

Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Nederland

Statnett SF søker herved Olje- og energidepartementet om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Nederland, jf energilovens § 4-2.

Begrunnelse for søknaden følger vedlagt.

Oslo, september 2004

Odd Håkon Hoelsæter
Konsernsjef

Øivind Rue
Konserndirektør

Sammendrag

Det nordeuropeiske kraftsystemet består av to komplementære systemer:

- Kontinentaleuropas termiske system som produserer kraft ved hjelp av energibærere som kull, gass, olje, atomkraft etc.
- Nordens vannkraftdominerte system

Det nordiske vannkraftsystemet har en svært verdifull reguleringsevne som etterspørres av det termiske systemet. Vannkraftsystemet er imidlertid meget sårbart for svikt i nedbøren. For å opprettholde forsyningssikkerheten og et relativt stabilt prisnivå, er man i knapphetssituasjoner avhengig av å importere energi fra de termisk baserte markedene.

For å håndtere systemets sårbarhet har Norge etablert utvekslingskapasitet mot andre nordiske land. Utenlandsforbindelsene gir verdifull *fleksibilitet* til systemet ved at vi kan importere i tørre år og eksportere overskuddskraft i nedbørsrike år. Statnett vurderer at volum og struktur på dagens utvekslingskapasitet ikke er tilstrekkelig for å håndtere nedbørvariasjonene på en akseptabel måte.

De samfunnsøkonomiske konsekvensene av manglende fleksibilitet er store og har historisk medført betydelige velferdstap for det norske samfunnet. Beregninger foretatt av Statistisk Sentralbyrå (SSB) indikerer at bruttonasjonalproduktet i tørråret 2002-2003 ble redusert med 0,5 % i forhold til en normal situasjon i kraftmarkedet. SSB beregner videre at disponibel realinntekt i samme periode ble redusert med 6,6 mrd NOK.

Det er flere tiltak som kan iverksettes for å tilføre systemet den nødvendige fleksibiliteten. Statnett vurderer det slik at økt utvekslingskapasitet mot termiske systemer i Europa vil gi positive bidrag innenfor en akseptabel tidshorisont. Norge har gjennom Skagerak-forbindelsen til Danmark allerede etablert én slik kabelforbindelse og høster store samfunnsøkonomiske gevinster fra denne.

Statnett foreslår å videreføre en slik satsing og har derfor analysert en rekke mulige kabelforbindelser mot kontinentet. Basert på en samlet vurdering av økonomi, risiko, modenhet, samarbeidspartner og teknisk løsning, konkluderer Statnett at en forbindelse mot Nederland via den planlagte NorNed-kabelen er det beste forbindelsesalternativet. Samarbeidspartner er den Nederlandske TSO, TenneT.

Det nordiske kraftmarkedet vil kobles sammen med det nederlandske markedet ved at kraftbørsene Nord Pool Spot og APX utnytter kabelen etter lignende regelverk som gjelder for handel mellom landene i

Norden. Kabelen vil transportere strøm fra det markedet som til enhver tid har lavest kraftpris, til det med høyest pris. I tørre år vil kraften i hovedsak flyte mot Norge. I våte år vil kabelen eksportere det meste av tiden.

NorNed er beregnet å gi samlede nytteverdier til Norge på omlag 360 MNOK per år over prosjektets beregnede levetid. Prosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet er estimert til 2,0 mrd NOK.

Kabelforbindelsen, med nominell kapasitet på 600 MW, skal eies og finansieres med 50 prosent fra hver av samarbeidspartnerne. På samme måte deles alle handelsinntekter mellom de to selskapene. Statnett har lagt til grunn at NorNed blir en del av sentralnettsordningen, på samme måte som eksisterende utenlandsforbindelser. NorNed-prosjektet vil bidra til redusert sentralnettstariff med et gjennomsnittlig forventet årlig bidrag på om lag 90 MNOK.

Teknologien som anvendes er velprøvd og Statnett har omfattende erfaring fra drift av tilsvarende anlegg. NorNed-prosjektet er allerede tildelt nødvendige anleggskonsesjoner. De viktigste leverandørkontraktene er framforhandlet og anslagsvis 80 prosent av NorNeds kostnadsbudsjett er basert på fastpriskontrakter. Dette forholdet reduserer prosjektets samlede risiko.

Det norske og nordiske kraftsystemet trenger snarlig tilførsel av økt fleksibilitet. NorNed er et effektivt tiltak med høy samfunnsøkonomisk verdi.

Statnett SF søker derfor Olje- og energidepartementet om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Nederland, jf energilovens § 4-2. basert på den framlagte handelsmodell og at kabelforbindelsen blir del av sentralnettsordningen.

Innholdsfortegnelse

| | | |
|----------|--|--------------|
| 1 | BAKGRUNN..... | 5 |
| 2 | UTFORDRINGER FOR ET VELFUNGERENDE MARKED | 7 |
| 2.1 | NORGE OPPLEVER SVEKKET ENERGIBALANSE..... | 8 |
| 2.2 | KRAFTSYSTEMET HAR FOR LITEN FLEKSIBILITET TIL Å TAKLE VARIASJONER I NEDBØREN..... | 9 |
| 2.3 | ØKT UTVEKSLINGSKAPASITET VIL GI ØKT FLEKSIBILITET | 11 |
| 2.4 | NORDEN HØSTER STORE GEVINSTER FRA SKAGERAK-KABELN | 12 |
| 2.5 | DAGENS UTVEKSLINGSKAPASITET ER IKKE TILSTREKKELIG | 13 |
| 2.6 | KABELFORBINDELSE MOT NEDERLAND ER ET GODT TILTAK..... | 15 |
| 3 | PRESENTASJON AV NORNED-PROSJEKTET..... | 17 |
| 3.1 | NORNED HAR SOLIDE NØKKELTALL | 17 |
| 3.2 | EIERSKAP OG ORGANISERING ER PÅ Plass..... | 18 |
| 3.3 | GUNSTIG FINANSIERINGSMODELL..... | 19 |
| 3.4 | VELPRØVD TEKNISK LØSNING..... | 19 |
| 3.5 | PROSJEKTGJENNOMFØRINGBASERT PÅ FASTPRISKONTRAKTER | 20 |
| 4 | KRAFTFLYTEN OVER NORNED SKAPER INNTEKTER..... | 23 |
| 4.1 | KRAFTFLYTEN VIL STYRES AV KRAFTBØRSENE | 23 |
| 4.2 | KRAFTFLYTEN VIL SIKRE NORGE ØKT FLEKSIBILITET | 24 |
| 4.3 | NORNED VIL GENERERE STORE HANDELSINNTKTER | 28 |
| 4.4 | HANDEL MED ANDRE PRODUKTER SKAPER OGSÅ VERDIER | 31 |
| 4.5 | SYSTEMVIRKNINGER | 31 |
| 4.6 | ØKT SUM AV PRODUSENT- OG KONSUMENTOVERSKUDD | 33 |
| 5 | SAMFUNNSØKONOMI..... | 34 |
| 5.1 | NORNED HAR MANGE NYTTEVERDIER..... | 34 |
| 5.2 | NORNED GIR SAMFUNNSØKONOMISK GEVINST PÅ 2,0 MRD..... | 34 |
| 5.3 | SAMFUNNSØKONOMIEN ER ROBUST..... | 36 |
| 5.4 | NORNED VIL BIDRA TIL REDUSERT SENTRALNETTSTARIFF | FEIL! |
| | BOKMERKE ER IKKE DEFINERT. | |
| 5.5 | BEDRE FORSYNINGSSIKKERHET | 38 |
| 5.6 | MER VELFUNGERENDE MARKEDSLØSNINGER | 39 |
| 5.7 | INVESTINGER OG KOSTNADER..... | 40 |
| 6 | OPPSUMMERING | 42 |

