, blir denne negativ.

2.2 Diskonteringsrater og avkastningskrav

Diskonteringsrater er nødvendige for å sammenligne kontantstrømmer som oppstår i forskjellige tidsperioder. Nåverdien av fremtidige kontantstrømmer er svært sensitiv til hvilken diskonteringsrate som brukes, jo høyere den er, jo mindre blir nåverdien av kontantstrømmene i fremtiden.

Dersom ikke annet er oppgitt, er teorien knyttet til diskonteringsrater og avkastningskrav hentet fra Principles of Corporate Finance (Brealey, 2008)

For å bestemme diskonteringsraten, r , må jeg bestemme både avkastningskravet til egenkapitalen, og rentekostnaden på gjelden.

2.2.1 Parametere

2.2.1.1 Inflasjon

Norges Bank har et styringsmål for inflasjonen på 2,5 %, pålagt av myndighetene. 2,5 % samsvarer således med det forventede inflasjonsnivået for Norge.

2.2.1.2 Risikofri rente

Ettersom de fleste av kontantstrømmene vil oppstå i relativt fjern fremtid, kommer jeg til å benytte meg av norske statsobligasjoner med ti års løpetid når jeg bestemmer den risikofrie renten. Per 15. april 2010 hadde disse en rente på 3,84 %.

2.2.1.3 Markedets risikopremie

Finansdepartementet (Finansdepartementet, 2009) anbefaler å bruke en risikopremie i markedet på 4 %, ned fra tidligere 5 %. Departementets anbefaling bygger på en undersøkelse av avkastning i det norske markedet fra 1920 til og med 2002, og vil legges til grunn i denne oppgaven.

Denne risikopremien vil anvendes til å diskutere avkastningskravet til egenkapitalen, gjennom CAPM.

2.2.1.4 Gjeldsgrad

For å bestemme det vektete avkastningskravet, må jeg bestemme hvor mye gjeld GERLINK skal påta seg. Denne diskusjonen kommer jeg tilbake til senere i oppgaven, men verdt å merke seg er at Statnett i årene 2003-2008 hadde en egenkapitalsgrad mellom 33,8 og 39,2 %, basert på tall hentet fra selskapets årsregnskap.

2.2.2 Gjeld

I Storbritannia bygges det flere kabler finansiert av privat kapital, og disse har tatt opp gjeld til LIBOR + 150-200 basispunkter. Dette tilsvarer den britiske interbankrenten, pluss 1,5 til 2 prosentpoeng. Jeg har også sett på gjeldstrukturen til selskaper innen kraftbransjen, og sett på deres obligasjonsgjeld. Ettersom dette er et prosjekt med utgangspunkt i Norge, velger jeg å se på norske statsobligasjoner, og bruker 10 år lange obligasjoner som grunnlag. Videre vil jeg bruke et snitt av det risikopåslaget jeg har observert på sammenlignbar gjeld, for å danne meg et bilde av rentekostnadene.

Verdt å merke seg, er at rentekostnadene kan trekkes av på skatten GERLINK må betale. Jeg vil i denne oppgaven benytte meg av norsk selskapskatt, pr i dag 28 %.

2.2.3 Egenkapital

Investorer søker etter høy forventet avkastning, og lave standardavvik. I økonomisk terminologi kalles porteføljer som gir den høyeste forventede avkastningen gitt et bestemt standardavvik for "effektive porteføljer". (Brealey, 2008) Av dette følger det at dersom en investor kan låne eller låne ut til en risikofri rente, er det en effektiv portefølje som er bedre enn alle andre: Den porteføljen som tilbyr det høyeste forholdet mellom risikopremie og standardavvik.

Sammensetningen av slike effektive porteføljer avhenger av hver enkelt investors oppfatning av forventet avkastning, standardavvik og korrelasjon, men dersom det ikke finnes informasjonsasymmetri, dersom alle vet like mye, burde alle investorer sitte med den samme porteføljen, nemlig markedsporteføljen. Det er dette som danner bakgrunnen for modellen vi kjenner som CAPM: the Capital Asset Pricing Model.

Når vi nå har slått fast at, i et marked uten informasjonsasymmetri, alle bør holde den samme markedsporteføljen, kan vi begynne å nærme oss hvordan vi skal bestemme avkastningskravet til GERLINKS egenkapital. For å bestemme dette, må vi se på risikoen til prosjektet. For å bestemme risikoen relativt til markedet, ser vi på GERLINKs beta-verdi. Beta-verdien er ett uttrykk for hvor sensitiv GERLINK er til endringer i verdien til markedsporteføljen. Sagt på en annen måte, måler beta-verdien GERLINKs marginale tilførsel av risiko til markedsporteføljen.

For å komme frem til avkastningskravet til GERLINKs egenkapital, må jeg altså bestemme kabelens beta-verdi. Når denne er bestemt, bestemmes GERLINKs forventede risikopremie ut fra CAPM på følgende form:

$$r - rf = \beta(rm - rf)$$

Dette er det samme som: forventet risikopremie til GERLINK = β * markedets forventete risikopremie.

Den forventede avkastningen fra CAPM blir følgelig:

$$rf + \beta(rm - rf)$$

Hvor rf er risikofri rente og rm er markedsporteføljens forventede avkastning.

Å bestemme avkastningskravet til egenkapitalen er ikke enkelt for GERLINK. Det finnes få, direkte sammenlignbare prosjekter, og ingen av dem er handlet i ett effisient marked. Det betyr at noen beta-verdi ikke kan finnes i en næringslivsavis. Det er videre svært vanskelig å bestemme en betaverdi for et slikt prosjekt, og det vil være lite hensiktsmessig i denne oppgaven å forsøke og overprøve de avkastningskravene som allerede er satt i dette markedet. For å bestemme avkastningskravet for egenkapitalen i denne oppgaven, vil jeg derfor bruke et avkastningskrav basert på samtaler med institusjonelle aktører innen denne sektoren.

2.2.4 Vektet Avkastningskrav

Det vektete avkastningskravet bestemmes ved å vekte egenkapitalens og gjeldens avkastningskrav med egenkapitals- og gjeldsgraden.

$$VAK = EK_a * \frac{EK}{TK} + G_a * G/TK$$

2.3 Modellen

Selve lønnsomhetsanalysen er en vanlig nåverdiberegningsmodell, delt opp i to deler.

I del én bruker jeg historiske kraftpriser fra 2002 til og med 2009 for å avdekke hvorvidt GERLINK hadde vært lønnsom om den hadde vært operativ i tidsrommet.

I del to bruker jeg estimer på fremtidige kraftpriser for å beregne lønnsomheten til GERLINK, delvis basert på noen av erfaringene fra del en.

2.3.1 Historiske kraftpriser

I del én, med de historiske kraftprisene, benytter jeg timesvise kraftpriser for Sør-Norge og Tyskland/Østerrike. Tallene er hentet fra NordPool og EEX.com. Tallene strekker seg fra 2002 til og med 2009, og viser spotprisen time for time i perioden, henholdsvis i NOK/MWh og EUR/MWh. Jeg har sortert tallene etter hvilken time i døgnet de stammer fra, og har så gjennomført one sample t-tester på tallene i Minitab, for å avdekke hva snittprisen i hver enkelt av døgnetts 24 timer var i de to områdene i tidsrommet. Dette er gjort for å kunne beregne hva den historiske, forventede

avkastningen er, og for å fjerne store enkeltutslag i prisene, som følge av ekstraordinære hendelser som for eksempel ekstreme kuldeperioder kombinert med tørre år, eller problemer med termiske kraftverk i Europa.

Jeg har justert tallene for sommer- og vintertidsendringer: Den aktuelle timen som blir påvirket når vi stiller klokken. Når vi går til sommertid mister vi en time, så jeg har brukt snittet av timen før og etter for å få en notering, og jeg har delt timeprisen når vi går til vintertid i to, ettersom den registreres dobbelt i tallmaterialet. Ellers er tallene ferdig justert og klare til bruk fra hhv NordPool og EEX.

Neste steg i prosessen er å finne forskjellen i pris i de to markedene, for så å kunne bestemme inntekten GERLINK hadde generert om den hadde vært operativ. Dette er gjort enkelt og greit ved å ta forskjellen i pris, etter at de tyske tallene er gjort om til NOK/MWh, ved å justere de ved hjelp av årsgjennomsnittet av vekslingskursen EUR:NOK for de respektive årene. Grunnen til at jeg har valgt årsgjennomsnittet og ikke daglige noteringer er den svært store arbeidsmengden det ville medført å legge inn de daglige kursene for alle dagene i datasettet med prisene. Det er like fullt min oppfatning at tallene blir presise nok ved årsgjennomsnittet.

Forskjellen i pris er oppgitt i positive tall, ettersom kabelen alltid vil frakte kraft fra det billigste til det dyreste markedet. Videre er prisforskjellen time for time multiplisert med GERLINKs kapasitet, justert for 5 % spenningsstap, slik at et gjennomsnittsdøgns inntekt bestemmes. På denne måten kan man også bestemme den historiske, gjennomsnittlige genererte årsinntekten, som vil danne inntektsgrunnlaget i den historiske analysen.

Det siste steget i prosessen består i å diskontere inntektene over kabelens forventede 40 år lange levetid til nåverdi og sammenligne med kostnadene til å bygge kabelen. Også kostnadene diskonteres ned over byggeperioden. Jeg forutsetter at kostnadene knyttet til byggingen av GERLINK fordeler seg jevnt over byggeperioden på 3 år. Både inntektene og kostnadene diskonteres med det vektete avkastningskravet (VAK), som beskrevet i kapittel 2.2.4 og 7.1.3.

2.3.2 Fremtidige kraftpriser

For å beregne de fremtidige kraftprisene vil jeg danne en prisforventning ved å bruke de futures- og forwardprisene som handles på de to kraftbørsene, samt en fundamental analyse av kull- og gassprisene. For begge markeder finnes det forwards og futures for levering av kraft frem til og med 2015. De historiske tallene og den tilhørende historiske prisforskjellen vil i beste fall kunne fortelle noe om hvordan morgendagen vil bli, men det finnes ingen garanti for at historien gjentar seg. Jeg vil allikevel bruke noen av de erfaringene jeg gjør meg under arbeidet med de historiske prisene under analysen av de fremtidige prisene. Det går primært på prismønsteret for Tyskland i løpet av døgnet.

Kontraktene som omsettes strekker seg ikke på langt nær over prosjektets levetid, men ut fra de kommer jeg til å beregne en forventet årlig inntekt som jeg vil bruke for prosjektets levetid. Dette impliserer at jeg ikke kommer til å legge inn vekst i prisforskjellen mellom landene utover den forskjellen jeg beregner.

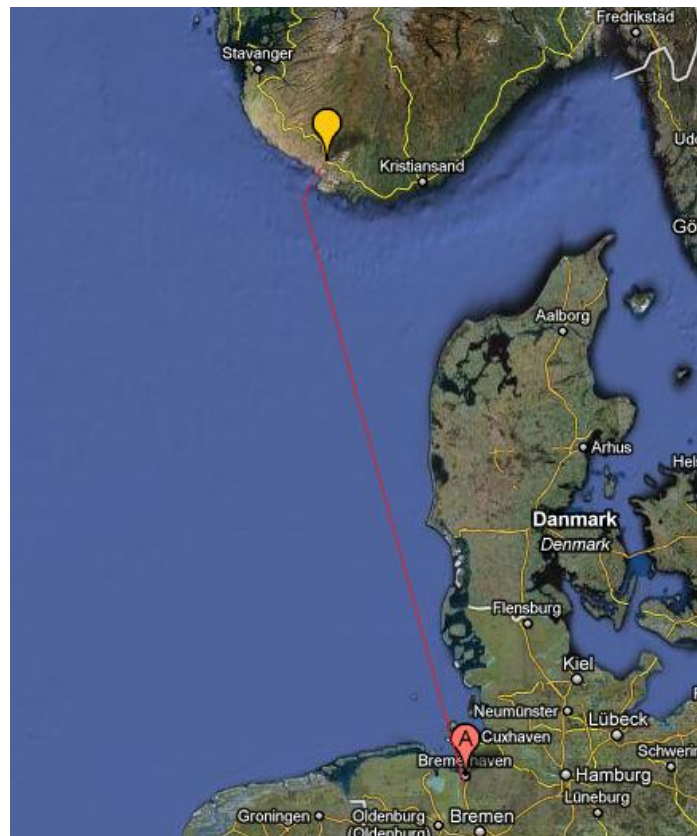
Prisen på forwardkontrakter, og til hvilke nivåer man kan handle kraft i fremtiden på i de to markedene viser hvilket inntektsgrunnlag markedet priser inn per dags dato, og ved å handle

kontraktene i markedet, kan man sikre inntektene allerede nå. Disse kontraktene vil danne en sentral del av diskusjonen.

Selve analysen vil foregå på samme måte som de historiske kraftprisene, når inntektsstrømmene er bestemt.

3. OM KABELEN

GERLINK vil strekke seg fra den norske sørlandskysten, nærmere bestemt Vollesfjord i Flekkefjord kommune, til nordtyskland, nærmere bestemt Bremerhaven, og vil knyttes til det tyske 380 kV nettet sydøst for Wilhelmshafen. Denne traseen er valgt ut fra traseen valgt av NorGer (NorGer, 2010), og innebærer en undersjøisk kabelstrekning på ca 600 kilometer. Kabelens byggetid settes til 4 år, noe som er noe lenger enn byggetiden til NorNed, og i tråd med NorGers forventninger, og tar således høyde for uforutsette problemer.



Kabelens trasé, vist i Google Maps.

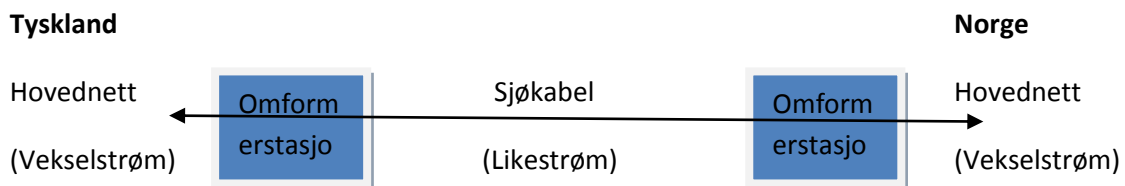
Kabelen vil bli en likestrømsforbindelse med 700 MW kapasitet, og vil knyttes mot de to lands respektive vekslestrømsnett ved hjelp av to omformerstasjoner på land. Rent teknisk vil kabelen bli en klassisk bipol likestrømsforbindelse, en såkalt HVDC Classic. Dette er den samme teknologien som brukes i den eksisterende NorNed-kabelen.

Ved 700 MW oppgis overføringstapene til NorNed å være på 5 % (Statnett, 2004) og dette tallet kommer jeg også til å bruke.
 Kabelens levetid anslås å være 40 år fra driften begynner. (Statnett/TenneT, 2004)



Bilde 3.1 Eksempel på masseimpregnert kabel med kobberleder. (Foto: NorGer)

(figur 3.1: skjematisk fremstilling av hovedkomponentene i prosjektet)



GERLINK i tall

Lengde	Ca 600 km
Totalpris	6 000 000 000 NOK
Kapasitet	700 MW
Levetid	40 år
Overføringstap	5 % ved full utnyttelse av kapasitet

4. OM KRAFTPRISENE OG KRAFTMARKEDENE

4.1 Grunnleggende om markedene og prisene

GERLINKs inntekter vil genereres ved at man kjøper kraft i ett marked og selger det i det andre. For at kabelen skal være lønnsom må prisforskjellene mellom de to kraftmarkedene være store nok, og det må finnes både tilbud av og etterspørsel etter nok kraft til at man fysisk får flyttet nok. Volummessig skal ikke GERLINK ha noen utfordringer med verken tilbud eller etterspørsel. I løpet av 2009 var det underliggende volumet i spotmarkedet for Tyskland på kraftbørsen EPEX¹ på over 370 000 MWh daglig, mens det på Nordpool² daglig ble omsatt et volum på nær 800 000 MWh. Dette viser strengt tatt bare at den nordiske kraftbørsen er mer utviklet enn den europeiske, for på årsbasis forbruker Tyskland rundt 600 TWh (Federal Statistical Office, 2009), mens Norge forbruker rundt 120 TWh. (NVE, 2009)

Når det kommer til prisene i de to markedene, foreligger det store forskjeller. Grunnen til forskjellene i pris, ligger i stor grad på forskjellen i de to kraftmarkedene. Først og fremst må vi huske at elektrisitet ikke kan lagres. Det som produseres, må forbrukes der og da.