1 Bakgrunn

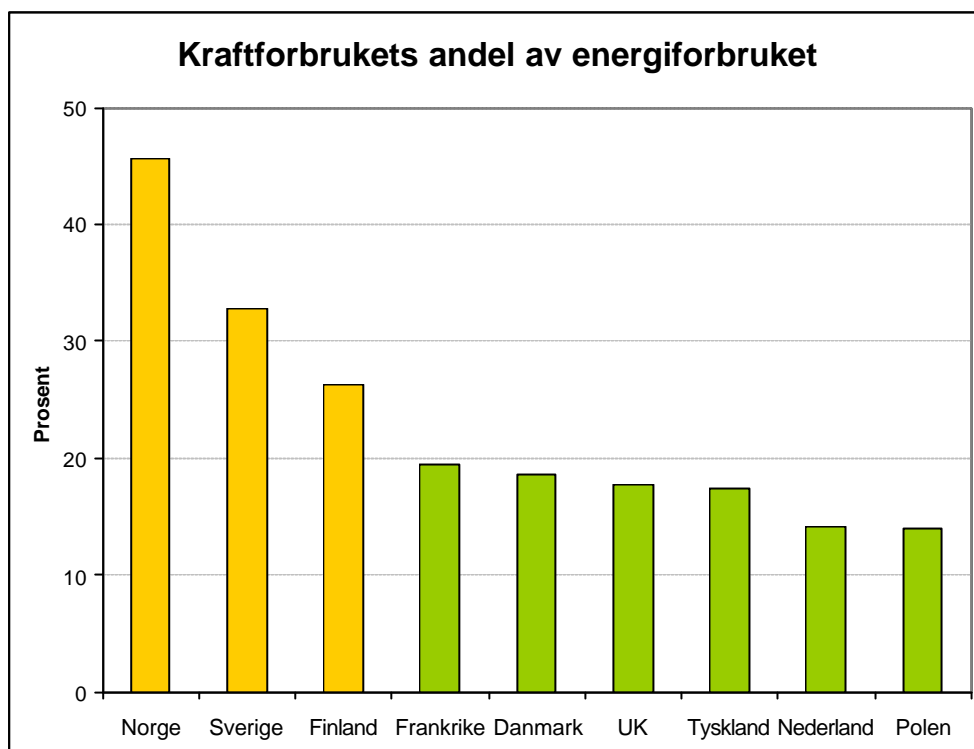
Det nordeuropeiske kraftsystemet består av to komplementære systemer, med svært ulike egenskaper:

- *Termiske systemer* baserer seg på kraftproduksjon gjennom energibærere som kull, gass, olje, atomkraft, biomasse og lignende. Disse finnes eksempelvis i land som Danmark, Finland, Storbritannia, Tyskland, Nederland, Polen og Frankrike. Termiske systemer omtales også som varmekraftsystemer.
- *Vannkraftdominerte systemer* har stort innslag av vannkraftproduksjon, der muligheten til å lagre vann i magasinene gir et annet prisbilde enn i termiske systemer. Norge er i en særstilling med 99 % vannkraft, men også Sverige har mye vannkraft. Vannkraften utgjør om lag 55 % av kraftproduksjonen i det nordiske markedet. Selv om både Sverige, Finland og Danmark har mye termisk produksjon, kjennetegnes prisdannelsen i det felles nordiske markedet av vannkraften.

Strøm kan ikke lagres. Kraftproduksjonen må derfor variere over tid, innen dag og sesong, for å tilpasses forbruket. Forskjellige land har ulik evne til å regulere den løpende produksjonen, og ulikt mønster i forbruksvariasjonene. Landene tjener på å utnytte hverandres fortrinn. Gjennom framveksten av kraftbørser og overføringskabler mellom landene er det etablert mekanismer som omdanner overskuddskapasitet til en etterspurt handelsvare.

Det vannkraftbaserte kraftsystemet i Norden kjennetegnes av sin evne til hurtig å regulere produksjonen opp eller ned. I termiske systemer er slik regulering svært kostbart. Økt kapasitet mot termiske markeder vil gjøre den nordiske reguleringsevnen mer verdifull.

Vannkraftmarkedene kjennetegnes også av at kraftforbruket utgjør en større andel av det totale energiforbruket enn i de termiske landene. Også her er Norge i en særstilling siden nesten halvparten av alt energiforbruk dekkes med strøm. I termiske markeder dekkes typisk 15-20 % av energiforbruket med kraft. Se Figur 1. Av denne grunn er typisk døgnvariasjonen i kraftforbruket større i de termiske markedene.



Figur 1 Kraftforbrukets andel av energiforbruket (Kilde: IEA, 2001)

Vannkraftsystemet har én stor svakhet, som kommer til syne i år med lave nedbørsmengder. I tørre år er det sannsynlig med svært høye priser og risiko for rasjonering. Statnett har vurdert en rekke typer tiltak som kan bedre forsyningssikkerheten og sikre et relativt stabilt prisnivå. Etter Statnetts vurdering er økt utvekslingskapasitet mot termiske systemer et meget effektivt tiltak, som også har mange andre positive virkninger på det nordiske kraftmarkedet.