Det tyske kraftmarkedet kjennetegnes ved termisk kraft, i all hovedsak kull-, gass- og atomkraft. I Norge stammer den meste kraften fra vannkraft. 98 % av strømmen som produseres i Norge kommer fra vannkraft. (Statnett, 2009) Ettersom vi har et felles kraftmarked med Sverige, vil en del av kraften også komme fra de svenske atomkraftverkene, men den store forskjellen ligger i vannkraften. Mens de termiske kraftverkene er lite fleksible og dyre å justere produksjonsnivået til, er det knyttet lave kostnader til å justere hvor mye kraft som produseres fra vannkraftverk. Dette medfører at vi i Norge kan justere produksjonen av kraft etter svingningene i etterspørselen, og dermed får en relativ jevn pris i løpet av døgnet. Dette er ikke tilfelle i Tyskland. Når industrien stenger for dagen, faller etterspørselen av kraft, men det er for dyrt for kraftverkene å justere tilsvarende i produksjonen, noe som fører med seg betydelige prisfall på kraft.

Håkon Røhne i EGL Nordic forklarer:

- *”Lasten faller 20 % fra dagnivå til nattnivå, mens produksjonen har fleksibilitet til å redusere bare deler av det, uten å påvirke prisen noe særlig. Resten av justeringen må gjøres ved at prisene faller og produksjon med høyere frakoblingskostnad går ut.”*

Ved å knytte disse to markedene sammen, vil man forbedre forsyningssikkerheten for strøm i begge markeder, og man vil kunne øke forbruket av og investeringer i fornybar energi i de to landene. Fordelen med vannkraft er muligheten til å regulere raskt, og denne egenskapen kan gjøre blant annet vindkraft mer attraktivt. Ved å ha vannkraften i bakhånd til eventuelle vindstille dager, vil forsyningssikkerheten til den kombinerte vind- og vannkraften gjøre det mer attraktivt å bygge ut vindkraft.

¹ EPEX er en europeisk kraftbørs, hvor kraft i spotmarkedet for blant annet Tyskland/Østerrike handles. [EPEXspot.com] EPEX er delvis eid av EEX ³.

² NordPool er en felles nordisk kraftbørs, hvor om lag 70 % av det nordiske kraftforbruket omsettes. [Nordpool.com]

Et annet aspekt, som må omtales, er prisutjevningen en slik kabel kan føre til. Som tidligere diskutert, vil en prisutjevning i de to markedene ramme selve inntektsgrunnlaget til GERLINK. Denne problemstillingen diskuteres mer utdypende i kapittel 9.1.1.

4.2 Kraftprisene

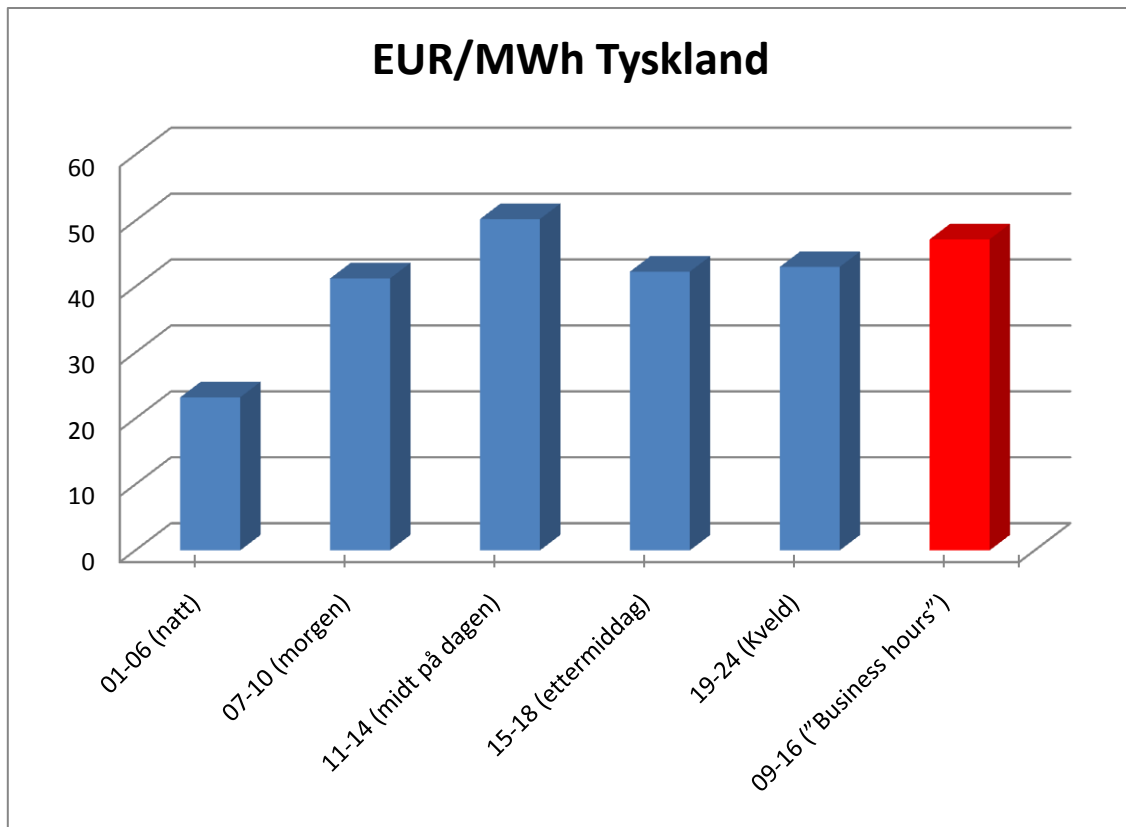
Som jeg kommer til å vise, har det norske markedet relativt jevne kraftpriser døgnet gjennom, mens det tyske preges av store svingninger i løpet av dagen, såkalte intradagssvingninger. Det er disse svingningene GERLINK er tenkt å utnytte.

Den daglige baseloadprisen, som best kan forklares som lavlastsprisen for døgnet, for Tyskland i 2009 lå på 38,85 EUR/MWh. Men som nevnt preges det tyske markedet av store svingninger i løpet av døgnet (intradagssvingninger) i takt med industriens døgnrhythme. Det er således misvisende å se på kun baseloaden, men heller se på intradagssvingningene. Grunnen til det, er at baseloadproduksjonen skal sørge for et visst nivå av kraftproduksjonen, typisk mellom 35-40 % av maksloaden til markedet. I Tyskland er det store, termiske kraftverk som står for denne produksjonen, kraftverk som vanskelig kan justere produksjonen. Når så etterspørselen etter kraft går opp i løpet av dagen, startes ytterligere kraftproduksjon opp, men med høyere marginalkostnad, og dertil høyere kraftpriser. I Norge produseres som sagt det meste av kraften gjennom vannkraft, en kraftproduksjon som har lavere kostnader forbundet med produksjonsjustering.

I tidsperioden mellom klokken 11 og 14, når de tyske prisene i snitt i 2009 var på sitt høyeste, lå prisen i snitt på 50,26 EUR/MWh, mens man på det laveste, mellom klokken 01 og 06, hadde en snittpris på 23,22.

For døgnet grovt inndelt så snittprisene i 2009 slik ut, basert på tall fra EEX³.

³ EEX, European Energy Exchange, er blant Europas ledende kraftbørser. [EEX.com]



Figur 4.1

Som man kan se ut fra figur 4.1, svinger kraftprisene kraftig i løpet av et døgn i Tyskland. Det kanskje klareste tegnet på at det tyske kraftmarkedet er preget av store svingninger, finner vi når vi sammenligner de såkalte "business hours" (i rødt) med nattetid. Mellom klokken 09 og 16 var prisen på strøm i Tyskland mer enn dobbelt så dyr som i løpet av natten, med 47,19 mot 23,22 EUR/MWh.

I Norge derimot, lå døgnprisen i snitt på 296,82 kroner per MWh i 2009, noe som tilsvarer rundt 34 euro, med en årlig europriis på 8,72 (Årlig gjennomsnitt, fra Norges Bank). Det norske markedet preges av en relativt jevn pris døgnet rundt, som vist i diagram 6.1.

Ved å sammenligne det norske med det tyske markedet, avdekker vi til dels betydelige forskjeller, som GERLINK kan utnytte.

For å eksemplifisere, kunne man på nattetid i 2009 kjøpe kraft 11 euro billigere fra Tyskland og selge det i Norge, mens man på dagtid vil kunne gjøre det omvendt. Midt på dagen vil forskjellen være hele 16 euro per MWh mellom de to markedene. Foruten tidspunktene hvor prisene "krysser" (når tyske priser enten er på vei over eller under de norske), ville man i 2009 kommet dårligst ut på morgenen. Allikevel var prisforskjellen på 7 euro. Det er disse forskjellene GERLINK er tenkt å utnytte, dersom det er lønnsomt å bygge ut kabelforbindelse.

For ordens skyld: 2009 var et spesielt år for verdensøkonomien, med en sterk nedkjøling av veksten i den globale økonomien.

5. KOSTNADER

NorNed kostet totalt 4,6 milliarder kroner når den stod klar i mai 2008, og både Statnett og Nexans har i telefonsamtaler bekreftet at en kostnadsramme på 6 milliarder kroner for GERLINK vil være en fornuftig ramme å jobbe ut i fra. Med 6 milliarder er det forfatterens oppfatning at man ligger i det øvre sjiktet for kostnadsrammen.

Inkludert i kostnadsrammen er selve kablet, de to omformerstasjonene, og diverse arbeid ved å knytte prosjektet til de to lands sentralnett. De to omformerstasjonene oppgis å koste rundt 700 millioner hver, noe som gjør at selve kablet vil komme på rundt 4,6 milliarder kroner, om man herunder regner inn alle kostnader foruten stasjonene.

Jeg vil benytte en årlig driftskostnad for GERLINK på 17 millioner kroner, som er det samme som Statnett la til grunn for sin NorNed. (Statnett/NorNed, 2004)

En ytterligere utdypning av kostnadsrammen ligger utenfor denne oppgavens omfang, så jeg kommer videre i oppgaven til å bruke 6 milliarder som kostnadsramme.

6. INNTEKTER

Lønnsom handel mellom to markeder betinger at det er prisforskjeller mellom de to markedene. Dette er ikke annerledes for kraft. Det må finnes prisforskjeller som gjør det lønnsomt å flytte kraften mellom markedene. Som vist i kapittel 4, finnes det til dels store prisforskjeller i de to markedene. I dette kapitlet vil jeg undersøke hvor store prisforskjellene er mellom Norge og Tyskland, og regne ut hvor mye inntekter kabelen kan forvente å generere. Jeg vil bruke to fremgangsmåter for å beregne inntektene. En basert på historiske tall, og en basert på forventninger om fremtiden.

I første omgang vil jeg se på de historiske prisforskjellene i de to markedene. Jeg har brukt tallmateriale fra de to kraftbørsene EEX og NordPool fra 2002 til og med 2009, for å avdekke de reelle, historiske prisforskjellene. Tanken bak dette, er at historien kan gi oss en pekepinn om fremtiden.

6.1 Inntekter basert på historiske priser

Tallene fra EEX og NordPool viser de timebaserte spotprisene for Tyskland/Østerrike og området Sør-Norge, og viser hva en MWh ble solgt for, hver enkelt time, hver dag, i spotmarkedet på de respektive børsene. For å få sammenlignbare tall, har jeg brukt de respektive årsgjennomsnittene for NOK pr 1. EUR, basert på daglige midtkurser notert klokken 14:15. Tallene er hentet fra Norges Bank.

Alle noteringene for hver av de enkelte timene i døgnet gjennom tidsperioden er sortert på timesbasis, og så lastet inn i MINITAB. I MINITAB har jeg gjennomført "one-sample" t-tester, for å avdekke gjennomsnittsprisene, og øvre og nedre konfidensiellintervaller med 95 % sikkerhetsmargin.

Dette er gjort for å finne, med 95 % sikkerhet, hvor store forskjellene har vært historisk, og således danne ett bilde av hvordan dette antas å forløpe i fremtiden. En slik analyse vil ikke være noen garanti for fremtidige prisforskjeller, men kan være med på å avdekke om hvorvidt GERLINK hadde vært lønnsom eller ikke, dersom den hadde vært operativ i tidsrommet.

Under følger en grafisk fremstilling av hvordan kraftprisene i de to landene har svingt i løpet av døgnet, basert på de historiske tallene (diagram 6.1). Grafene viser gjennomsnittsprisen (i NOK, venstre akse) på kraft i de to markedene, time for time, i perioden 1.1.2002 til og med 31.12.2009. Øvre og nedre konfidensintervall med 95 % sannsynlighet vises også for de to landene.

I tillegg viser diagrammet den absolutte prisforskjellen målt i norske kroner.

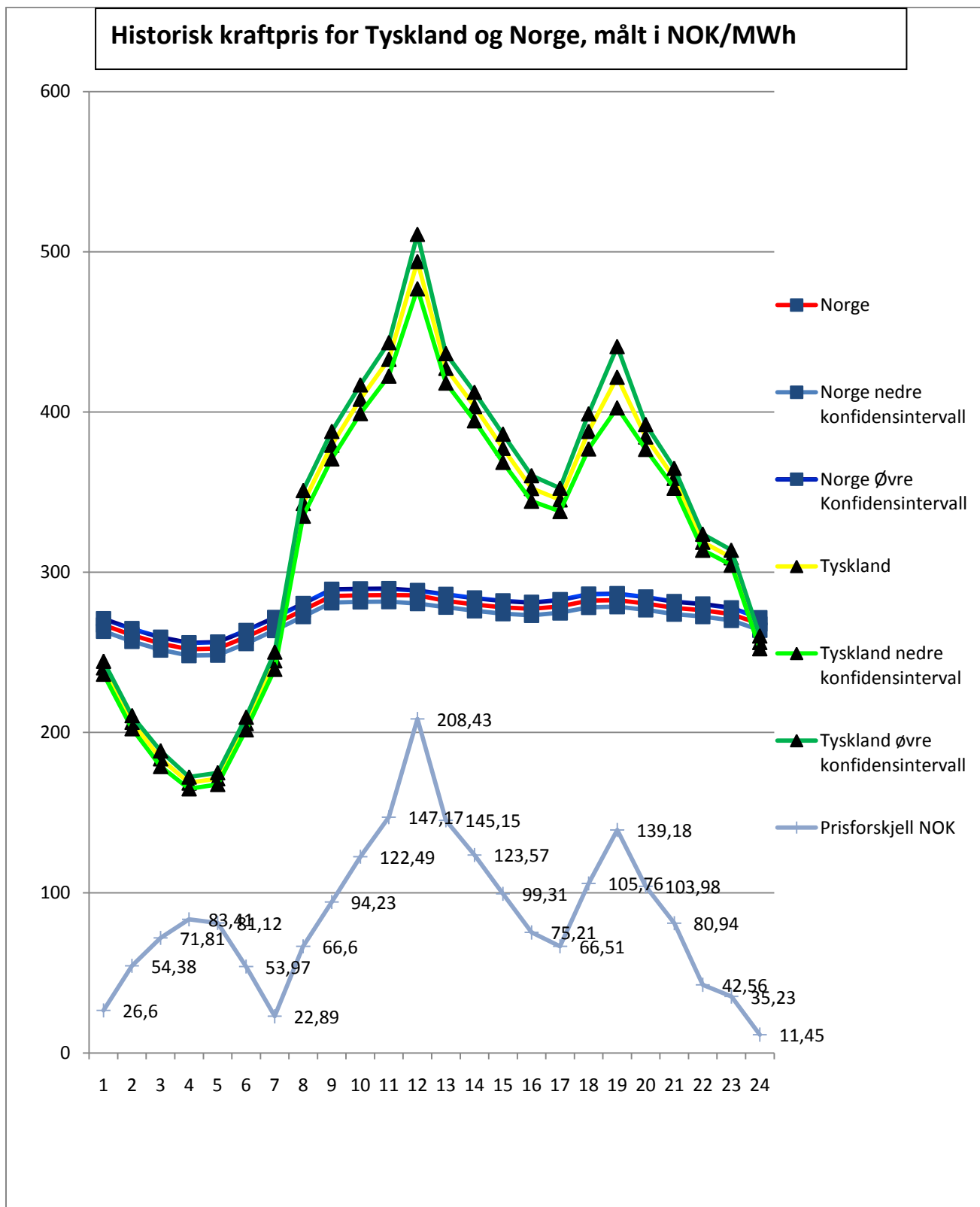


Diagram 6.1

I diagrammet ser vi klart at prisene i det tyske markedet har store svingninger i løpet av døgnet, og sammenlignet med de norske prisene ligger de tyske prisene over i timene 07-24. Diagrammet er basert på resultatene testen i MiniTab gav.