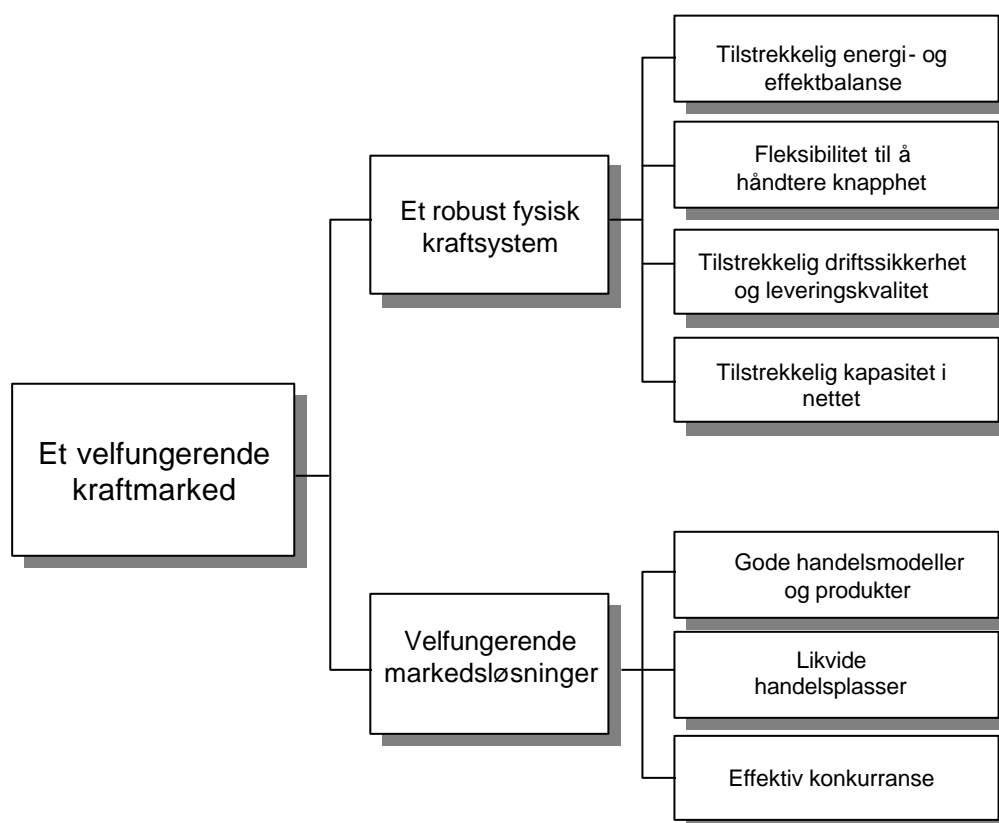
På bakgrunn av dette foreslår Statnett å bygge en kabelforbindelse til Nederland. Sentrale premisser for denne anbefalingen samt valg av teknisk og handelsmessig løsning fremlegges i det følgende.

2 utfordringer for et velfungerende marked

Et moderne industriland er svært avhengig av en pålitelig strømforsyning. Husholdninger, offentlig sektor og næringsliv baserer seg på stabile leveranser av kraft til akseptable og forutsigbare priser.

Stabile leveranser av kraft til akseptable priser forutsetter et velfungerende kraftmarked. Et velfungerende kraftmarked kjennetegnes av et *fysisk kraftsystem* som er i stand til å dekke forbrukernes behov. I tillegg trengs det velfungerende *markedsløsninger* som sørger for en best mulig utnyttelse av kraftressursene. Mangel på robusthet i kraftsystemet kan i noen grad håndteres gjennom markedsmekanismen, men høye priser og høy volatilitet vil over tid ha en rekke uheldige effekter.

De mest sentrale forutsetningene for et velfungerende kraftmarked framgår av Figur 2.



Figur 2 Forutsetninger for et velfungerende kraftmarked

Selv om det er en tendens til at aktørene blir stadig større og færre, vurderer Statnett at markedsløsningene i Norden i dag i all hovedsak

fungerer tilfredsstillende, med en likvid kraftbørs. Sammenlignet med andre markedsområder, er det stor konkurranse, med mange aktive tilbydere, i det nordiske kraftmarkedet. Involverte aktører samarbeider godt om å gjøre kontinuerlige forbedringer i markedsløsningene.

Som systemansvarlig har Statnett som hovedoppgave å sikre at det fysiske kraftsystemet har akseptabel driftssikkerhet og leveringskvalitet. Statnett vurderer at driftssikkerheten og kvaliteten i all hovedsak er tilfredsstillende. Statnett gjennomfører investeringer basert på samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Med de nettførsterkninger som gjennomføres og planlegges gjennomført innenlands vurderer Statnett at nettet har tilstrekkelig kapasitet.

Som systemansvarlig nettselskap, har Statnett identifisert to hovedutfordringer:

1. Utviklingen i energibalansen
2. Kraftsystemets manglende fleksibilitet til å takle tørre og våte år på en, for det norske samfunn, akseptabel måte.

2.1 Norge opplever svekket energibalanse

Norge hadde et kraftoverskudd på om lag 8 TWh tidlig på 1990-tallet. Siden den tid har forbruket gradvis vokst, uten at det er bygget tilsvarende mengder ny kraftproduksjon. Norge ventes å være avhengig av om lag 8 TWh import i 2007 gitt normale nedbørsmengder. Norge har dårligere balanse enn andre nordiske land.

En fortsatt negativ utvikling av energibalansen vil føre til gradvis redusert forsyningssikkerhet og en høyere kraftpris i Norge.

Land med varmekraftproduksjon kan ha rikelig med produksjonskapasitet innenlands, men likevel velge å importere billigere kraft fra naboland. Det norske kraftsystemet befinner seg i en annen situasjon, her finnes i praksis ingen innenlandsk reserve produksjonskapasitet, og systemet er avhengig av kraftimport selv i normale år.

Utfordringen knyttet til energibalansen må løses innenlands gjennom utbygging av ny produksjonskapasitet kombinert med redusert vekst i kraftforbruket. Utbygging av kabler til utlandet med primært formål å øke importen av kraft i normale år, er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Myndighetene stimulerer til forbruksreduksjon og til omlegging til andre energiformer. Det er imidlertid lite som tyder på at forbrukerne er villige til å redusere forbruket i tilstrekkelig omfang. Det er lansert en rekke planer for ny kraftproduksjon som på langt sikt vil kunne øke produksjonskapasiteten.

I det videre behandles ikke utfordringen med den svake norske energibalansen. Dette er imidlertid en svært viktig utfordring. Statnett legger til grunn at myndighetene gir rammebetingelser som sikrer at Norge får en akseptabel energibalanse i framtiden.

2.2 Kraftsystemet har for liten fleksibilitet til å takle variasjoner i nedbøren

Over 95 % av all vannkraften i Norden produseres i Norge og Sverige. Svikt i nedbøren vil kunne ramme den svenske og norske vannkraftproduksjonen på samme tid. Den store variasjonen i nedbøren fra år til år er en stor utfordring for det nordiske kraftsystemet – selv i en situasjon hvor energibalansen blir bedret.

I et tørrår vil Norge ha omlag 30 TWh mindre kraft tilgjengelig enn i et normalår. Dette utgjør 25 % av kraftforbruket. Verken det eksisterende kraftnettet inn til Norden eller videre inn til Norge er dimensjonert for å håndtere slike energimengder.

Kraftsystemets fleksibilitet handler ikke bare om evnen til å håndtere knapphetssituasjoner. Fra et samfunnsøkonomisk ståsted er det også viktig å kunne håndtere overskuddssituasjoner på en måte som utnytter ressursene på en god måte. I våte år er det stort overskudd på kraft i det nordiske markedet. Det fører til lav pris for krafteksport til våre naboland. I ytterste konsekvens må vann renne forbi turbinene. I en slik situasjon vil det være ønskelig å kunne selge mer kraft til markeder utenfor Norden.

Manglende fleksibilitet fører til betydelige velferdstap for det norske samfunnet.

Samfunnsøkonomiske kostnader

Som allerede påpekt, er det nordiske kraftsystemet sårbart for meteorologiske variasjoner. Det som ytterligere gjør Norge spesielt sårbart, er at kraftforbruket utgjør en større andel av energiforbruket enn i andre land, jf Figur 1. Muligheten til å bytte til alternative energikilder (på kort og mellomlang sikt) er mindre enn i land der energibruken er mer diversifisert. Knapphet på kraft vil derfor føre til betydelig prisoppgang, med store økonomiske konsekvenser for husholdninger og næringsliv.

Stortingsmelding nr. 18 (2003-2004) *Om forsyningsikkerheten for strøm mv.* beskriver knapphetssituasjonen vinteren 2002/03. Meldingen viser at prisøkningen vinteren 2002/03 førte til økte strømuttergifter tilsvarende ca 5 % av årslønnen for den laveste inntektsgruppen. For næringslivet førte den høye kraftprisen til reduserte inntekter på grunn av redusert etterspørsel fra norske husholdninger og redusert eksport. Beregninger indikerer at bruttonasjonalproduktet ble redusert med 0,5 % i forhold til en normal situasjon i kraftmarkedet og at disponibel realinntekt ble redusert med

6,6 mrd NOK. Gjennom vinteren bidro den høye kraftprisen til høy konsumprisvekst.

For tolv månedersperioden juli 2002-juni 2003 var tilsiget til vannkraftverkene så lavt som 96 TWh i Norge, mot normalt 118 TWh. Takket være økt tilsig mot slutten av perioden, og etterpå, bedret situasjonen seg. Tilsigsstatistikken for perioden etter 1930 viser at den tørreste perioden hadde et gjennomsnittlig årlig tilsig som med dagens produksjonssystem tilsvarer bare 90 TWh, i *to år på rad*. Skulle Norge oppleve en like lang og tørr periode i framtiden, med et uforandret kraftsystem, vil det norske samfunnet oppleve en knapphetssituasjon som er langt mer alvorlig enn det man opplevde vinteren 2002/03. Så godt som alle vannmagasinene vil ha meget lav fyllingsgrad i det tørrår nummer to starter. I en slik situasjon ville det ha vært umulig å unngå rasjonering.

Dersom et tørrår medfører rasjonering, vil de samfunnsmessige kostnadene bli betydelige. Kostnader for varslede avbrudd for husholdninger er anslått til 7 kr/kWh. 1 TWh rasjonert kraft representerer derfor en samfunnsøkonomisk kostnad på 7 mrd kroner.

Manglende fleksibilitet har også en direkte innvirkning på Norges utenlandshandel. Som eksempel importerte Norge netto nær 8 TWh i løpet av 2003, til en gjennomsnittlig pris på om lag 30 øre/kWh. I vårtåret 2000 eksporterte Norge netto 19 TWh til en gjennomsnittspris på om lag 10 øre/kWh. Økt kapasitet mot termiske markeder vil bedre handelsbetingelsene slik at importen blir billigere og eksporten blir bedre betalt.

Andre ulemper

I tillegg til de nevnte kvantifiserbare konsekvensene av manglende fleksibilitet, er det en rekke konsekvenser som vanskelig lar seg tallfeste.

Redusert oppslutning om markedsregimet:

I tillegg til de konkrete pris- og forbruksendringene som skjer i et tørrår kan det hende at samfunnet mister tilliten til den markedsbaserte kraftforsyningen. Resultatene av sviktende tillit kan spenne fra økte administrative kostnader for markedsaktørene til et press i retning av institusjonelle endringer. Sammenbrudd i den markedsbaserte kraftforsyningen vil ha vidtrekkende konsekvenser.

Uønskede fordelingsvirkninger:

De fleste husholdninger har kraftkontrakter med variabel pris. For disse vil en økning i kraftprisen gi betydelige fordelingsvirkninger. En dobling av kraftprisen fra 20 til 40 øre/kWh for et samlet forbruk på 60 TWh vil føre til en inntektsoverføring fra husholdninger til leverandørsiden på 12 mrd kroner.

Feilbeslutninger som følge av irrasjonelle prisforventninger:

De høye kraftprisene i tiden etter høsten 2002 har medført en betydelig økning i etterspørselen etter alternative oppvarmingskilder. I den grad slike investeringsbeslutninger gjøres på grunnlag av urealistiske forventninger om det framtidige prisnivået, vil de innebære en samfunnsøkonomisk kostnad.

2.3 Økt utvekslingskapasitet vil gi økt fleksibilitet

Energisparing og ny kraftproduksjon vil ikke løse de utfordringer det norske kraftsystemet møter med hensyn på behovet for fleksibilitet. Utfordringer knyttet til energifleksibilitet må løses med andre tiltak.

Stortingsmelding nr. 18 (2003-2004) om forsyningssikkerheten for strøm mv angir tiltak for en mer robust kraftforsyning og ser spesifikt på tiltak for å øke fleksibiliteten i kraftsystemet.

1. Reservekraftproduksjon
2. Økt fleksibilitet i forbruket
3. Økt utvekslingskapasitet mot utlandet

Statnett er gjennom stortingsmeldingen gitt et utvidet ansvar for å sikre forsyningssikkerheten. Statnett er av den oppfatning at reservekraftproduksjon har høye kostnader og bare bør brukes i en svært anstrengt kraftsituasjon.

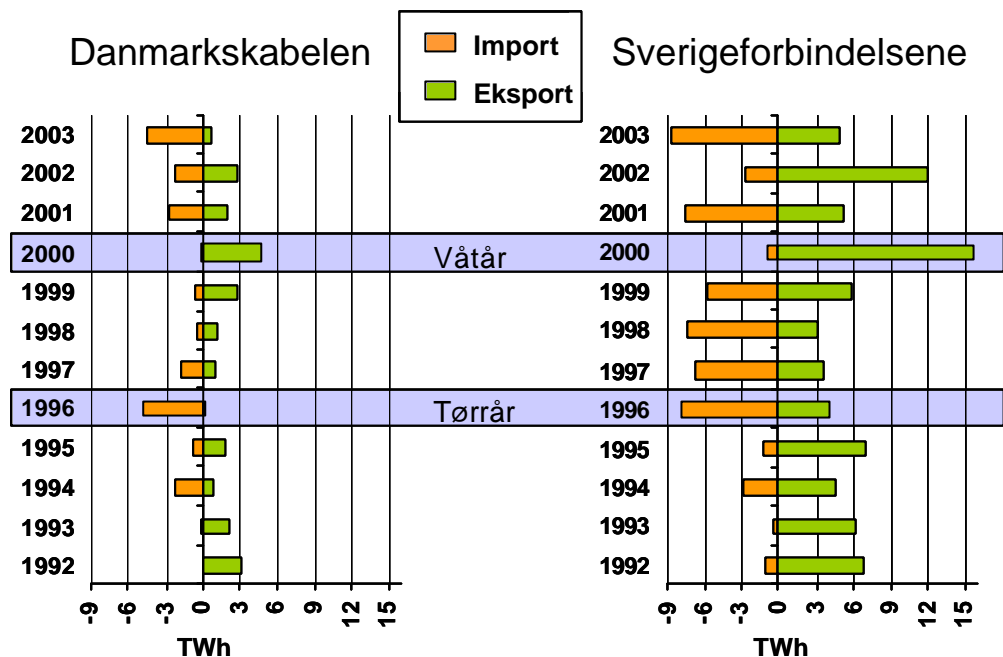
Statnett vurderer at økt fleksibilitet i forbruket er svært positivt for kraftsystemet. Det er ønskelig at flere kunder kan skifte over til alternative brensler (til varmeproduksjon) i en periode med knapphet på kraft. På lang sikt, etter at kundenes egen infrastruktur er endret, vil slik økt fleksibilitet være meget verdifull. På kort sikt er det største potensialet knyttet til den kraftintensive industrien, som kan finne lønnsomhet i å redusere sin aktivitet i perioder med høye kraftpriser. Industriens fleksibilitet kan ytterligere stimuleres gjennom inngåelse av avtaler (energiopsjoner) som sikrer Statnett rett til å redusere forbruket. OED uttrykker i stortingsmeldingen "stor usikkerhet knyttet til sentrale forhold om en opsjonsordning faktisk vil virke som et reelt tiltak i en svært anstrengt situasjon".