I tabell 6.1 (vedlegg) vises resultatene testen i MINITAB gav. Lengst til venstre står timen i døgnet, før gjennomsnittsprisen per MWh i NOK for de to markedene. Oppgitt finnes også prisen i Euro for Tyskland, ettersom prisene er regnet om til NOK, basert på de historiske vekslingskursene fra Norges Bank. Lengst til høyre vises den absolutte prisforskjellen, målt i kroner. Det er denne forskjellen som avgjør hvorvidt GERLINK hadde vært lønnsom dersom den hadde vært operativ i tidsrommet.

Som vi klart ser, svinger prisene i Tyskland betydelig mer enn hva tilfellet er i Norge. Mens vi i Norge hadde gjennomsnittlige priser i løpet av døgnet på mellom 251 og 285 kroner, altså rundt 12 % fra høyeste til laveste, svingte prisen i Tyskland mellom 168 og 494 kroner. Dette tilsvarer bortimot 66 % forskjell fra høyeste til laveste pris. Som tidligere nevnt er grunnen til de store svingningene i Tyskland en følge av de høye marginalkostnadene ved å produsere kraft utover baseloaden. Å justere kraftproduksjonen er altså dyrt, slik at endring i etterspørselen får til dels store utslag i pris, både positivt og negativt.

For GERLINK er det ikke nødvendigvis svingningene i Tyskland som er interessante, men forholdet til de norske kraftprisene. I så måte er det mer interessant at prisforskjellen mellom de to markedene er oppe i hele 208 kroner for tidsperioden, i timen mellom klokken 12 og 13.

Den gjennomsnittlige prisforskjellen for hele døgnet er i min test for de historiske tallene beregnet til 85,9 kroner. Dette inkluderer forskjellene både i de timene tysk kraft er dyrest, og i de timene norsk er dyrest. I min analyse av inntektene, har jeg beregnet prisforskjellen time for time, og beregnet forventet inntekt ved å multiplisere prisforskjellen med full kapasitetsutnyttelse av kabelen. Mens den fysiske kapasiteten til kabelen er på 700 MW, er den reelle overføringen mindre, som følge av spenningstap. Som beskrevet i kapittel 3, vil en såpass lang kraftkabel ha et spenningstap på rundt 5 %, noe som medfører at den reelle overføringskapasiteten er på 665 MW.

Jeg har ikke tatt høyde for virkedager og helger. Bakgrunnen for det er at heller ikke future- og forwardkontraktene jeg bruker til å beregne de forventede, fremtidige inntektene i kapittel 6.2 tar høyde for ukedager, og jeg velger derfor å bruke samme tall uavhengig av dag i uken. I tillegg bruker jeg et stort tallmateriale, tallmateriale som ikke tar hensyn til hvilken ukedag, kun hvilken time på døgnet prisene er registrert. Å skulle justere alt materialet for dager i tillegg, ville vært en meget omfattende prosess.

Med dette på plass, har jeg beregnet at man per dag ville hatt en inntekt på 1,371 millioner kroner, noe som tilsvarer rundt **500 millioner kroner per år**, gitt full kapasitetsutnyttelse, dersom GERLINK hadde vært operativ i tidsperioden 2002-2009. Dette er selvfølgelig tall som vil variere med vekslingskursen EUR:NOK. Denne beregningen er gjort ved å multiplisere hver enkelt times prisforskjell med overføringskapasiteten og summert døgnetts inntekt, for så å beregne den årlige inntekten.

Det er verdt å merke seg at 21 % av inntektene i dette scenarioet vil genereres ved kraftutveksling fra Tyskland og til Norge, mens resten genereres ved å eksportere kraft fra Norge til Tyskland. Det betyr at man ville hatt en situasjon med nettoeksport av kraft fra Norge.

6.2 Inntekt basert på fremtidige priser

Å skulle spå fremtidige inntekter for GERLINK innebærer blant annet å danne seg en oppfatning av hvordan kraftpriser generelt vil utvikle seg i årene som kommer. Vi vet fra de historiske prisene at det eksisterer store intradagssvingninger i Tyskland, mens prisene er relativt stabile døgnet i gjennom i Norge, og dette antar jeg at vil fortsette å være tilfellet for GERLINKS levetid. Men for å kunne diskutere kraftprisene i årene som kommer, må man først diskutere hvordan prisene på innsatsfaktorene til de termiske kraftverkene som forsyner Tyskland med kraft i dag vil utvikle seg. Jeg kommer først og fremst til å se på kull- og gassprisene, som omsettes i åpne markeder.

Når denne oppgaven skrives ligger vekslingskursen EUR/NOK rundt 8 kroner ⁴.

6.2.1 Gass- og kullpriser

Både gass- og kullprisene er sterkt avhengige av utviklingen i verdensøkonomien. Tilbakeslaget verdensøkonomien fikk som følge av den internasjonale finanskrisen som fulgte i kjølvannet av problemene i det amerikanske boligmarkedet førte blant annet til store fall i oljeprisen. Olje er en viktig indikator for veksten i verdensøkonomien, ettersom olje er en så viktig innsatsfaktor. Før krisen ble olje omsatt for opp mot 150 dollar fatet, mens man i mai 2009 så priser helt nede i under 50 dollar fatet.

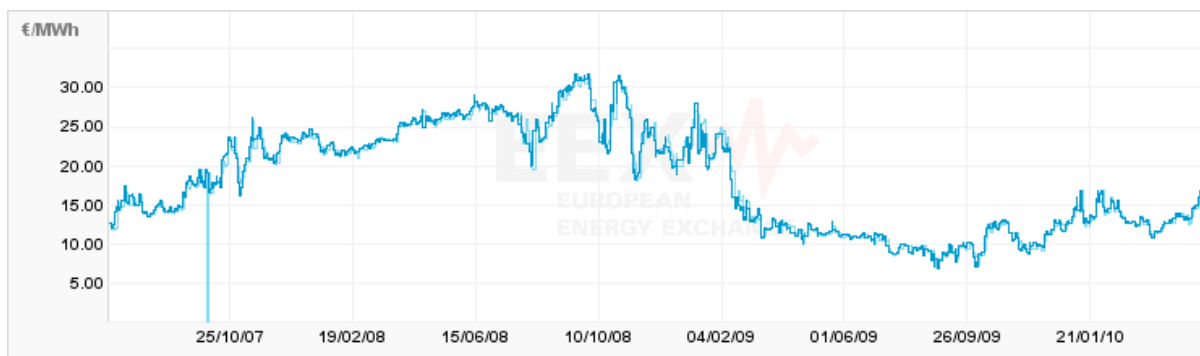


Figur 6.2.1 (www.marketwatch.com)

I figur 6.2.1 ser vi prisutviklingen til råolje, omsatt på NYMEX, med dollar/fatet på høyre akse, og årstall under. Oljen opplevde kraftig prisvekst frem mot sommeren 2008, før oljeprisen ble rammet av et kraftig prisfall som følge av finanskrisen, og de påfølgende resesjonene. Oljeprisen har hentet seg inn, men handles fortsatt langt under prisnivåene man så sommeren 2008.

Mye av den samme utviklingen ser vi når vi studerer kull- og gassprisene.

⁴ I utregningene benyttes en vekslingskurs EUR/NOK på 7,952. (Pr. 15. april.)

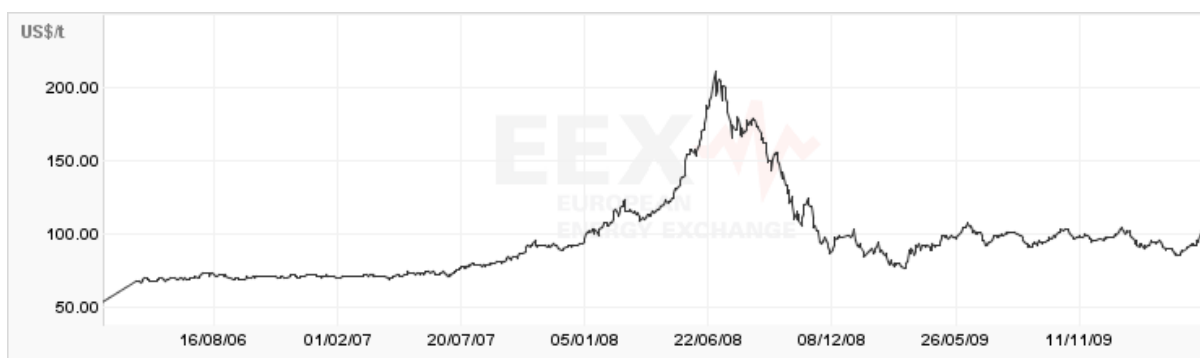


Figur 6.2.2 (www.eex.com)

I figur 6.2.2 viser prisutviklingen i spotmarkedet for gass tilsvarende 1 MWh i Euro.

Også her ser vi klart at tilbakeslaget i verdensøkonomien rammet gassprisene kraftig, etter den sterke prisveksten frem mot sensommeren 2008.

Også i kullprisene finner vi dette bildet.



Figur 6.2.3 (www.eex.com)

Frem til forsommeren 2008 steg kullprisene markant, før prisene falt kraftig som følge av tilbakeslagene. Figur 6.2.3 viser prisen på 1 tonn ARA kull, med levering 30. desember 2011.

For både gass og kull stiger prisen på hva man må betale jo lengre frem i tid leveringen skal skje, når man ser på futurekontraktene for de to produktene.

6.2.2 Veksten i verdensøkonomien

Tilbakeslagene verdensøkonomien måtte tåle fra høsten 2008 har roet seg ned, og veksten har stabilisert seg, men fortsatt preges verdensøkonomien av stor usikkerhet. Når dette skrives, i midten av mai 2010, har uroen i Hellas preget det økonomiske nyhetsbildet i lengre tid, og store redningspakker og nødlån har, i det minste for øyeblikket, reddet den greske økonomien. Men det som skjer/har skjedd i Hellas viser med all tydelighet at vi ikke kan friskmelde verdensøkonomien helt. Utviklingen i kraftprisene vil være sterkt avhengig av utviklingen i verdensøkonomien, og det vil derfor være av betydning å vurdere hvordan veksten i verdensøkonomien de kommende årene vil slå ut i olje-, gass- og kullprisene.

Jeg har valgt å skissere tre scenarier for verdensøkonomien de kommende år, frem mot 2025. Dette er ikke tilfeldig valgt, det er samme tidshorisont som Statnett bruker i sin scenarioanalyse (Statnett, 2009), som jeg vil bruke som referanse.

1. Stillstand

De globale tilbakeslagene i økonomien fører oss inn i en langvarig resesjon. Veksten i verdensøkonomien vil ligge rundt 0, noe som fører til lave råvarepriser.

2. Jevn vekst

Verdensøkonomien henter seg inn, men veksttakten blir lavere enn årene frem til 2008. I dette scenarioet ser vi også en stigning i råvareprisene, men ikke opp mot nivåene før 2008.

3. Sterk vekst

I dette scenarioet vil økonomien hente seg raskt inn, og vi går inn i en ny periode med høy vekst. Under disse forutsetningene vil kraftprisene stige kraftig, ettersom fossilt basert kraftproduksjon blir vesentlig dyrere som følge av de høye olje-, kull- og gassprisene.

Statnett har i sin nettutviklingsplan (Statnett, 2009) regnet seg frem til følgende priser på hhv olje, kull og gass i 2025 for sine tre scenarier som baserer seg på de samme forutsetningene som jeg har lagt til grunn, i tillegg til en del andre. Prisene Statnett har regnet seg frem til vises i tabell 6.2

	Stillstand	Jevn vekst	Sterk vekst
Oljepris, \$/fat	35	85	120
Gasspriser, \$/Mbtu	4	9	13
Kullpris, \$/tonn	50	75	110

Tabell 6.2

En lignende analyse som den Statnett har gjennomført ligger utenfor denne oppgavens omfang, men dersom man ser for seg at verdensøkonomien vil hente seg inn, har Statnett regnet seg frem til at gass- og kullprisene vil ligge på dagens nivå, eller høyere, avhengig av veksttakten. Spørsmålet er hvordan dette vil slå ut i kraftprisene for Tyskland.

6.2.3 Futures- og forwardpriser på kraft

I både det nordiske og det tyske markedet omsettes det til dels store volumer i forward- og futuresmarkedet, det vil si kontrakter for salg og levering av kraft på en bestemt dato i fremtiden. Disse prisene representerer hvor mye forbrukere av kraft vil betale for kraft på et gitt tidspunkt i fremtiden. Disse prisene er ingen garanti for hva prisen faktisk blir, men kan brukes som en indikator på hvor prisnivået vil ligge. Mer interessant for denne oppgaven, er det at man kan låse inn inntekter allerede i dag, ved å handle derivatene i markedet nå, slik at man vet hva man kan kjøpe og selge kraft for ved ferdigstilling.

Jeg har i tabellen under samlet prisene man må betale for en kontrakt for 1 MWh kraft i de kommende årene. Leveringsraten er 1 MW, og kontrakten er på 8.760 MW, altså 8.760 MWh. Tallene ble hentet inn fra NordPool og EEX den 3. mai 2010, og er oppgitt i Euro per MWh. De norske tallene er forwardpriser, mens de tyske er futures, hvilket innebærer at kontantstrømmene fra de

forskjellige instrumentene er noe forskjellig. Forwardkontraktene har oppgjør ved levering/underveis i leveringsperioden, mens futureskontraktene har daglige oppgjør i løpet av tradingperioden. Dette er dog de mest sammenlignbare prisene som eksisterer. Tallene i tabell 6.3 viser hva forward- og futureprisene lå på per 3. mai 2010, og de tilhørende prisforskjellene.

År	Norge	Tyskland base	Tyskland peak	Forskjell base	Forskjell peak
2011	48,55	52,35	67,8	3,8	19,25
2012	44,35	55,89	73,63	11,54	29,28
2013	44,8	58,94	77,8	14,14	33
2014	45,5	61,94	81,42	16,44	35,92
2015	46,1	62,65	83,05	16,55	36,95

Tabell 6.3

Mens det for Norge kun foreligger en type forwardkontrakt, kan man i det tyske markedet handle futureskontrakter for både baseloaden og mot peakhours. Den historiske basen er gjennomsnittet man måtte betale for kraft i løpet av døgnet, og når man snakker om fremtidig baseloadpris, blir det hva man må betale for 1 MW hver time i løpet av leveringsperioden, som for disse derivatene er på et år. Kjøperen tjener på dette i peakhours, men man betaler en overpris når prisene er lavere utenom de såkalte business-timene. Og man forplikter seg til å kjøpe totalt 8.760 MWh, altså en MWh hver time, ett helt år.

Derivatene for peakhours gjelder levering av kraft mellom 08:00 og 16:00, og det er, som vi har sett av de historiske dataene, GERLINK vil ha brorparten av sine inntekter.

Ideelt sett skulle man ønske at det fantes slike derivater for hver enkelt time i årene som kommer, for både Tyskland og Norge. Det ville gitt det beste grunnlaget for å bestemme inntektsgrunnlaget for GERLINK. Dette er like fullt ikke realiteten, og jeg må nærme meg det hele på en litt annen måte.

For å beregne inntektene til GERLINK har jeg måtte finne ut til hvilke tidspunkt kraft går til hvilket marked, altså til hvilke tider kraften er billigst i det ene eller andre landet. De historiske tallene, som vist i diagram 6.1, viser at de tyske kraftprisene ligger over de norske fra 07:00 til midnatt. Under forutsetningen at de to kraftmarkedene ikke vil forandre seg drastisk over GERLINKs levetid, vil jeg anta at dette bildet vil fortsette å gjelde, slik at kraftstrømmen på nattestid vil fortsette å gå fra Tyskland til Norge. Det betyr at for resten av døgnet går kraftstrømmen fra Norge til Tyskland.