Statnett vurderer det slik at tiltak nr. 3, økt utvekslingskapasitet mot utlandet, vil gi raske og positive bidrag. I særlig grad gjelder dette dersom utvekslingskapasitet opprettes mot termisk baserte systemer.

Utenlandsforbindelsene brukes fleksibelt

Forbindelsene mot utlandet virker forskjellig i ulike situasjoner i kraftmarkedet. Figur 3 viser hvordan forbindelsene til Danmark og Sverige har blitt utnyttet de siste årene. Det framgår at Norge importerte store mengder energi i tørråret 1996, mens vi eksporterte store mengder energi i våtåret 2000. Mest rendyrket er dette for

forbindelsene til Danmark. (Kapasiteten mot Sverige er om lag tre ganger så stor som mot Danmark, se omtale i avsnitt 2.5.)



Figur 3 Kraftflyt over Danmarkskabelen og Sverigeforbindelsene

Situasjonen i 2002/03 fortjener en kommentar: Første halvår 2002 hadde unormalt *mye* nedbør, noe som førte til eksport. Høsten ble imidlertid svært nedbørfattig. Den første delen av vinteren var det største nedbørsvikt i Sverige enn i Norge. Prisene i markedet ble derfor slik at kraften fløt fra Norge til Sverige. Utover vinteren og resten av 2003 holdt prisen seg høyere enn normalt, og det ble betydelig import til Norge.

2.4 Norden høster store gevinster fra Skagerak-kablene

Skagerrak-kablene som forbinder Norge og Vest-Danmark (Jylland) ble bygget i to trinn. Første del av kapasiteten ble etablert i 1976/77 og den resterende kapasiteten i 1993.

Skagerrak-kablene skiller seg fra forbindelsene til Sverige:

- Danmark er et termisk kraftsystem
- Vest-Danmark er en systemmessig del av det kontinentale kraftsystemet
- Kablene er likestrømsforbindelser

Disse egenskapene gjør at Skagerrak-kablene fungerer mer fleksibelt enn de andre utenlandsforbindelsene. Det danske kraftsystemet er ikke utsatt for nedbørsvariasjoner som Norge og Sverige. Danmark har

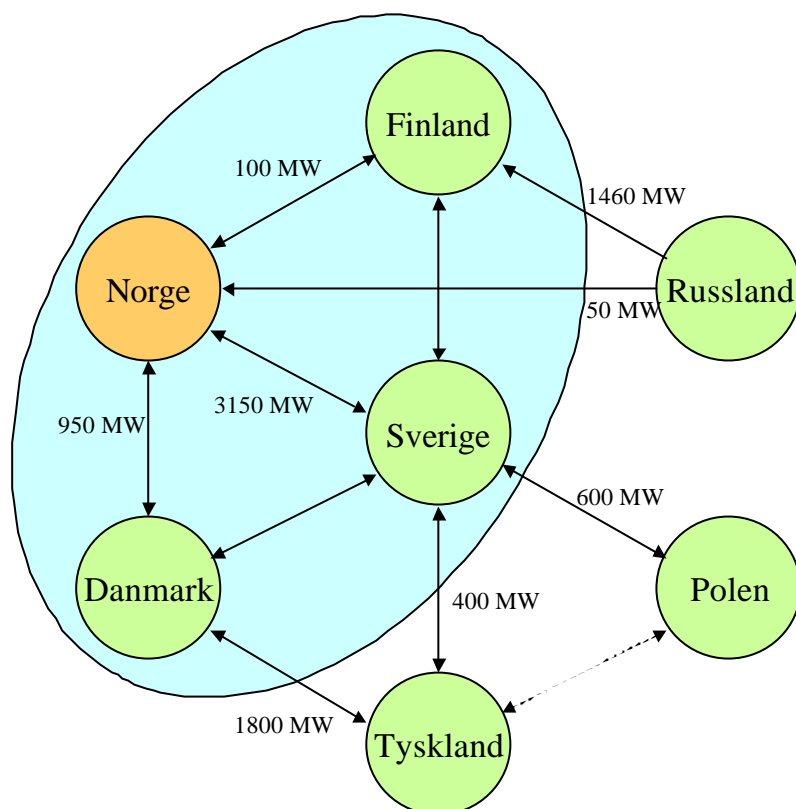
derfor mulighet til å levere energi til Norge i tørre år og kjøpe energi fra Norge i våte år.

Kablene har hatt en sentral betydning for det norske og nordiske kraftmarkedet. Kablene har gitt følgende gevinster:

- Bidratt med betydelig fleksibilitet inn i det norske kraftsystemet. Norge har importert dansk reservekapasitet i tørre år og eksportert energi i våte år
- Bidratt til økt konkurranse i det norske kraftmarkedet. Kabelkapasiteten blir tillagt stor vekt når Konkurransetilsynet analyserer konkurransen i det norske markedet
- Representert en alternativ transportvei mellom Norge og Sverige, og dermed bundet Norge, Sverige og Danmark enda tettere sammen. Dette muliggjør bedre utnyttelse av de nordiske vannkraftressursene
- Påvirket prisdannelsen i det nordiske markedet på en måte som har vært til gunst for Norge. Verdien av utenlandshandelen med kraft har økt
- Generert betydelige handelsinntekter. I perioden 2000-2003 har gjennomsnittlig handelsinntekt vært om lag 210 MNOK årlig
- Muliggjort norsk-dansk samarbeid om regulerkraft. Dette har vært viktig for den danske satsingen på vindkraft. Skagerrak-kablene har også muliggjort et felles norsk-dansk opsjonsmarked for regulerkraft (RKOM)

2.5 Dagens utvekslingskapasitet er ikke tilstrekkelig

Norge har i dag utvekslingskapasitet mot Sverige, Finland, Danmark, og Russland. Den maksimale *import*kapasiteten er på om lag 4250 MW, som vist i Figur 4. Ofte begrenses kapasiteten av ulike forhold i nettet. Gjennomsnittlig tilgjengelig importkapasitet i 2003 var om lag 3600 MW. Sammenlignet med andre land ligger dette tallet lavt. Omlag 75 % av Norges importkapasitet er knyttet til det svenske kraftsystemet. Situasjonen høsten 2002 viste at Sverige ikke hadde energi å bidra med til Norge. Kapasiteten mot rent termiske systemer er bare i størrelsesorden 1000 MW. Dette er for lite til å dekke Norges behov for fleksibilitet.



Figur 4 Nettkapasiteter inn til Norge og inn til Norden

Også Norden samlet har etter Statnetts vurdering lav utvekslingskapasitet. Siden forbindelsene fra Russland kun kan brukes til import, utgjør den fleksible kapasiteten mellom Norden og kontinentet bare 4 % av et maksimalforbruk på 66000 MW.

Som ansvarlig for driftssikkerheten i kraftsystemet i et meget kraftavhengig samfunn, vil Statnett påpeke at det er risiko for en alvorlig knapphetssituasjon. Statnett vurderer at Norge trenger å utvikle 1200-1800 MW økt overføringskapasitet mot utlandet over de neste 7-10 årene. Nye forbindelser bør i hovedsak gå til relativt store markedsområder med termisk kraftproduksjon.

2.6 Kabelforbindelse mot Nederland er et godt tiltak

Statnett har utredet fire omfattende kabelprosjekter til aktuelle termiske markeder i den siste tiårsperioden og har opparbeidet en omfattende erfaring fra arbeidet med disse. Prosjektene har vært karakterisert ved høy grad av kompleksitet spesielt omkring forhold utenfor Statnetts kontroll så som endrede markedsforhold og politiske og selskapsmessige prioriteringer. Disse forholdene har skapt behov for endringer i de enkelte prosjekter og medført terminering av flere av dem.

Statnett mener at det på nåværende tidspunkt foreligger et mulighetsvindu for å gjennomføre et modent og samfunnsøkonomisk lønnsomt kabelprosjekt mot Europa med relativt lav risiko.

Vedlagte rapport om *Alternative kabelprosjekter* gir en presentasjon av forskjellige kabelalternativer til Nederland, Tyskland, England og Danmark.

NorNed er det beste alternativet

Statnetts analyser konkluderer at NorNed er det mest attraktive prosjektet:

- Prosjektet har den høyeste samfunnsøkonomiske nåverdien på om lag 2 mrd NOK. Prosjektet vil bidra til å redusere sentralnettstariffen med om lag 90 MNOK per år.
- Prosjektet er det mest modne. Bygging kan startes umiddelbart etter tildeling av konsesjon
- Prosjektet vil være det prosjektet som hurtigst bidrar til etablering av en kabelforbindelse mot Europa
- Prosjektets handelsløsning er testet og utnytter kabelen etter lignende regelverk som gjelder i Norden
- Kontrakt med samarbeidspartner (Nederlands TSO) om 50/50 prosent deling av investeringer, inntekter og driftskostnader er underskrevet
- Prosjektets risiko er lav med hensyn til kostnadsoverskridelser fordi en stor del av leverandørkontraktene er fastpriskontrakter
- Prosjektet kan realiseres med konvensjonell og velprøvd kabelteknologi som Statnett har stor driftserfaring med.

De øvrige vurderte alternativer har en varierende grad av usikkerhet både med hensyn til den praktiske implementering og realisering innenfor den planlagte tidshorisont. Statnett anser derfor NorNed som det eneste reelle alternativet og et første skritt i strategien for å øke overføringskapasiteten.

Forholdet mellom NorNed og NSI

Statnett søkte i fjor OED om konsesjon for kraftutveksling over den planlagte NSI-kabelen til England. Søknaden ble avslått fordi OED vurderte at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten var for usikker.

Det var den fastlåste situasjonen mellom kraftutvekslingspartene (Statkraft og NEA) som hindret realisering av NorNed i fjor. På det tidspunkt var NSI det eneste reelle alternativet. Statnett ønsket å realisere NSI av hensyn til forsyningssikkerheten. I søknadsdokumentene gjorde Statnett rede for sitt arbeid med NorNed og dokumenterte at også NorNed var et godt prosjekt.

Da kraftutvekslingsavtalen mellom NEA og Statkraft ble terminert i januar 2004, oppstod det en ny situasjon. Fra samme tidspunkt kom TenneT med som ny samarbeidspartner i NorNed-prosjektet.

Sammen med TenneT har Statnett videreutviklet og forbedret det opprinnelige NorNed-prosjektet. Det nye prosjektet kjennetegnes av at

- Det er en likeverdig fordeling av kostnader og inntekter mellom Norge og Nederland
- Det er valgt ny og bedre markedsløsning
- Det skal ikke betales grensetariffer
- Den nederlandske parten viser en betydelig positiv vilje til å gjennomføre prosjektet.

Statnett vurderer at NorNed har mer robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet enn fjorårets NSI-prosjekt.

3 Presentasjon av NorNed-prosjektet

Dette kapitlet presenterer på overordnet nivå selve NorNed-prosjektet.

3.1 NorNed har solide nøkkeltall

NorNed-prosjektets nytteverdier og kostnader dokumenteres i fortsettelsen av denne konsesjonssøknaden. For å gi et overblikk, presenteres de viktigste økonomiske nøkkeltallene for den *norske* eierandelen. Alle beløp unntatt investeringskostnadene er reelle 2004-tall.

| Gevinster for Norge | MNOK |
|---|------|
| Samfunnsøkonomisk nåverdi | 1984 |
| Årlig netto nytte for Norge | 157 |
| Årlig reduksjon i sentralnettstariffen (ca) | 90 |

| Investeringer | MNOK |
|---------------------|------|
| Kabel og landanlegg | 2130 |
| Norsk nett | 400 |

| Årlige driftskostnader | MNOK |
|--------------------------------|------|
| Kabeldrift og forsikring | 17 |
| Tap i norsk nett | 16 |
| Økt driftskostnad i norsk nett | 1 |

| Årlige inntekter (MNOK) | 2008-2017 | 2018-2047 |
|----------------------------|-----------|-----------|
| Handelsinntekt energi | 251 | 245 |
| Verdi av kapasitetsreserve | 30 | 30 |
| Handel med systemtjenester | 20 | 20 |

| Andre årlige virkninger | 2008-2017 | 2018-2047 |
|--|-----------|-----------|
| Økt produsent- og konsumentoverskudd | 89 | 75 |
| Redusert flaskehalsinntekt mot S og DK | -25 | -15 |
| Redusert transittkostnad | 5 | 5 |

| Sentrale egenskaper ved prosjektet | |
|------------------------------------|--------|
| Levetid | 40 år |
| Diskonteringsrente (reell) | 6 % |
| Tilgjengelighet | 97,4 % |
| Nominell kapasitet | 600 MW |
| Anvendbar kapasitetsreserve | 100 MW |

Tabell 1 NorNed-prosjektets viktigste nøkkeltall (norsk andel)

3.2 Eierskap og organisering er på plass

NorNed-prosjektet er et samarbeid mellom de nasjonale nettselskapene Statnett og TenneT.

Statnett er det nasjonale systemansvarlige nettselskapet i Norge (Transmission System Operator, TSO). Selskapet er ansvarlig for å bygge, eie og drive det sentrale overføringsnettet for kraft, inklusive utenlandsforbindelser, og har det overordnede driftsansvaret for hele det norske kraftsystemet. Statnett er heleid av den norske stat, og har om lag 600 ansatte.