Videre, så er det den absolutte prisforskjellen (uavhengig av i hvilken retning kraften går) som er avgjørende. Først må det anmerkes at det i prisen på derivatene blant annet ligger en innbakt tidsverdi, ettersom man oppgir en viss renteinntekt på kapitalen man binder opp ved å kjøpe disse derivatene. Denne verdien velger jeg å se bort i fra, ettersom jeg antar at den er tilnærmet lik for derivatene i de to landene. Dette er neppe den hele og fulle sannhet, ettersom kontantstrømstrukturen til de to typene av derivater vi her snakker om er noe forskjellig, men det ligger utenfor denne oppgavens rammer å gå inn på en nærmere diskusjon rundt det.

Det største problemet med å sammenligne tallene, ligger i at baseloadprisen for Tyskland også inneholder prisene fra peakhours. Disse timene trekker opp gjennomsnittsprisen kraftig. La oss derfor starte med å se på de timene av døgnet som vil generere mest inntekter for GERLINK, og som vi også har lettest sammenlignbare tall for, nemlig peakhours mellom 08 og 16.

6.2.3.1 Prisforskjeller peakhours

År	Pris Norge €	Pris Tyskland (peak) €	Forskjell €
2011	48,55	67,8	19,25
2012	44,35	73,63	29,28
2013	44,8	77,8	33
2014	45,5	81,42	35,92
2015	46,1	83,05	36,95
SNITT:	45,86	76,74	30,88

Tabell 6.4

I tabell 6.4 ser vi forskjellen i pris mellom de to markedene i tidsrommet 08-16 basert på de omsatte derivatene per 3. mai 2010. Jeg vil igjen påpeke at det norske kraftmarkedet preges av svært små svingninger i løpet av dagen, noe som gjør at jeg velger å bruke gjennomsnittsprisen (baseloaden) for det norske markedet. Jeg vil også påpeke at tallene ikke tar hensyn til om det er hverdag eller helg.

Som tallene viser, stiger prisen for kraft i peakhours i Tyskland frem mot 2015, og kraftig relativt til norsk kraft. En forklaring på det, kan være at markedet forventer en bedring i den globale verdensøkonomien, noe som vil føre til økte priser blant annet kull og gass. Det i sin tur vil, sammen med økt produksjon i den tyske industrien, føre til en stigning i kraftprisene. Som vist i kapittel 6.2.1, er både gass- og kullprisene inne i en oppadgående trend, og det kan virke som at markedet forventer at denne trenden vedvarer.

Ut fra tallene kan vi også se at gjennomsnittsforskjellen for de neste 5 årene er på nesten 31 Euro, noe som ved en eurokurs på 7,9 er rundt 245 kroner. Ved å bruke denne forskjellen, multiplisert med overføringskapasiteten justert for spenningstap (665 MW) og multiplisert med 8 timer og 365 dager, får man en inntekt på 475 millioner kroner per år.

6.2.3.2 Prisforskjeller utenom peak hour

Etttersom det ikke foreligger timebaserte derivater, blir denne delen basert på en del historiske observasjoner, og en del observasjoner av de omsatte derivatene. De omsatte derivatene, priser i Euro, per MWh, vises i tabell 6.5.

Fra kapittel 4.2 husker jeg at kraftprisene i Tyskland var mer enn dobbelt så høye midt på dagen som på nattetid i 2009. Dette er også tilfellet i resten av det historiske tallmaterialet jeg har brukt, og vil kunne fungere som en pekepinn på hvordan prisnivået vil være også i fremtiden.

Jeg merker meg også, fra kapittel 6.1, at kraftprisene i Tyskland gjør et nytt hopp i timene 18-20, før de faller igjen utover kvelden. Dersom disse historiske bevegelsene også gjelder for fremtiden, er det mulig å gjøre visse antagelser om de fremtidige prisene.

År	Norge €	Tyskland baseload €	Forskjell base €
2011	48,55	52,35	3,8
2012	44,35	55,89	11,54
2013	44,8	58,94	14,14
2014	45,5	61,94	16,44
2015	46,1	62,65	16,55
SNITT:	45,86	58,354	12,494

Tabell 6.5

Om vi ser på gjennomsnittsprisen man må betale for de neste 5 årene, ligger snittet for norsk kraft på 45,9 Euro, noe som tilsvarer 364 kroner. For Tyskland ligger baseloaden på 58,3 Euro, tilsvarende 464 kroner, akkurat 100 kroner mer enn i det norske markedet. Men for å nærme meg de faktiske kraftprisene utenom peakhour, må jeg enda et steg videre.

Jeg begynner med døgnet sine første timer, fra midnatt og frem til 07:00. Dersom jeg antar at de tyske prisene nattetid ligger på rundt halvparten av prisene for peakhour (som observert i kapittel 4.2), betyr det at prisnivået vil ligge under det norske for disse timene. Om jeg setter prisen for disse timene til halvparten av peakhour-prisen, vil prisen for tysk kraft mellom klokken 00:00 og 07:00 tilsvare 38,4 Euro, basert på en snittpris på 76,8 Euro.

Dette betyr i sin tur at man kan kjøpe 1 MWh i Tyskland for rundt 7,5 Euro mindre enn hva tilfellet er i Norge, noe som tilsvarer en årlig inntekt på rundt 100 millioner kroner, gitt 7 timer hvert døgn, full kapasitetsutnyttelse, og en eurokurs på 7,9. Dette stemmer relativt godt med hva jeg observert i kapittel 4.2, hvor forskjellen midt på natten var oppe i 11 Euro. Ved å bruke gjennomsnittsprisen for flere timer, vil det være helt naturlig at den observerte prisen i Tyskland blir høyere, ettersom man får med flere "dyrere timer".

Forutsatt disse kraftprisene, kan jeg beregne den gjennomsnittlige kraftprisen for de siste 9 timene i døgnet. Jeg vil igjen påpeke at gjennomsnittsprisene ikke er en ideell måte å beregne GERLINKS inntekter på, men ved å dele opp døgnet på denne måten, bør anslagene bli fornuftige.

Ved å sette prisen for timene 00 til 07 lik 38,4 Euro, for timene 08-16 til gjennomsnittet til prisene for peakhour-derivatene til 76,8 Euro, og vekte disse prisene med antallet timer de representerer, kan jeg regne meg frem til de resterende 9 timene må ha en gjennomsnittspris per MWh på 57,6 Euro for å få gjennomsnittet av baseload-prisen for futureskontraktene, som er på 58,3 Euro. Dette korresponderer med en årlig inntekt på 208 millioner kroner, gitt de tidligere nevnte forutsetningene.

Skjematisk fremstilt ser døgnet og de korresponderende årlige inntektene i NOK slik ut. (tallene er noe avrundet)

Tid på døgn	Norsk pris	Tysk pris	Forskjell	Retning	Inntekt
00-07	45,86	38,37	7,49	TYS → NOR	101 mill.
08-16	45,86	76,74	30,88	NOR → TYS	476 mill.
17-24	45,86	57,554	11,694	NOR → TYS	203 mill.

Tabell 6.6

6.2.3.4 Forventet fremtidig inntekt

Totalt for året blir den forventede inntekten **781 millioner kroner**, hvorav 680 millioner kommer fra eksport av norsk kraft til Tyskland. Det betyr at rundt 13 % av inntektene stammer fra utveksling fra Tyskland til Norge, klart mindre enn hva tilfellet var for de historiske prisene. Dette skyldes at prisene på dagtid i Tyskland er beregnet høyere enn hva de historiske prisene viser, med høyere inntekter som konsekvens. Det er altså ikke nødvendigvis mer kraft som går til Tyskland, men inntekten fra krafteksporten øker relativt til inntekten på kraftimporten.

Til sammenligning, genererte NorNed 600 millioner kroner i inntekter i løpet av kabelens fem første operasjonelle måneder (Statnett/NorNed, 2008). Dette inntektsnivået lå over forventningene, men viser hvor lønnsom en slik kabel kan være, gitt "heldige" markedsmessige forhold. I det aktuelle tidsrommet hadde Norge unormalt lave kraftpriser, noe som førte til den høye inntekten. Fra åpningen 6. mai 2008 og ut året genererte NorNed 936 millioner kroner, eller 19 % av de samlede investeringene. (Statnett, 2008)

Disse tallene viser også at det nivået jeg har regnet meg frem til kan forsvares.

7. VERDIVURDERING AV GERLINK

Etter at jeg nå har analysert kostnads- og inntektssiden til prosjektet, gjenstår verdivurderingen av prosjektet. Før jeg kan gjennomføre verdivurderingen av GERLINK, må diskonteringsrenten bestemmes.

7.1 Diskonteringsrenten

Som beskrevet i kapittel 2, blir diskonteringsrenten bestemt ut fra eksisterende prosjekter, og sammenlignbare selskaper, og jeg vil komme frem til et vektet avkastningskrav, basert på rentekostnadene og avkastningskravet til egenkapitalen.

7.1.1 Rentekostnad

Jeg velger å bruke ti års statsobligasjoner + 200 basispunkter, noe som tilsvarer $3,84 + 2 = 5,84$ % rente på gjelden. De 200 basispunktene er i det øverste intervallet av sammenlignbart risikopåslag for lignende prosjekter og selskaper innen produksjon, foredling og transport av kraft.

I januar 2010 hadde Statnett (Statnett, 2009) en gjennomsnittskostnad på 5,33 % på sin rentebærende gjeld. Det forutsettes at denne rentekostnaden også reflekterer rentekostnadene knyttet til NorNed, og således vil danne et riktig bilde av rentenivået GERLINK vil kunne vente seg. Sammenlignet med det rentenivået jeg har kommet frem til, ligger vi nær nivået til Statnett, men også noe over. Det er i henhold til mitt ønske om en forsiktighetsbasert analyse.

Verdt å merke seg, er at rentekostnadene kan trekkes av på det skattemessige inntektsgrunnlaget til GERLINK. Jeg vil i denne oppgaven benytte meg av norsk selskapsskatt, noe som tilsvarer 28 %.

Den reelle renten man således må betale, er på $5,84 \% * 0,72 = 4,2 \%^5$

7.1.2 Avkastningskrav egenkapital

For egenkapitalen har jeg etter samtaler med forvalter Jens Thomassen i HgCapital kommet frem til et avkastningskrav på 12 %. Dette er hva institusjonelle investorer har krevd for kraftkabelprosjekter i Storbritannia, og bør være overførbart til GERLINK.

Jeg har også sammenlignet dette avkastningskravet med børsnoterte selskaper innen vannkraft og integrerte elektrisitetselskaper. De tre selskapene United Utilities, Enel SpA og EDF SA har en gjennomsnittsbeta på 0,85, og om man legger til grunn en forventet risikopremie for markedsporteføljen på 4,0 % (Finansdepartementet, 2009) og en risikofri rente på 3,84 %, får man et avkastningskrav ved bruk av CAPM på rundt 7,25 %.

Finansdepartementet har regnet seg frem til en historisk avkastning på aksjer for perioden 1900 til 2009 på 6,3 %, og 6,7 % om man utelukker årene 2008 og 2009. Trekker man fra den risikofrie

⁵ I utregningene brukes en rentekostnad på 4,2048 %.

renten, lander man på rundt 4 %. Den rene aksjepremien, Finansdepartementets forventede realavkastning, ligger på 2,5 %. Dette regner Finansdepartementet seg frem til ved å bruke 5 % realavkastning på aksjer, og trekker fra 2,5 %, som er den forventede realavkastningen på statsobligasjoner. 4 % markedspremie er den markedspremien Thore Johnsen trekker frem som den "riktige" premien i sin rapport om kapitalkostnaden for norske mobilselskaper. (Johnsen, 2005)

Til sammenligning forventer amerikanere en høyere aksjepremie. En spørreundersøkelse Finansdepartementet referer til (Finansdepartementet, 2009), hvor en stor gruppe amerikanske økonomisjefer ble spurt, viser at det forventes en langsiktig (tiårs) aksjepremie på 4.4 % over amerikanske tiårs statsobligasjoner.

7,25 % vil i mine øyne være for lavt, blant annet ettersom dette ikke er en likvid investering på linje med aksjer i børsnoterte selskaper. Likviditetspremien kan forklare noe av det høyere kravet.

Et annet aspekt er tidshorizonten et slikt prosjekt har. Byggetiden på prosjektet kan forventes å være opp mot fire år slik at prosjektet ikke kan forventes å generere positive kontantstrømmer før om tidligst tre år fra byggestart. Arbeidet med den sammenlignbare kabelen NorNed startet opp i februar 2005, og kabelen ble satt i drift i mai 2008. Det foreligger selvfølgelig også betydelig tidsbruk knyttet opp mot forprosjekter.

Sett i lys av disse beregningene, vil et krav til egenkapitalavkastning på 12 % ligge i det øverste sjiktet i mine øyne, og således i tråd med mitt ønske om en analyse tuftet på forsiktighetsprinsippet.

Avkastningskravet til GERLINKs egenkapital vil derfor være **12 %**.

7.1.3 Vektet avkastningskrav

Ettersom jeg i denne oppgaven kommer til å anta at GERLINK vil finansieres ved både gjeld og egenkapital, vil jeg måtte bruke et vektet avkastningskrav, vektet etter hvor stor gjeldsgrad man velger.

For den kraftkrevende industrien vil leveringssikkerhet av kraft være en viktig faktor i planleggingen av produksjon, og dersom GERLINK forhandler frem kontrakter med slik industri om levering av kraft, vil de sikrede delene av inntektsgrunnlaget være et godt forhandlingskort ovenfor bankene. Med slike kontrakter på plass vil GERLINK kunne forsvare en relativt høy gjeldsgrad. Det ligger utenfor denne oppgavens rammer å forhandle frem en slik avtale, men flere aktører jeg har snakket med, bekrefter at jo større og lengre kontrakter man forhandler frem, jo mer gjeld vil bankene være villige til å tillate. Jeg legger til grunn at man vil være i stand til å fremforhandle gode leveranseavtaler for GERLINK og har da fått angitt at en gjeldsgrad opp mot 70 % vil kunne forsvares for GERLINK. En nærmere drøfting av slike avtaler følger i kapittel 7.4.

Videre viser tall fra Statnett at deres gjeldsgrad de siste årene har ligget rundt 65-70 % (Statnett, 2009) Det samme gjelder E.ON. I deres årsrapport for 2009 viser de en gjeldsgrad på 65,2 %. (E.ON, 2009)

Jeg velger å sette GERLINKs gjeldsgrad til 65 %, slik at jeg kan bestemme det vektete avkastningskravet, VAK.

$(0,65 * 4,2\%) + (0,35 * 12\%) = 6,9\%$ ⁶. Det er denne satsen jeg kommer til å benytte meg av for å diskontere ned kontantstrømmene, for å finne en nåverdi av prosjektet.

For å kvalitetssikre, har jeg sammenlignet med de to store, europeiske energiselskapene E.ON og Enel. E.ON oppgir i sin årsrapport for 2009 en VAK på 7,7 %, mens Enel oppdannes gir 7,0 % (ENEL, 2009). Etersom produksjon av kraft vil være mer volatil enn distribusjon, vil det være forsvarlig for GERLINK å ligge i underkant av VAK til disse to selskapene.

7.2 Verdivurdering basert på nåverdi av kontantstrømmer fra prosjektet

For å verdivurdere GERLINK, har jeg valgt å beregne kontantstrømmene prosjektet kan forventes å skape, for så å diskontere disse tilbake til nåverdi. Selve regneoperasjonene er forholdsvis enkle, det er i beregningene av kontantstrømmene utfordringen ligger. Som nevnt i kapittel 2 og utledet i kapittel 6, er verdivurderingen basert på både historiske tall og fremtidige forward/futurespriser.