TenneT ble etablert som TSO i 1998. På samme måte som Statnett administrerer TenneT hovednettet og utenlandsforbindelsene, overvåker påliteligheten og leveringssikkerheten, og sørger for balanse mellom forsyning og forbruk av kraft. TenneT er heleid av den nederlandske stat.

Statnett og TenneT planlegger i fellesskap å bygge og drive kabelforbindelsen mellom Norge og Nederland. Statnett vil eie den nordlige halvdel av forbindelsen og landanleggene i Norge. TenneT vil eie den sørlige halvdel av kableen og landanleggene i Nederland. Forholdet mellom Statnett og TenneT er regulert i en egen avtale, som vedlegges konsesjonssøknaden (*unntatt offentlighet*).

TenneT er avhengig av å få konsesjon fra nederlandske myndigheter for å kunne gjennomføre NorNed-prosjektet. Tennen sendte sin konsesjonssøknad til energiregulator DTe den 31. August 2004.

De to kraftbørsene APX og Nord Pool Spot vil på oppdrag fra Statnett og TenneT disponere kapasiteten i kabelforbindelsen. Dette vil sikre best mulig utnyttelse av kapasiteten. Forholdet mellom kabeleierne og kraftbørsene er regulert i avtale der alle de fire selskapene er part. Avtalen vedlegges konsesjonssøknaden (*unntatt offentlighet*).

APX er kraftbørsen i Nederland. APX, som ble dannet i 1999 og har hovedkontor i Amsterdam, er heleid av TenneT. APX administrerer en nøytral, auksjonsbasert elhandel med budgivning én dag før fysisk levering. Børsen omsetter i 2004 om lag 13 % av det nederlandske kraftforbruket. APX har nylig utvidet sin virksomhet ved kjøpet av den engelske kraftbørsen UKPX og den engelske gassbørsen EnMO, og har besluttet å etablere en nederlandsk gassbørs. I tillegg arbeides det med et tettere samarbeid med den franske kraftbørsen Powernext.

Nord Pool Spot er børs for den fysiske kraftomsetningen i Norden. Nord Pool Spot har sprunget ut av den norske elbørsen som startet så tidlig som i 1971 (Samkjøringen). Nord Pool Spot har vært med å danne mønster for flere utenlandske børser, inklusive APX, slik at de to

børsene opererer på ensartet måte. I størrelsesorden 30 % av det nordiske forbruket av kraft blir handlet over kraftbørsen. Nord Pool Spot eies av Statnett SF, Svenska Kraftnät, Fingrid, Elkraft System/Eltra og Nord Pool ASA, hver med andel på 20 %.

3.3 Gunstig finansieringsmodell

Statnett og TenneT vil dele inntekter som genereres av kabelen likt. Tilsvarende vil alle investerings- og driftskostnader deles med 50 % på hver part.

Statnett legger til grunn at den norske andelen av kostnader og inntekter vil inngå i sentralnettsordningen. Dette er den finansieringsmodellen som blir framhevet som den naturlige i St.meld. nr. 18 (2003-2004) om forsyningsikkerheten for strøm mv, og det er samme modell som gjelder for Skagerrakforbindelsen til Danmark.

Sentralnettsordningen innebærer at brukerne av det norske sentralnettet via tariffen mottar alle de inntektene kabelen skaper og dekker Statnetts kostnader til driften av sentralnettet og utenlandsforbindelsene.

TenneT legger tilsvarende til grunn at den nederlandske andelen av kostnader og inntekter skal inngå i den nederlandske sentralnettstariffen (og/eller finansieres av et nasjonalt flaskehalsfond).

Statnetts beregninger viser at kabelens inntekter vil dekke kostnadene og bidra til en tariffreduksjon på om lag 90 MNOK årlig i gjennomsnitt.

3.4 Velprøvd teknisk løsning

Den tekniske planleggingen av NorNed-kabelen startet allerede sommeren 1994. Prosjektet var den gang basert på kraft-utvekslingsavtalen som var inngått mellom nederlandske Sep og Statkraft. Selv om den finansielle basis for prosjektet er endret siden den gang, kan den tekniske løsningen fullt ut beholdes.

Statnetts koblingsstasjon på Feda i Kvinesdal kommune er valgt som nettilkoblingspunkt i Norge. Kabelen knyttes til det nederlandske kraftnettet ved Eemshaven, ved kysten i nord. Strekingen fra Eemshaven til Feda er ca. 580 km, landkabel medregnet. Likestrøm (HVDC) er eneste praktiske mulighet for overføring av kraft over så lange avstander. En av fordelene som oppnås med likestrømsoverføring fremfor vekselstrøm er at effektflyten fullt ut kan styres, både med hensyn til effektretning og størrelse. Denne egenskapen er gunstig når det gjelder kabelens funksjon i markedet. Ettersom de to systemene som skal knyttes sammen er

vekselstrømsystemer, er det behov for strømretterstasjoner i nettilkoblingspunktene i begge ender.

Den nominelle overføringskapasiteten er 600 MW i mottaksenden, hensyntatt 4 % tap i overføringen. På bakgrunn av vurderinger gjort av kabelleverandøren har Statnett og TenneT konkludert at det vil være mulig å overføre 100 MW ekstra under normale forhold. Ved 700 MW blir overføringstapene 5 %. De ekstra 100 MW utgjør en kapasitet som det vil lønne seg å utnytte når prisforskjellen mellom de to markedene er tilstrekkelig stor.

Der er planlagt å benytte konvensjonell kabelteknologi. Det eneste nye for NorNed er at det på den grunneste delen av traséen er planlagt å bunte sammen to kabler allerede i kabelfabrikken, dvs. å benytte en tolederkabel på denne delen av strekningen. I dansk og norsk sektor hvor sjødybden gjennomgående er noe større, planlegges det å benytte to konvensjonelle enledere som installeres separat.

NorNeds trasé er nøye planlagt, basert på en omfattende sjøbunns-kartlegging utført i 1996 supplert med tilleggsundersøkelser i Waddenzee og i Fedafjord i 1997. Etter legging i den endelige traséen vil kablen bli beskyttet, dels ved nedgraving og dels med flate steinfyllinger.

Statnett og TenneT vil fokusere på helse-, miljø- og sikkerhet under bygging og installasjon. Risikoen for personskader vurderes å være lavere enn ved bygging av luftledninger. Anlegget har i seg selv meget begrensede miljømessige konsekvenser siden kraften går i sjø- og jordkabel fra stasjon til stasjon. Den massekabeltype som er valgt gir ingen forurensninger av miljøet. Materialene som benyttes i kablen utvinnes under kontrollerte forhold (kobber fra Sverige og Norge, bly fra Australia).

Teknologien som anvendes i sjøkabler er velprøvd og det finnes rikelig med driftserfaring. Basert på en gjennomgang av andre kabelprosjekter, legger Statnett til grunn at kabelens levetid er minst 40 år. Kabelens tilgjengelighet er beregnet til 97,4 %, inklusive tid til vedlikehold.

Vedlagte rapport *Teknisk beskrivelse* gir en utdypende framstilling av bl.a. den tekniske løsningen, kostnader og risikoforhold.

3.5 Prosjektgjennomføring basert på fastpriskontrakter

Statnett og TenneT er enige om at prosjektimplementeringen forestås av et felles prosjektteam som får ansvar for å styre leverandørene og overvåke at grensesnittene mellom kontraktene blir administrert slik at det ikke oppstår problemer eller økte kostnader.