De historiske prisene vil vise hvorvidt GERLINK hadde vært lønnsom om prisforskjellene i tidsrommet legges til grunn, gitt forutsetningene jeg har tatt. Denne analysen vil ikke være presis nok til å danne et riktig bilde av lønnsomheten. En av grunnene til det, er at jeg bruker dagens kostnadsnivå i analysen, noe som slår kraftig ut. Dette vil fremkomme tydelig i analysen. Allikevel er den viktigste grunnen at historien ikke er noen garanti for fremtiden. Å se på de historiske tallene har på en annen side vært med på å kaste lys over visse deler av lønnsomheten, og var med på å bestemme de fremtidige inntektene til GERLINK, som beskrevet i kapittel 6.

Forward/futuresprisene man kan observere på de to kraftbørsene vil således danne et mer riktig bilde av hvilke kontantstrømmer GERLINK kan forvente å generere. Dette blant annet fordi man allerede i dag kan sikre seg visse deler av kontantstrømmen gjennom å handle terminkontrakter på kraftbørsene. For både 2014 og 2015 kan man kjøpe kontrakter i begge markedene, og således låse inn kontantstrømmer. Disse kontraktene er gode indikatorer på hva markedet forventer å måtte betale for kraft i fremtiden, og dannet grunnlaget for de fremtidige inntektene jeg bestemte i kapittel 6.2.3.

7.2.1 Verdivurdering basert på historiske prisforskjeller

I kapittel 6.1 beregnet jeg at de årlige inntektene GERLINK hadde generert om den hadde vært operativ i tidsrommet 2002-2009 var i størrelsesordenen 500 millioner NOK. I kapittel 5 bestemte jeg kostnadsrammen til prosjektet til 6 milliarder NOK, med årlige driftskostnader på 17 millioner NOK. I kapittel 7.1 bestemte jeg en diskonteringsrente, VAK, på 6,9 %.

Basert på disse tallene, har jeg gjennomført en nåverdiberegning av de beregnede historiske kontantstrømmene fra prosjektet. Resultatene vises i tabell 7.1 (vedlegg).

De første fire årene vil være byggeperioden til prosjektet, hvor investeringskostnadene fordeler seg jevnt ut over tidsrommet. Merk at kolonnen "år" viser til år fra og med oppstart. Det vil følgelig ikke genereres noen inntekter før år 4, og fra og med det året vil kostnadene være de diskonterte, årlige driftskostnadene.

⁶ I utregningene brukes en VAK på 6,933 %.

Vi ser av nåverdien til prosjektet (NPV Prosjekt) at prosjektet ikke vil være lønnsomt, gitt tallene som er brukt. Den negative nåverdien av kontantstrømmene er på **-128 millioner kroner**, og basert på disse tallene bør ikke GERLINK bygges ut.

7.2.2 Verdivurdering basert på fremtidige prisforskjeller

I kapittel 6.2.3.4 beregnet jeg den fremtidige, forventede årlige inntekten generert av GERLINK til 781 millioner kroner. Som for de historiske kontantstrømmene, er kostnadsrammen til prosjektet 6 milliarder NOK, de årlige driftskostnadene på 17 millioner NOK, og jeg bruker en diskonteringsrente, VAK, på 6,9 %.

I tabell 7.2 (vedlegg) vises nåverdiberegningen av prosjektet, basert på kontantstrømmene fra de beregnede, forventede fremtidige prisforskjellene mellom de to kraftmarkedene.

Oppsettet i tabell 7.2 er identisk med tabell 7.1, om man ser bort i fra inntektene. Med de beregnede, fremtidige inntektene ser vi at prosjektet nå har en positiv nåverdi, med hele **2,9 milliarder kroner**. Basert på disse tallene, bør GERLINK bygges ut.

7.3 Drøfting av resultater

Resultatene i kapittel 7.2 viser ikke et klart bilde. De historiske tallene peker i negativ retning, mens beregningene jeg har gjort knyttet til de forventede, fremtidige inntektene peker mot en svært lønnsom investering. Det er i særdeleshet to faktorer som bidrar til dette: De forventede fremtidige inntektene ligger klart over de historiske ettersom de tyske prisene er beregnet å stige, noe som endrer nåverdien klart. I tillegg til det, har jeg benyttet meg av "gamle" inntekter, men brukt "nye" kostnader i beregningen av den historiske lønnsomheten. Dette er ett bevisst valg, ettersom GERLINK ville kostet 6 milliarder kroner å bygge i dag, ikke 4,6 milliarder.

NorNed ble bygget midt i perioden jeg har hentet tallmaterialet fra (2002-2009), og kostet når den stod ferdig 4,6 milliarder kroner. Dette er 1,4 milliarder mindre enn hva GERLINK er estimert å koste, uten at inntektene er justert tilsvarende. De to kablene er tilnærmet identiske både teknisk og lengdemessig (GERLINK er drøye 30 kilometer lengre), og hadde man lagt til grunn samme kostnad som for NorNed, hadde de historiske tallene vist en klart positiv nåverdi. Om man ser for seg at råvareprisene, som kull, gass og metaller, er relativt korrelerte, vil man kunne se for seg at kraftprisene i Tyskland ville ha steget i takt med kostnadene knyttet til kabelen. I det norske markedet er det som kjent et svært høyt innslag av vannkraft, noe som er ukorrelert med andre råvarepriser. En generell prisstigning i råvaremarkedet vil derfor ikke føre til høyere kraftpriser i Norge, i alle fall ikke direkte. Når vi da vet at brorparten av inntektene til kabelen (basert på de historiske prisene var tallet 21 %, for de forventede fremtidige prisene er tallet 13 %) genereres ved eksport av kraft til Tyskland, vil GERLINK tjene på høyere kraftpriser i Tyskland, gitt at de norske prisene ikke har den samme utviklingen. Vi så i kapittel 6.2 at råvareprisene steg markert frem mot sensommeren/høsten 2008.

De estimerte, forventede fremtidige inntektene ligger som vi har sett klart over de historiske inntektene. Når vi ser litt nærmere på de historiske tallene, peker en mulig forklaring seg ut. I tabell

7.3 ser vi gjennomsnittsprisene for kraft i Tyskland, hhv baseloadprisen og peakloadprisen, for de forskjellige årene, basert på de daglige noteringene hentet fra EEX.com. Prisene oppgis i EUR/MWh.

År	Base	Peak
2002	22,55	28,49
2003	29,49	37
2004	28,52	33,99
2005	45,98	56
2006	50,79	63,81
2007	37,99	48,75
2008	65,76	79,43
2009	38,85	46,83

Tabell 7.3

Ut i fra disse tallene, kan det fremstå som at kraftprisene i Tyskland steg i perioden, noe som kan forklare de høyere prisene i årene som kommer. Dersom prisene tidlig i perioden for de historiske tallene var lave, kan det rettferdiggjøre en høyere pris i årene som kommer, men jeg vil understreke at jeg ikke har tallmateriale som strekker seg lengre tilbake enn 2002, og kan således ikke trekke en slik slutning. Det jeg derimot kan si med sikkerhet, er at gjennomsnittsprisen for kraft i Tyskland har steget i perioden 2002 til 2009, godt illustrert i diagram 7.1.

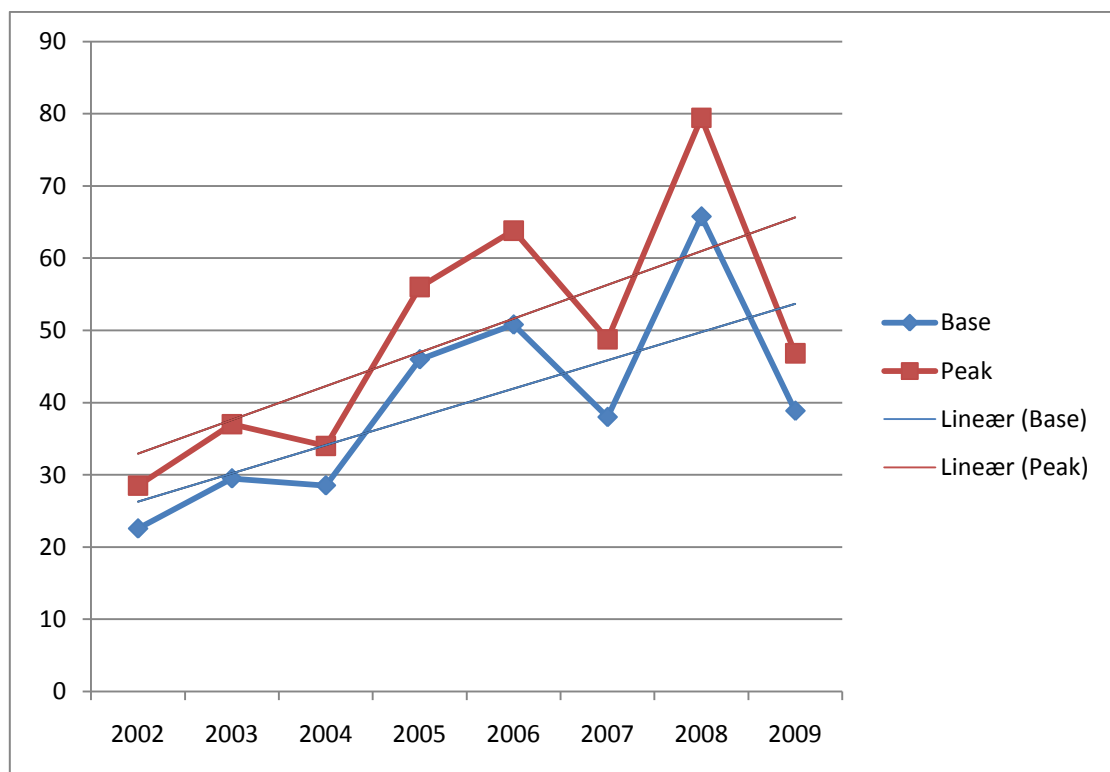


Diagram 7.1

Diagrammet viser tallene fra tabell 7.3, med EUR/MWh på venstre akse. Diagrammet viser også de lineære trendlinjene for baseloadprisen og peakloadprisen. Her ser vi tydelig at kraftprisene har steget fra 2002 til 2009, men vi ser også et markant fall i kraftprisene fra 2008 til 2009. Jeg vil ikke konkludere med, men jeg antar at fallet i 2009 skyldes den globale finanskrisen, med den påfølgende nedkjølingen av tysk økonomi. Vi husker fra kapittel 6.2 hvordan både gass- og kullprisene falt markert fra og med høsten 2008, og ettersom dette er innsatsfaktorer i de termiske kraftverkene i Tyskland, vil det være nærliggende å tro at dette har slått ut i lavere kraftpriser. Dette kan ha blitt forsterket som følge av et lavere forbruk, ettersom produksjonsnivåene falt i takt med oppbremsningen i økonomien.

Om vi sammenligner denne trenden med den tyske økonomien, i diagram 7.1.1 vist ved den kvartalsvise endringen i tysk BNP, kan jeg finne noe av forklaringen på prisstigningen.

Diagrammet viser den kvartalsvise veksten målt i prosent for tidsperioden, med 1. kvartal 2010 helt til venstre. Dette er sesongjusterte tall hentet fra det tyske statistiske sentralbyrået. (Tyske SSB, 2010)

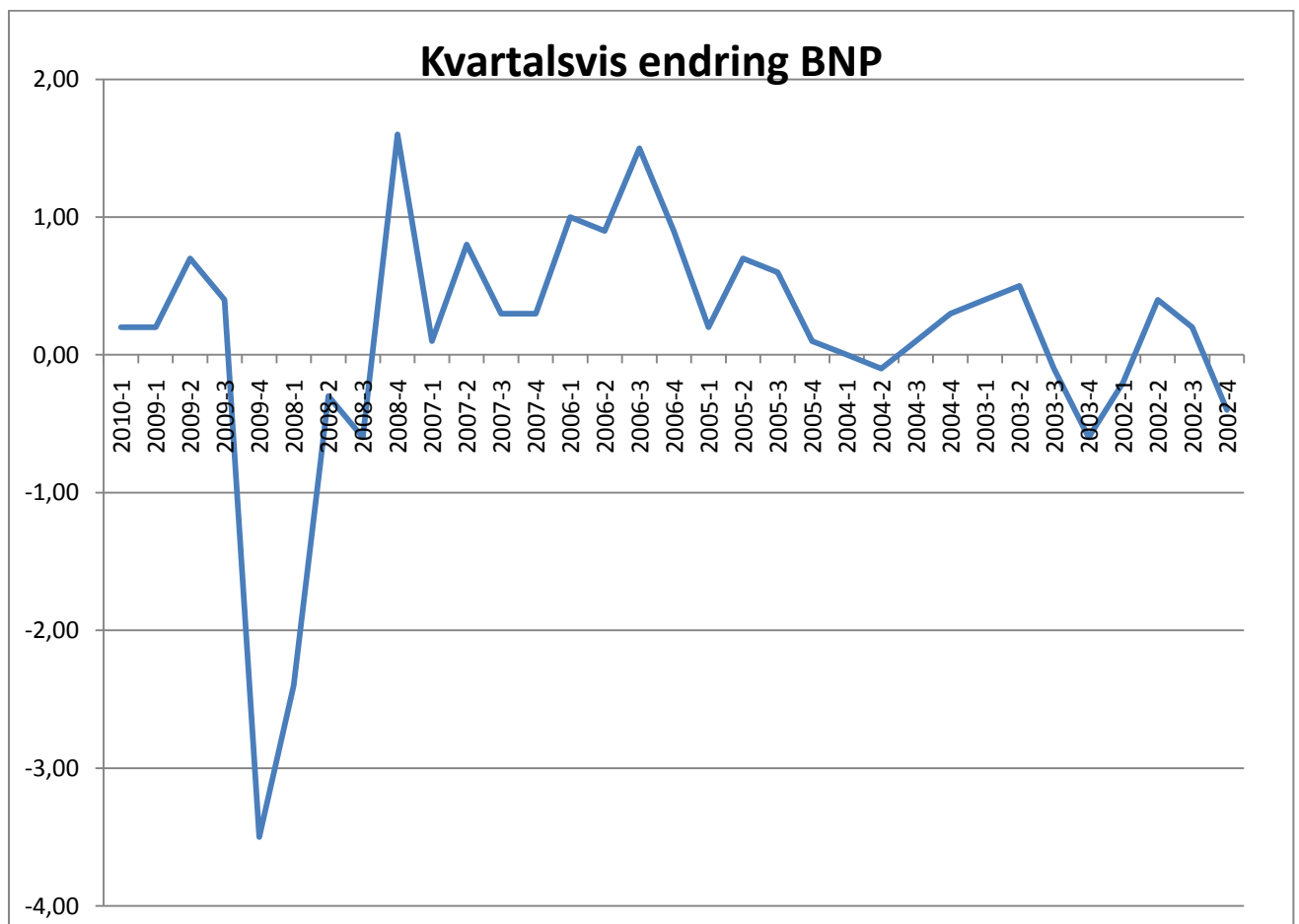


Diagram 7.1.1

Diagrammet viser veksten i den tyske økonomien frem til høsten 2008, og dette korrelerer godt med kraftprisene som vi så steg i det samme tidsrommet i diagram 7.1. Men grunnet den voldsomme oppbremsingen som følge av den globale finanskrisen, er det vanskelig å finne noen trend i disse tallene. Frem mot fallet finnes det en klar positiv trend, men inkluderer man fallet, viser ikke tallene

noen klar trend. Disse tallene kan peke mot at tallene som ligger til grunn for mine historiske beregninger til dels kan være påvirket av en høykonjunktur, men trolig også påvirket av det kraftige fallet fra og med 3. kvartal 2008, til og med 2. kvartal 2009.

Ut i fra tallene vi observerte i kapittel 6.2.3.1/2 forventer markedet en prisstigning på kraft i Tyskland i årene fra og med 2011 i forhold til 2009. Dette kan være et tegn på at markedet forventer at den bedringen vi har sett i den tyske økonomien fra Kv.2 2009 skal fortsette. Etter de kraftige fallene i tysk BNP i Kv.4 2008 og Kv.1 2009 vokste tysk BNP med 0,8 % kvartal på kvartal i Kv.2 2009. (Federal Statistics Office, 2010) Dersom veksten tiltar i årene som kommer, peker det meste mot at kraftprisene i Tyskland vil stige, som futuresprisene på EPEX antyder.

Til sammenligning ser jeg også på de norske kraftprisene. Her er ikke tallenes tale like klar. I diagram 7.2 presenteres de årlige norske gjennomsnittsprisene for årene 2002-2009. Merk at disse prisene oppgis i NOK/MWh.

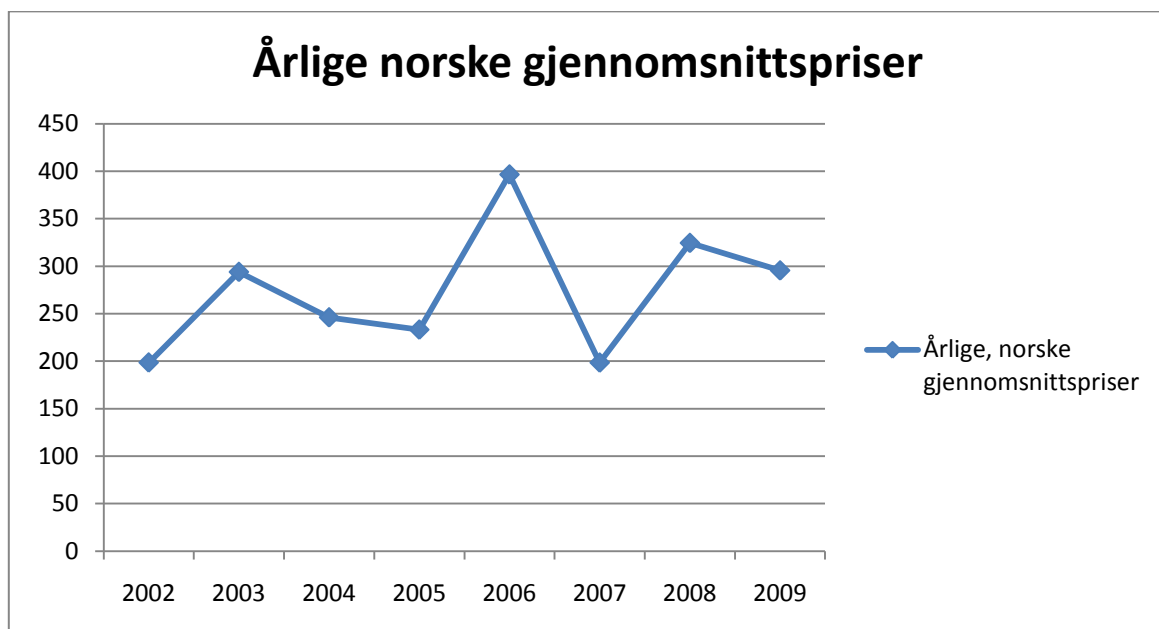


Diagram 7.2

Foruten en markert topp i 2006 er det vanskelig å lese stort ut av diagrammet. Mens de tyske prisene viser en klar trend, finnes det ikke en klar trend for de norske. En viss stigende trend kan anes, men ikke like klar som for de tyske prisene. Dette har trolig sammenheng med at de norske kraftprisene styres i større grad av tilsiget av vann til magasinene enn veksten i BNP.

I beregningen av de fremtidige inntektene har jeg lagt til grunn at prisforskjellene mellom Norge og Tyskland ikke vil forandres utover det som er beregnet ut fra tallene til og med 2015. Dersom trenden som vises i de tyske prisene viser seg å være en varig trend, mens de norske prisene ikke vokser i samme takt, vil dette få konsekvenser for lønnsomheten. En generell prisvekst på kraft i Tyskland vil, gitt at de norske ikke stiger i samme takt, føre til at inntektene på nattetid vil minske. Samtidig vil det føre til at inntektene på dagtid stiger. Ettersom GERLINK har sin hovedvekt av inntekter på dagtid, vil en slik prisutvikling være klart positivt for prosjektet. Det motsatte vil selvfølgelig gjelde dersom de norske kraftprisene stiger mer enn hva tilfellet er i Tyskland.

7.3.1 Oppsummering resultater

De historiske resultatene peker mot at GERLINK ikke vil være lønnsom dersom man legger de historiske prisene til grunn. De årlige inntektene på 500 millioner kroner vil ikke være nok for å gi prosjektet en positiv nåverdi. Men bruker jeg en investeringskostnad på linje med hva NorNed hadde, vil også de historiske tallene gi en positiv nåverdi. Dette kunne være hensiktsmessig, ettersom råvareprisene har steget, og påvirket både kabelens kostnad og kraftprisene i Tyskland siden tidsrommet tallene er hentet fra. På den andre siden må jeg forholde meg til hva kostnaden ville vært om kabelen skulle bygges ut i dag.

Det faktum at prisene i Tyskland har steget såpass markant fra 2002 til 2009, og at futuresprisene på kraft ligger ytterligere over dagens prisnivå, peker mot at det historiske prisnivået, og det tilhørende inntektsnivået, ligger for lavt. De fremtidige inntektene jeg har regnet meg frem til, som jeg refererer til som forventede, fremtidige inntekter, gjør at prosjektet fremstår som svært lønnsomt. Mye tyder på at disse inntektene ligger nærmere sannheten enn de historiske tallene, og at prosjektet derfor er meget lønnsomt.

7.4 Handelsavtaler

Så langt i lønnsomhetsanalysen har jeg ikke sett noe på hvem som blir eventuelle kjøpere av kraften GERLINK kan frakte. I dette kapitlet vil jeg se litt nærmere på hvem som kan være aktuelle motparter, og på muligheten til eventuelle handelsavtaler.

Innen 2020 har EU gått inn for at 20 % av energiforbruket skal komme fra fornybare energikilder. (København, 2010) For Tyskland betyr dette at mer av landets energibehov må dekkes av fornybare energikilder. For industrien i landet er det, i tillegg til blant annet pris, særlig en faktor som er avgjørende for valg av energikilde, nemlig leveringssikkerhet. Blant annet vindkraft har den iboende svakheten at man ikke kan være garantert levering. Det finnes alltid en risiko for at det er vindstille. Norsk vannkraft, med unntak av helt ekstreme tilfeller, kan garantere levering av kraft, og vil således være attraktiv for kraftkrevende industri i Tyskland. I tillegg kommer poenget som Jens Thomassen er inne på i sine innledende ord til denne oppgaven, nemlig at norsk vannkraft ikke er korrelert med russiske gassleveranser eller driftstans i termiske kraftverk. Dette gjør at det kan argumenteres for en merverdi på norsk vannkraft gjennom leveringssikkerheten den tilbyr.

Spørsmålet er således hvem som kan tenkes å betale for denne sikkerheten.

7.4.1 Tysk industri

Tyskland er blant verdens største industriland, og blant de viktigste industrigrenene kan elektronisk -, bil- og kjemisk industri nevnes. Blant de største forbrukerne av kraft innen den tyske industrien kan man trekke frem kjemisk produksjon, produksjon av metaller, bilproduksjon og fremstilling av blant annet mat og papir. Felles for disse, er at det kreves kraft for å drive produksjonen, kraft som per i dag i stor utstrekning kommer fra de termiske kraftverkene. Her kan det ligge en potensiell mulighet for GERLINK, i form av opsjoner på utnyttelse av kapasiteten.

Det bør anmerkes at deler av den tyske industrien har døgntkontinuerlig produksjon, men som jeg har vist er det på dagtid de tyske kraftprisene ligger over de norske. Og det er nettopp når dette er tilfelle det er interessant for industrien å importere kraft.

7.4.2 Tenkt handelsavtale

Et tenkt scenario kan være å reservere en del av kabelens kapasitet til motparter i den tyske industrien i løpet av de såkalte business-hours, slik at motparten er sikret levering av kraft. En slik opsjon vil ha verdi for industrielle aktører ved at man sikrer seg tilgang på fornybar energi og sikrer seg levering av kraft som ikke er påvirket av hendelser i eksempelvis gass- og kullmarkedet. GERLINK blir altså en slags reservekilde til kraft.

Utformingen av selve avtalen kan gjøres på en rekke måter, men hovedtanken er altså at en eller flere motparter i Tyskland kjøper en opsjon på deler av kapasiteten til GERLINK. Dette kan være opsjoner på timesbasis, eller over flere år. I avtalen vil det være naturlig å innlemme hvor stor kapasitet som skal reserveres, til hvilke tider det skal reserveres, og hvor lenge avtalen skal gjelde.

Det en slik opsjon i realiteten vil speile er representanter for den tyske industriens betalingsvillighet for den økte leveringssikkerheten av fornybar energi GERLINK tilfører. For GERLINK vil en slik opsjon representere en merinntekt utover inntektene som genereres ved selve frakten av kraft. Både Røhne i EGL Nordic og Thomassen i HgCapital antyder at en slik merinntekt kan ligge rundt 4-5 Euro per MWh. Om man ser for seg at man reserverer 20 % av GERLINKs kapasitet, i 8 timer i døgnet året rundt, vil denne merinntekten beløpe seg til mellom 12,5 og 15 millioner norske kroner ved EUR/NOK på 8.

En detaljert utredning av en slik handelsavtale utover det jeg har beskrevet, ligger utenfor denne oppgavens omfang.

8. SENSITIVITETSANALYSE

I dette kapitlet vil jeg ta en nærmere titt på hvilke følger endringer i enkelte av parameterne brukt i lønnsomhetsanalysen vil ha på lønnsomhetsberegningen.

8.1 Gjeldsgrad

Gjeldsgrad/VAK	Årlige inntekter, MNOK				
	400	500	600	700	800
40 %/8,9%	-2075	-1232	-388	454	1297
50 %/8,1%	-1782	-848	84	1018	1952
60 %/7,3%	-1432	-393	645	1685	2724
70 %/6,5%	-1013	150	1313	2474	3640
80 %/5,7%	-507	803	2113	3424	4734
90 %/5,0%	105	1591	3078	4564	6050

Tabell 8.1

I tabell 8.1 ser vi hvordan nåverdien til prosjektet endrer seg når vi endrer på gjeldsgraden, og dermed VAK, og de årlige inntektene. Ved å endre gjeldsgraden endrer man VAK, ettersom rentekostnadene til gjelden er lavere enn avkastningskravet til egenkapitalen. Jo høyere gjeldsgrad prosjektet har jo lavere blir VAK, og dermed blir nåverdien av prosjektet høyere. Nåverdien til prosjektet blir selvsagt høyere når inntektene øker.

Av ting å merke seg her, er at man for en gjeldsgrad på rundt 65 % må opp i 500 millioner kroner i årlige inntekter for å få en positiv nåverdi. Dette er helt i henhold med resultatene i kapittel 7. For inntekter i størrelsesordenen 700 millioner kroner, tåler prosjektet en gjeldsgrad helt ned til under 40 %, noe som tilsvarer en VAK på 8,9 %, før man får en negativ nåverdi. For en årlig inntekt på 500 millioner kroner, må prosjektet ha en gjeldsgrad på 68 %, noe som tilsvarer en VAK på 6,7 % for å gå i pluss.

8.2 Utnyttelsesgrad av kapasitet

I både kapittel 8.2 og 8.3 legges de fremtidige, forventede inntektene til grunn.

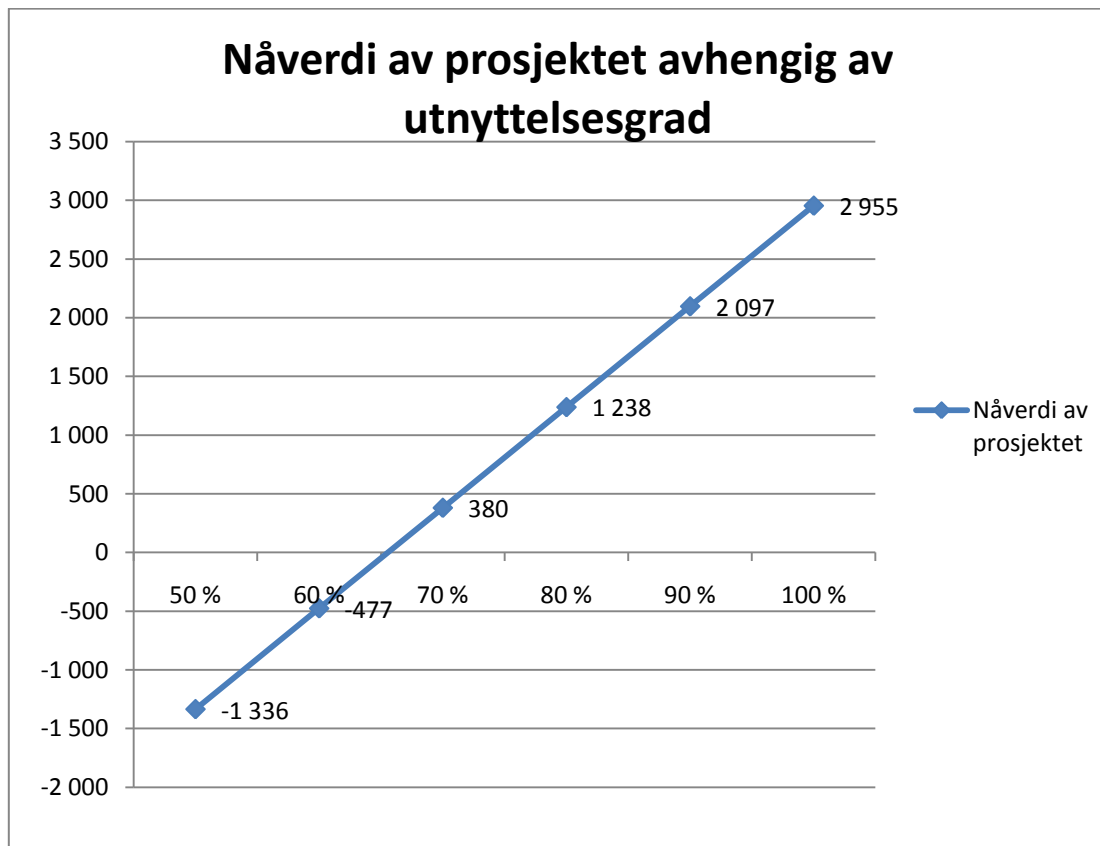


Diagram 8.2

I diagram 8.2 ser vi hvordan nåverdien av prosjektet endrer seg ved mindre utnyttelse av kabelens kapasitet. Nåverdien av prosjektet vises i venstre akse, mens den prosentvise utnyttelsen av kabelens kapasitet vises langs den horisontale aksene. Verdt å merke seg er at dette er prosentvis utnyttelse av den faktiske kapasiteten på 665 MW.

Ved 65 % utnyttelsesgrad av kapasiteten er prosjektets nåverdi tilnærmet lik 0 (svakt negativt), hvilket betyr at man i løpet av prosjektets levetid må utnytte mer enn 66 % av kabelens kapasitet, jevnt fordelt over døgnet, for at prosjektet skal være lønnsomt.

For NorNed var utnyttelsesgraden i 2009 på 83 %, i følge Gunnar Romsaas, informasjonsansvarlig for NorNed. Dette tallet inneholder en feil på et tilstøtende anlegg som ikke har noe med NorNed å gjøre, og som varte i 31 dager.

8.3 Endring i valutakurs

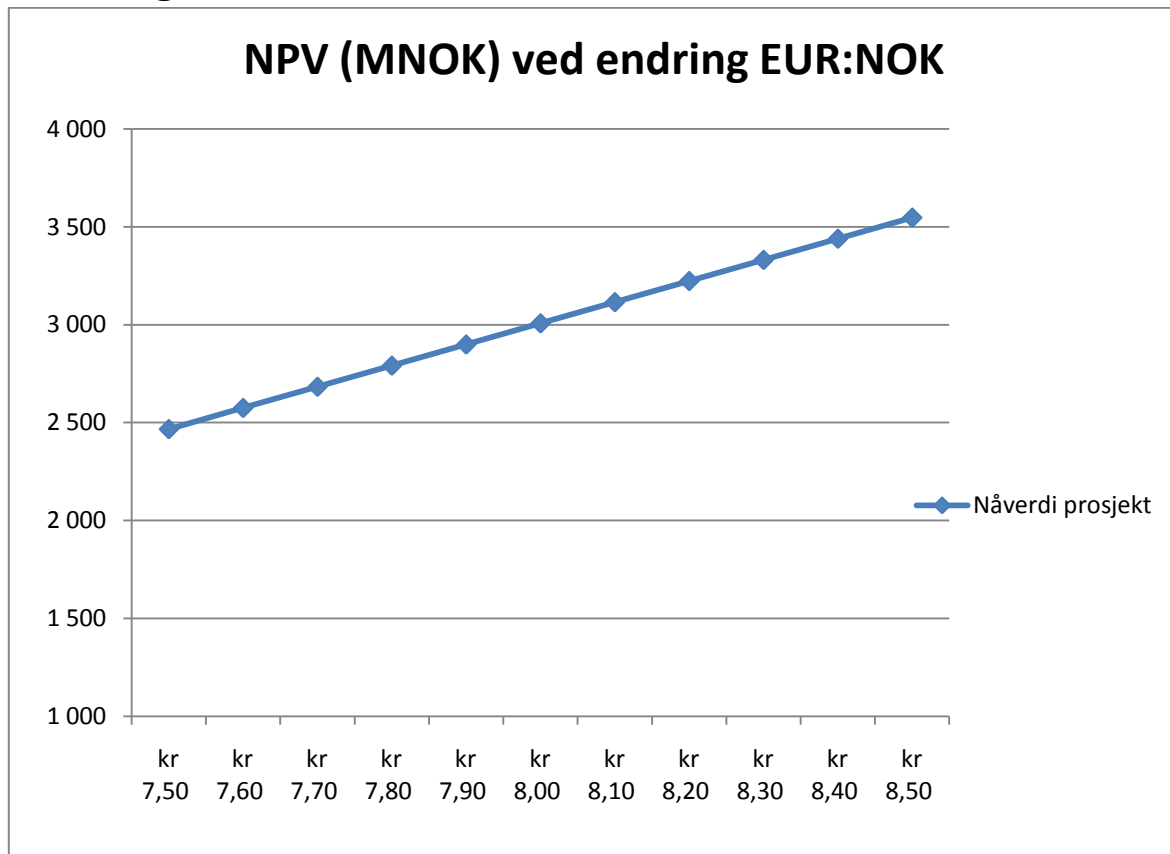


Diagram 8.3

Diagram 8.3 viser nåverdien til prosjektet (venstre akse) til forskjellige kurser for EUR:NOK (horisontal akse).

Som forventet, stiger nåverdien av prosjektet jo svakere kronen er mot Euro. Problemet ved denne analysen er at prisene på de norske derivatene for kraft også oppgis i Euro, noe som svekker analysen. På generelt grunnlag kan jeg allikevel slå fast at GERLINKs inntekter generert ved kraftutveksling fra Norge til Tyskland vil bli mindre dersom kronen styrker seg mot Euroen, og det samme gjelder også nåverdien av prosjektet, ettersom den største delen av kabelens inntekter genereres ved utveksling den veien. Dette fordi kabelens inntekter i kroner blir mindre jo sterkere kronen er mot Euroen.

Mens denne oppgaven skrives ligger Euroen på rundt åtte norske kroner. Men i løpet av prosjektets levetid, som er på over 40 år, kan mye forandre seg. Mange faktorer påvirker vekslingskursen EUR:NOK, og jeg vil her presentere noen av dem. I Diagram 8.3.2 vises kursutviklingen EUR:NOK fra mai 2007 til i dag og den annualiserte 30 dagers volatiliteten.

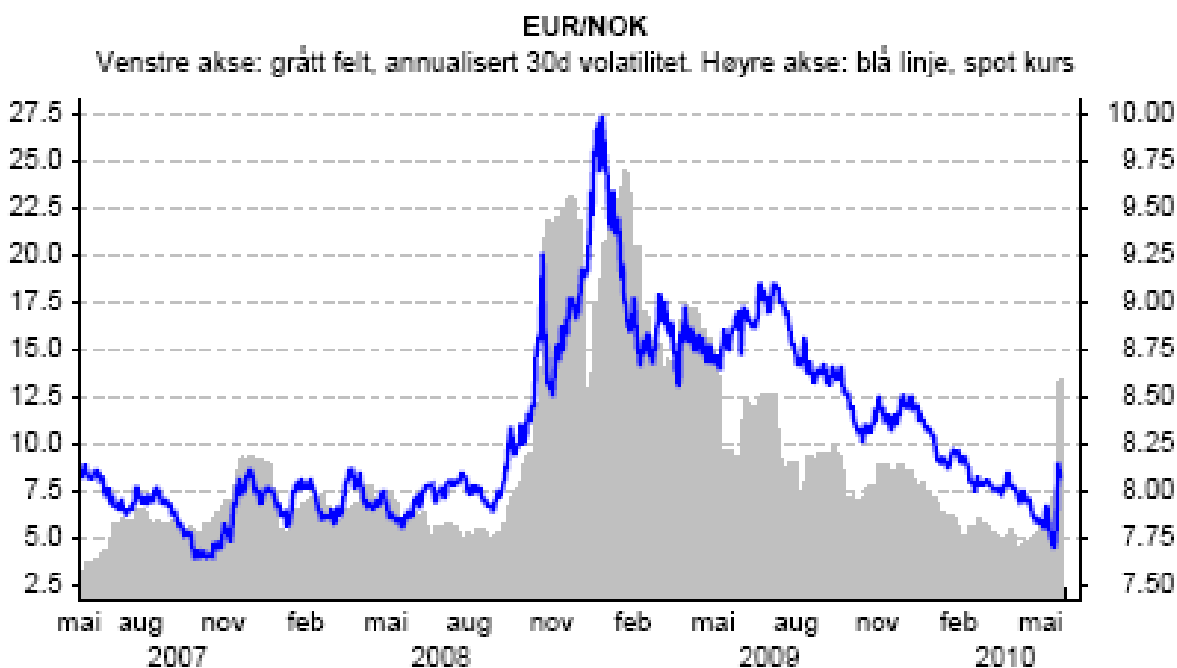


Diagram 8.3.2 (Kilde: DNB NOR Kapitalforvaltning)

Som diagrammet viser, har kursen fluktuert mellom 7,75 til nesten 10 kroner per Euro i tidsrommet.

Euroen er en flytende valuta som styres etter inflasjon. Den store gjeldsbyrden til enkelte euroland, som Hellas og Spania, har ført til frykt for at antall Euro må økes. Det vil, alt annet like, føre til at Euroen faller i verdi mot norske kroner. For å betjene gjelden kan nemlig den europeiske Sentralbanken (ECB) sette i gang seddelpressen, og øke pengemengden. Den økte pengemengden vil føre til en svekkelse av Euroen. Et annet scenario er at enkelte euroland ikke lenger får utenlandsk kreditt. Dersom ingen lenger vil kjøpe for eksempel greske statsobligasjoner, må Hellas finansiere rentebetalingene på den eksisterende gjelden og de løpende utgiftene over handelsbalansen. For å øke eksporten må man bedre konkurranseevnen, noe som kan gjøres ved en svekkelse av euroen. På den måten blir greske varer billigere relativt mot varer solgt i andre valutaer. En devaluering av Euroen kan være en løsning for ECB.

En faktor som med stor sannsynlighet vil påvirke vekslingskursen er rentenivåene i eurosonen og i Norge. Også den norske kronen er en flytende valuta og Norges Bank styrer etter et inflasjonsmål på 2,5 %. Den økonomiske utviklingen i de to områdene vil påvirke rentenivået. Dersom Norge går inn i et scenario med høy vekst, og påfølgende vekst i inflasjonen, kan den norske Sentralbanken bli nødt til å heve rentenivået. Teorien om renteparitet (Brealey, 2008) sier at endringer i det relative rentenivået vil bli motvirket av endringer i valutakursen. Dersom det norske rentenivået stiger relativt til rentenivået i Tyskland (ECBs styringsrente), skal den norske kronen svekke seg mot Euroen i følge teorien. Dette fordi man ikke skal kunne låne penger i Euro, og sette de i norske banker til en høyere rente. Hadde ikke valutakursen endret seg, ville man hatt en pengemaskin.

For den norske kronen er også utviklingen i oljeprisen viktig. Oljeprisen har selvfølgelig innvirkning på inntektene til Norge, gjennom vår eksport av olje. En vesentlig endring i oljeprisen vil føre til at oljeformuen vår endrer seg. En slik endring i oljeformuen kan føre til at investorer flytter sine

plasseringer fra eller til Norge fordi fremtidsutsiktene for norsk økonomi er endret. Det kan i sin tur endre valutakursen.

Et siste aspekt er fremtiden til Euroen. Den senere tids finansielle problemer i land som Portugal, Irland, Hellas og Spania (forkortet PIGS) har fått flere til å stille spørsmål ved selve eksistensgrunnlaget til den felles valuatens. Selskapet Independent Strategy har regnet seg frem til at det er en 20 prosent sannsynlighet for at valutasamarbeidet bryter sammen. (Independent Strategy, 2010) De peker på at Eurosamarbeidet er helt avhengig av Tyskland, og at et slikt samarbeid bryter sammen når de sterke forlater det, ikke de svake. Tyskland antas å kunne komme til å bryte ut av samarbeidet dersom man ikke kommer til enighet rundt et nytt og forbedret finanspolitisk regime. En kollaps i valutasamarbeidet vil kunne føre til store endringer i valutakursene, men å spekulere i følgene er ikke på sin plass i denne oppgaven.

9. RISIKO OG KRITIKK AV OPPGAVEN

9.1 Risiko

En rekke faktorer har potensial til å skape økonomiske komplikasjoner for GERLINK. Når jeg i dette kapittelet redegjør for forskjellige risikofaktorer, er det med et økonomisk øye: Hva kan ramme lønnsomheten til GERLINK? Dette er ikke ment som en utfyllende liste over alle risikofaktorer, men jeg tar for meg de faktorene jeg mener er mest fremtredende for prosjektet.

9.1.1 Markedsrisiko

Handel av kraft mellom de to markedene kan føre til en utjevning av prisnivåene. Dersom GERLINK bygges ut, kan det medføre at prisene nærmer seg hverandre, noe som vil ramme lønnsomheten direkte.

I GERLINKs tilfelle vil en fullstendig utjevning av prisene være et "worst –case scenario", ettersom kabelens lønnsomhet strengt avhenger av prisforskjeller i markedene. En utjevning vil føre til at inntektsgrunnlaget faller bort i takt med utjevningen, og handel mellom markedene vil bli mindre lønnsomt, noe som tar vekk inntektsgrunnlaget for GERLINK. For å forutse den reelle risikoen for en slik prisutjevning, hadde det vært ønskelig og gjennomført en større scenarioanalyse, men dette ligger utenfor denne oppgavens rammer. Jeg støtter meg derfor til Statnetts analyse for deres NORD.LINK, en 1400 MW kabel fra Sirdal kommune til Nord-Tyskland. I Statnetts scenarioanalyse viser resultatene at en slik kabel, med dobbel kapasitet i forhold til GERLINK, vil ha svært begrenset effekt på gjennomsnittsprisen. Statnett antyder en sannsynlig økning i prisen på NordPool på under ett øre per kWh i gjennomsnitt (Statnett, 2010).

Under markedsrisiko velger jeg også å plassere den generelle prisutviklingen på kraft for de to markedene. Nye energikilder i Tyskland, som fører til en jevnere prisutvikling i løpet av døgnet, vil ramme GERLINKs inntekter, som er basert på utnyttelse av intradagssvingningene i det tyske markedet i forhold til det norske. Under dette ligger også prisutviklingen på gass og kull, som er innsatsfaktorer til store deler av den termiske kraftproduksjonen i Tyskland. Tidligere brukte markedsaktører en tommelfingerregel på at amerikansk naturgass ble priset til 1/6 av WTI olje (4\$/mBtu mot 36\$/fatet), mens prisforskjellen er nå rundt 4/mBtu mot 80\$/fatet, altså 1/20. Enkelte peker på at skifergass, som finnes i store mengder ikke bare i USA men også i Europa, kan ha innført et nytt, mer permanent prisforhold i USA og kan etter hvert forventes å gjøre det samme i Europa når aktiviteten innen skifergass på kontinentet og i Øst-Europa tar seg opp. Dersom dette er realiteten, kan det slå ut i lavere kraftpriser i Tyskland, noe som vil ramme lønnsomheten til GERLINK.

På den samme måten kan ekstremår i det norske kraftmarkedet, som for eksempel som følge av svært tørre år, påvirke det norske prisnivået. De norske prisene ligger, som vist, under de tyske på dagtid, og dersom de norske prisene stiger som følge av lave fyllingsgrader, vil GERLINK miste deler av sitt inntektsgrunnlag. Deler av denne risikoen kan fjernes ved handler i derivatmarkedet eller ved inngåelse av kontrakter med motparter i for eksempel industrien om levering av kraft til gitte priser, på bekostning av muligheten for oppside.

Også metallprisene ligger under markedsrisiko. Økte metallpriser, for eksempel kobberprisen, vil føre til økte kostnader forbundet med byggingen av kabelen. Dette er i et kort tidsperspektiv sammenlignet med prosjektet sett under ett, men like fullt forbundet med usikkerhet.

9.1.2 Finansiell risiko

Under finansiell risiko ligger bevegelsene i både rente- og valutamarkedet.

GERLINKs renterisiko er hovedsakelig knyttet til kabelens gjeldsportefølje. Selve renteeksponeringen vil være forskjellig avhengig av finansieringsmodell, men i hovedsak vil den være knyttet til fornyelse av den rentebærende gjelden.

Risikoen for mislighold av eventuelle lånebestemmelser vil også være tilstede i et slikt prosjekt.

Valutarisikoen trer frem i form av endringer i valutakursen EUR:NOK. En styrket krone relativt mot Euroen, vil føre til at inntektene kabelen generer i Euro, vil bli mindre verdt i norske kroner. Denne risikoen kan helt eller delvis hegdes bort gjennom terminkontrakter.

9.1.3 Politisk risiko

Det politiske klimaet i Norge og Tyskland er relativt stabilt, men det vil alltid foreligge risiko knyttet til for eksempel de nødvendige eksportlisensene. Inndragelse av en eventuelt nødvendig eksportlisens vil være fatalt for GERLINK.

Under politisk risiko kan også faren for økt proteksjonisme, for eksempel et politisk ønske om og ikke eksportere norsk kraft ut av landet, nevnes. Diplomatiske uenigheter kan også føre til begrensninger og til og med stopp i handelen mellom land, noe som vil kunne ramme GERLINK direkte. Sistnevnte kan dog regnes som svært lite sannsynlig innenfor de tidsrammene vi her snakker om.

9.1.4 Feil på kabelen

Fredag 29. januar 2010 oppstod det en feil på den eksisterende NorNed-kabelen, og kabelen var ikke tilbake i drift før 26. april samme år. Også i 2009 ble NorNed utsatt for en måneds nedetid, etter en brann på nederlandsk side. En undersjøisk kabel som GERLINK er ekstra utsatt for feil, ettersom eventuelle reparasjoner må foretas under vann, og nedetiden kan bli ekstra lang.

Man kan ikke gardere seg mot feil på kabelen, men forsikringer kan fjerne noen av den finansielle risikoen ved slike hendelser. Disse forsikringene ligger inne i de årlige kostnadene på 17 millioner kroner.

9.2 Kritikk av oppgaven

9.2.1 Maks utnyttelse av kapasitet

Utrekningene legger til grunn maks utnyttelse av kapasiteten, hvilket trolig ikke er realistisk. Jeg har ikke lyktes i å finne eksakte tall for utnyttelsesgraden for NorNed, men jeg har funnet at det er perioder hvor kabelen ikke er tilgjengelig. En lavere utnyttelsesgrad enn 100 % vil påvirke verdien av prosjektet negativt. For eksempel vil en utnyttelsesgrad på 90 % av kapasiteten redusere nåverdien av prosjektet basert på de forventede, fremtidige inntektene med rundt 800 millioner kroner sammenlignet med 100 % utnyttelse.

Utnyttelse av kapasiteten er gjenstand for en grundigere analyse i kapittel 8.2.

9.2.2 Kostnader

En større utredning av kostnadsrammen ville gitt en større sikkerhet i utregningene, og ville vært ønskelig. Jeg har heller ikke tatt høyde for eventuelle nødvendige oppgraderinger av sentralnettene, utover det som eventuelt kan legges inn i totalrammen på 6 milliarder kroner. Dersom sentralnettene i de to landene trenger store oppgraderinger for å takle den økte trafikken, kan det påvirke resultatet til prosjektet.

9.2.3 Ikke tatt høyde for virkedager/helg

I mine analyser har jeg ikke tatt hensyn til ukedager og helger/helligdager. Det ville, som nevnt i kapittel 6.1, blitt en svært stor prosess å sortere dataene i de historiske dataene på ukens dager, og derivatene som benyttes til å bestemme de forventede, fremtidige prisene skiller heller ikke på dager. Dette kan ha påvirkning på resultatene, hvis man antar at kraftforbruket går ned i helgene og på helligdager, sammenlignet med i ukedagene. Spesielt i Tyskland vil dette påvirke prisene, og gi lavere kraftpriser i helgene.

Dette kan slå begge veier. På den ene siden kan det føre til at man eksporterer mer kraft fra Tyskland til Norge i helgene, og at inntekten i helgene går ned som følge av de lavere, tyske prisene. På den andre siden kan det bety at de historiske prisene jeg har regnet meg frem til for dagtid er for lave i Tyskland når man ser på ukedagene, ettersom de antatt lavere prisene i helgene trekker ned gjennomsnittet. Det vil i sin tur bety høyere inntekter for ukedagene, på dagtid.

Totalt sett vil endringen i prosjektets verdi være avhengig av både endringen i prismønsteret og prisene i helgene og på helligdagene.

Det hadde vært klart ønskelig med tallmateriale som skilte mellom virkedager og helger/helligdager.

9.2.4 Korte tidsserier

De relativt korte tidsseriene for de historiske dataene kan føre til et feilaktig bilde av virkeligheten. Det faktum at tallmateriale for de historiske kraftprisene kun dekker tidsrommet 2002-2009, kan føre til at jeg sitter igjen med et feilaktig bilde av historien. Tidsrommet inneholder ekstreme år som

2009, og en kraftig vekstperiode for verdensøkonomien frem mot 2008. I tallmaterialet svinger prisene relativt mye, og vi ser en relativt kraftig prisvekst fra 2002 og spesielt frem til 2008. Dette kan være med på å trekke resultatene feil vei, enten den ene eller andre retningen. Det hadde vært ønskelig med dataserier som dekket lengre tidsperioder, for å minske risikoen for at resultatene kan bli påvirket av spesielle hendelser. Slikt tallmateriale har jeg dessverre ikke fått tak i.

9.2.5 Samfunnsøkonomiske konsekvenser

Denne oppgaven ser kun på de finansielle aspektene av prosjektet. En fullstendig analyse av de samfunnsøkonomiske konsekvensene bør gjennomføres før prosjektet eventuelt settes i gang, men det ligger utenfor denne oppgavens rammer.

10. KONKLUSJON

I problemstillingen til denne oppgaven stiller jeg spørsmålet: Vil en kraftkabel for kraftutveksling mellom Norge og Tyskland være lønnsom?

Hensikten med dette har vært å utlede hvorvidt en kraftkabel mellom Norge og Tyskland vil være et lønnsomt prosjekt, og således attraktivt for private investorer. Jeg har med andre ord ikke tatt hensyn til de samfunnsøkonomiske sidene ved prosjektet GERLINK.

Beregningene mine viser, på tross av den negative nåverdien de historiske kraftprisene gav, at GERLINK vil være en lønnsom investering.

Kostnadsrammen til prosjektet er beregnet til 6 milliarder kroner for GERLINK, i tillegg til årlige driftskostnader, knyttet hovedsakelig til forsikringer, på 17 millioner kroner. Kabelen vil strekke seg rundt 600 kilometer fra Vollesfjord i Flekkefjord kommune, til Bremerhaven i nordtyskland.

Beregningene jeg har gjort av de historiske og forventede fremtidige inntektene, og den tilhørende lønnsomheten, viser at de fremtidige prisene ligger over de historiske prisene. Dette medfører at den estimerte fremtidige lønnsomheten ligger klart over den historiske, og jeg velger å legge mest vekt på denne. Det er flere grunner til det, den første er at historien ikke nødvendigvis sier noe om hvordan fremtiden vil utarte seg. Jeg velger allikevel å støtte meg til en del observasjoner fra de historiske tallene knyttet opp mot prismønsteret i de to markedene. Med prismønsteret jeg har observert historisk i de to landene som bakteppe, peker de forventede fremtidige inntektene mot et svært lønnsomt prosjekt. Med forventede årlige inntekter på rundt 780 millioner kroner ligger GERLINK an til å ha en positiv nåverdi på 2,9 milliarder kroner. Med de historiske prisforskjellene til grunn, vil GERLINK generere rundt 500 millioner kroner i årlige inntekter, noe som gir prosjektet en negativ nåverdi på i overkant av 120 millioner kroner.

Som nevnt er ikke de historiske prisene noen garanti for hvordan fremtiden vil utarte seg, og det finnes en stigende trend i de tyske, historiske prisene. Dette, sammen med de omsatte forward- og futuresprisene for de to kraftmarkedene, peker mot at de tyske kraftprisene vil øke relativt til de norske, noe som vil føre til økt lønnsomhet for GERLINK. Dette er den andre grunnen til at jeg velger å legge mer vekt på den forventede fremtidige lønnsomheten.

Sensitivitetsanalysene jeg har gjennomført viser at gjeldsgraden til prosjektet har stor innvirkning på lønnsomheten. Ettersom gjeldskostnaden er lavere enn egenkapitalkostnaden vil nåverdien av prosjektet øke i takt med andelen gjeld, ettersom det vektede avkastningskravet da blir lavere. For inntekter i størrelsesordenen 700 millioner kroner, tåler prosjektet en gjeldsgrad helt ned til under 40 %, noe som tilsvarer en VAK på 8,9 %, før man får en negativ nåverdi. For en årlig inntekt på 500 millioner kroner, må prosjektet ha en gjeldsgrad på 68 %, noe som tilsvarer en VAK på 6,7 % for å gå i pluss.

Også utnyttelsesgraden av kabelens kapasitet er viktig for lønnsomheten. Basert på de forventede, fremtidige inntektene har prosjektet en nåverdi tilnærmet lik 0 ved 65 % utnyttelsesgrad av kapasiteten. Dette betyr at man i løpet av prosjektets levetid må utnytte mer enn 66 % av kabelens kapasitet, jevnt fordelt over døgnet, for at prosjektet skal være lønnsomt. For NorNed var

utnyttelsesgraden i 2009 på 83 %, ett tall som inkluderer en feil i det nederlandske nettet, og som således ikke hadde noe med selve kabelen å gjøre. Denne feilen varte i 1 måned.

Jeg har i denne oppgaven vist at GERLINK er en lønnsom investering, og konkluderer med at GERLINK bør bygges ut, og private aktører bør finne prosjektet finansielt interessant. At private investorer kommer på banen kan føre til at en utenlandsforbindelse til Tyskland vil kunne bygges ut tidligere enn om Staten skal stå for slike prosjekter. De positive sideeffektene til prosjektet, som blant annet økt forsyningssikkerhet til så vel Norge som Tyskland, bør øke mulighetene for at de nødvendige konsesjonene kommer på plass. Det faktum at norsk vannkraft er blant verdens miljømessig mest rene energikilder bør også tale for en utbygging av dette prosjektet, ettersom det i stor grad vil være tysk gass- og kullkraft som erstattes av den norske vannkraften. Jeg har vist at opp mot over 85 prosent av kabelens kapasitet vil gå med på å frakte norsk kraft til Tyskland. I det historiske materialet ville 79 prosent av kraften gått fra Norge til Tyskland, mens de forventede, fremtidige prisene legger til rette for at 87 % av kraften går den veien. Det betyr at Norge vil være en netto krafteksportør dersom kabelen bygges ut.

Når jeg nå konkluderer med at GERLINK bør bygges ut, legger jeg også til grunn at man gjennomfører en samfunnsøkonomisk analyse av effektene av kabelen. Dette inkluderer blant annet en analyse av påvirkningene kabelen får for det norske kraftnettet og de miljømessige implikasjonene av utbyggingen.

Jeg avslutter med å svare på mitt eget spørsmål:

Vil en kraftkabel for kraftutveksling mellom Norge og Tyskland være lønnsom?

Ja, GERLINK vil være lønnsom, og bør bygges ut.

11. KILDER OG VEDLEGG

11.1 Kilder

Bibliografi

Brealey, m. (2008). *Principles of Corporate Finance*.

E.ON. (2009). *E.ON Årsrapport*:

http://www.eon.com/en/downloads/E.ON_Finanzbericht_2009_EN.pdf.

ENEL. (2009). *ENEL Årsrapport* : http://www.enel.com/en-GB/doc/investor/Annual_Report_2009.pdf.

Federal Statistical Office. (2009). *Energy Consumption*:

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/EN/Graphics/Energy/Diagrams/EnergyConsumption.psml>.

Federal Statistics Office. (2010). *German GDP* :

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/EN/Content/Statistics/TimeSeries/EconomicIndicators/NationalAccounts/Content75/vgr111vm.psml>.

Finansdepartementet. (2009). *Forventet langsiktig avkastning*:

<http://www.regjeringen.no/nb/dep/fin/dok/regpubl/stmeld/2009-2010/Meld-St-10-2009-2010/8.html?id=599202>.

Independent Strategy. (2010). *Euro Spider*.

Johnsen, T. (2005).

http://www.npt.no/ikbViewer/Content/Avkastningskrav_for_Netcom_Kommentar.pdf?documentID=45707.

København. (2010). *3 x 20 innen 2020*: <http://www.kobenhavn2009.no/klimapolitikk/eus-klimapolitikk/2.3-x-20-innen-2020>.

NorGer. (2010). *NorGer Konesjonssøknad*:

<http://www.norger.biz/norger/norsk/nyheter/article49218.ece>.

NVE. (2009). *Kvartalsrapport for kraftmarkedet*:

<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202009/Rapport%202009/rapport15-09.pdf>.

Statnett. (2009). *Nettutviklingsplan*:

<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Statnetts%20nettutviklingsplan%202009.pdf>.

Statnett. (2009). *Statnett årsresultat*:

http://www.statnett.no/Documents/Om_Statnett/Finans/Årsrapporter/Statnett%20Årsrapport%202010_NORSK.pdf.

Statnett. (2008). *Statnetts årsrapport* :

http://www.statnett.no/Documents/Om_Statnett/Finans/Årsrapporter/Statnett_Norsk%20Årsrapport%202008_WEB_enkeltsider.pdf.

Statnett. (2010). *Søker konsesjon Nord*. Link: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2010/Statnett-sender-konsesjonssoknad-om-bygging-av-ny-kabelforbindelse-til-Tyskland/>.

Statnett. (2004). *Teknisk beskrivelse NorNed*:

[http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Kabel%20til%20Nederland%20\(NorNed\)/Dokumentliste/Konsesjonssøknad%20og%20konsekvensutredning/Teknisk%20beskrivelse.pdf](http://www.statnett.no/Documents/Prosjekter/Kabel%20til%20Nederland%20(NorNed)/Dokumentliste/Konsesjonssøknad%20og%20konsekvensutredning/Teknisk%20beskrivelse.pdf).

Statnett/NorNed. (2004). *NorNed Konsesjonssøknad*: <http://www.statnett.no/Prosjekter/Kabel-til-Nederland-NorNed/Dokumenter/>.

Statnett/NorNed. (2008). *NorNed over alle forventninger*:

<http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Kabel-til-Nederland-NorNed/NorNed-over-alle-forventninger/>.

Statnett/TenneT. (2004). *HVDC Transmission and Lifetime Expectancy*.

Tyske SSB. (2010). *Tyske BNP-tall*:

<http://www.destatis.de/jetspeed/portal/cms/Sites/destatis/Internet/EN/Content/Statistics/TimeSeries/EconomicIndicators/NationalAccounts/Content100/kvgr111x12,templateId=renderPrint.psml>.

11.2 Vedlegg

11.2.1 Tabeller

Tabell 6.1

Pris NOK/MWh

Time	Norge	Tyskland	Pris i Euro	Prisforskjell NOK
1	267,06	240,46	29,489	26,6
2	260,84	206,46	25,325	54,38
3	255,5	183,69	22,605	71,81
4	251,97	168,56	20,686	83,41
5	252,37	171,25	21,016	81,12
6	259,62	205,65	25,229	53,97
7	267,73	244,84	30,028	22,89
8	276,44	343,04	42,113	66,6
9	285,16	379,39	46,592	94,23
10	285,56	408,05	50,123	122,49
11	285,77	432,94	53,199	147,17
12	285,53	493,96	60,85	208,43
13	282,17	427,32	52,51	145,15
14	279,91	403,48	49,571	123,57
15	278,14	377,45	46,368	99,31
16	277,15	352,36	43,28	75,21
17	278,75	345,26	42,401	66,51
18	282,21	387,97	47,666	105,76
19	282,59	421,77	51,81	139,18
20	280,53	384,51	47,174	103,98
21	277,77	358,71	44,012	80,94
22	276,25	318,81	39,104	42,56
23	273,89	309,12	37,91	35,23
24	267,75	256,3	31,418	11,45

Tabell 7.1

År	Diskonterte inntekter	Kostnader
0	-	1 500 000 000
1	-	1 402 745 941
2	-	1 311 797 449
3	-	1 226 745 698
4	382 775 106	13 001 695
5	357 957 484	12 158 716
6	334 748 939	11 370 393
7	313 045 143	10 633 182
8	292 748 536	9 943 769
9	273 767 880	9 299 054
10	256 017 855	8 696 140
11	239 418 671	8 132 317
12	223 895 713	7 605 050
13	209 379 202	7 111 968
14	195 803 883	6 650 857
15	183 108 735	6 219 641
16	171 236 690	5 816 384
17	160 134 381	5 439 273
18	149 751 902	5 086 612
19	140 042 582	4 756 816
20	130 962 775	4 448 403
21	122 471 668	4 159 986
22	114 531 090	3 890 269
23	107 105 348	3 638 040
24	100 161 061	3 402 164
25	93 667 015	3 181 581
26	87 594 016	2 975 300
27	81 914 767	2 782 393
28	76 603 738	2 601 994
29	71 637 055	2 433 291
30	66 992 392	2 275 526
31	62 648 871	2 127 990
32	58 586 966	1 990 019
33	54 788 419	1 860 994
34	51 236 155	1 740 335
35	47 914 206	1 627 498
36	44 807 638	1 521 978
37	41 902 489	1 423 299
38	39 185 697	1 331 018
39	36 645 052	1 244 720
40	34 269 132	1 164 017
41	32 047 257	1 088 547
42	29 969 440	1 017 970
43	28 026 340	951 969
NPV	5 499 501 290	5 628 090 257
NPV Prosjekt	-128 588 967	

Tabell 7.1

År	Diskonterte inntekter	Kostnader
0	-	1 500 000 000
1	-	1 402 745 941
2	-	1 311 797 449
3	-	1 226 745 698
4	597 437 256	13 001 695
5	558 701 790	12 158 716
6	522 477 779	11 370 393
7	488 602 389	10 633 182
8	456 923 345	9 943 769
9	427 298 245	9 299 054
10	399 593 919	8 696 140
11	373 685 832	8 132 317
12	349 457 522	7 605 050
13	326 800 081	7 111 968
14	305 611 658	6 650 857
15	285 797 008	6 219 641
16	267 267 062	5 816 384
17	249 938 524	5 439 273
18	233 733 500	5 086 612
19	218 579 146	4 756 816
20	204 407 340	4 448 403
21	191 154 377	4 159 986
22	178 760 684	3 890 269
23	167 170 550	3 638 040
24	156 331 873	3 402 164
25	146 195 934	3 181 581
26	136 717 168	2 975 300
27	127 852 969	2 782 393
28	119 563 489	2 601 994
29	111 811 465	2 433 291
30	104 562 053	2 275 526
31	97 782 663	2 127 990
32	91 442 823	1 990 019
33	85 514 032	1 860 994
34	79 969 641	1 740 335
35	74 784 726	1 627 498
36	69 935 981	1 521 978
37	65 401 609	1 423 299
38	61 161 228	1 331 018
39	57 195 776	1 244 720
40	53 487 428	1 164 017
41	50 019 515	1 088 547
42	46 776 448	1 017 970
43	43 743 648	951 969
Sum	8 583 648 477	5 628 090 257
NPV Prosjekt	2 955 558 220	