Dersom investeringsbeslutning fattes innen 1. november 2004, kan anlegget stå ferdig ved årssikftet 2007/08.

Kostnader

Anslagsvis 80 % av NorNeds kostnadsbudsjett er forankret i fastpriskontrakter. Referert til mars 2004 er den totale investeringskostnaden for kabelforbindelsen MNOK 4260 eller MEUR 495, eksklusive byggelånsrenter. Dette anses å være et robust tall som inkluderer en budsjettpost for uforutsette hendelser. Investeringen skal deles likt på Statnett og TenneT.

Med basis i bl.a. erfaringene med Skagerrak-forbindelsen er den årlige driftskostnad, inklusive skadeforsikring, estimert til ca. 34 MNOK (4 MEUR).

Kontrakter og konsesjoner

Statnett og NEA (etterkommer etter Sep) har i fellesskap inngått anskaffelseskontrakter med fire leverandører. NEAs kontrakter vil bli overført til TenneT dersom prosjektet blir igangsatt. Kontraktene gjelder anskaffelse av strømretteranlegg, HVDC kabler og kabelinstallasjon. Dessuten har Statnett inngått en separat kontrakt om opparbeidelse av tomt og kabeltunnel forbundet med utbygging av strømretterstasjon i Feda.

Kontraktene er inngått i overensstemmelse med EUs innkjøpsdirektiv. Kontraktsvilkårene er basert på Norsk Fabrikasjonskontrakt 1992 (NF 92), men med visse justeringer. Prisformatene er basert på fastpris og/eller enhetspriser. Kontraktene vedrørende kabelinstallasjon er ratebasert. Alle kontraktene ble forhandlet i en for kjøper gunstig markedssituasjon og det ble oppnådd lavere pris enn man kan regne med i dagens marked.

Alle anleggskonsesjoner var på plass i år 2000. Etter den tid har omstendighetene knyttet til utsatt gjennomføring av NorNed-prosjektet tvunget frem en flytting av strømretterstasjonen i Eemshaven. Derfor har anleggskonsesjonene knyttet til stasjonen måttet fornyes. Denne prosessen startet for et år siden og påregnes fullført i løpet av september 2004.

Det er inngått kryssingsavtaler med 20 av 22 eiere av annen infrastruktur på havbunnen, slik som olje- og gassrør og telekabler. De to utestående avtalene er framforhandlet og signering vil kunne skje så snart investeringsbeslutning for NorNed er fattet.

Tekniske risikoelementer

Det er på ulike tidspunkter i NorNed-prosjektets utvikling blitt utført risikoanalyser. For å fange opp den siste utviklingen i prosjektet utførte Scandpower våren 2004 en supplerende risikoanalyse. Rapporten dokumenterer at risikoen for tidsforsinkelser eller kostnadsoverskridelser er kontrollert gjennom følgende forhold:

- det foreligger fastpriskontrakter på anslagsvis 80 % av leveransene .
- de tekniske konsesjonene er på plass,

- det skal benyttes konvensjonell teknologi
- prosjektet involverer solide motparter

Den største gjenværende risiko er knyttet til koordineringen av grensesnittene mellom de ulike leveransene. Statnett og TenneT vil ha spesiell fokus på denne gjennom hele implementeringsfasen.

4 Kraftflyten over NorNed skaper inntekter

Dette kapitlet forklarer hvordan kabelen vil bli utnyttet, hvordan kraftmarkedene blir påvirket og hvordan det oppstår inntekter ved kraftutvekslingen.

4.1 Kraftflyten vil styres av kraftbørsene

De to elbørsene Nord Pool Spot og APX har forpliktet seg til å sammenkoble de to børsenes markeder for fysisk handel via den planlagte NorNed-kabelen. Det foreslås å benytte metoden med desentral markedskobling. Denne tilnærmingen innebærer en effektiv kobling av de to markedene samtidig som det introduserer minimale krav med hensyn til harmonisering mellom de to markedene. Med desentral markedskobling blir den tilgjengelige kapasiteten over kabelen implisitt auksjonert som del av den fysiske energihandelen for neste døgn. Dette er tilsvarende prinsipp som brukes i det nordiske markedet i dag.

Prinsippene for spotauksjonen på APX er temmelig like de som gjelder for Nord Pool Spot. Aktørene leverer ett bud (budkurve) for hver timekontrakt og prisen etableres gjennom markedskryst. Med hensyn på regler, er den viktigste forskjellen i dag at APX har budfrist kl 1030, mens Nord Pool Spot har budfrist kl 1200. Dersom NorNed realiseres, vil det være nødvendig å samkjøre tidspunktet for auksjonene for å kunne realisere en hensiktsmessig handelsmodell.

Desentral markedskobling kjennetegnes av følgende trinn:

- Aktørene i kraftmarkedet gir sine bud til den lokale børsen på vanlig måte.
- Hver børs beregner en foreløpig pris i henhold til det lokale system og regelverk.
- Basert på de foreløpige prisene bestemmer børsene hvordan kraften skal flyte mellom markedene, for hver time det kommende handelsdøgnet. Kraften skal flyte fra det markedet med lavest pris til det markedet med høyest pris.
- Til slutt beregner hver børs den endelige prisen i sitt marked basert på den fastlagte kabelflyten.

Det er gjennomført simuleringer for å sikre at det er mulig å koble de to børsenes markeder sammen på denne måten. Simuleringene er utført ved å benytte en modell for markedskobling som APX har utviklet. Resultatene viser at flyten på kabelen vil gå fra lavpris til høypris, som ønsket. Pga. døgnvariasjonen i de to markedene vil det være flyt i begge retninger på kabelen de fleste dager.

For å realisere handel over NorNed ved å koble APX og Nord Pool Spot sammen er det en rekke praktiske oppgaver som må løses. Dette omfatter bl.a. harmonisering av børsenes tider for å gi inn bud og

bekjentgjøre priser og håndtering av fysiske begrensninger (ramping), . Dette er oppgaver som vil bli løst i løpet av kabelens byggeperiode.

4.2 Kraftflyten vil sikre Norge økt fleksibilitet

Kraften skal flyte fra det markedet med lavest pris til det markedet med høyest pris. Hva det vil bety i praksis og hvordan kraften kommer til å flyte mellom Norge og Nederland kan avdekkes gjennom en analyse av relevante karakteristika ved kraftmarkedene i hver ende av kabelen.

Sesongvariasjon og variasjon mellom år

I Nederland er det meste av kraftproduksjonen basert på gass (55 %) eller kull (30 %). I dette termiske systemet er forholdene på mange måter motsatt av i Norge: Nederlands utfordring er ikke primært å ha nok energi (TWh), men å ha tilstrekkelig tilgang på effekt (MW) når forbruket er på det aller høyeste. Ettersom relativt lite av kraftetterspørselen i Nederland er knyttet til oppvarming, er *sesongvariasjonen* i forbruket vesentlig mindre enn i Norge. Konsekvensen av dette er at *prisnivået* for året sett under ett, er relativt stabilt.

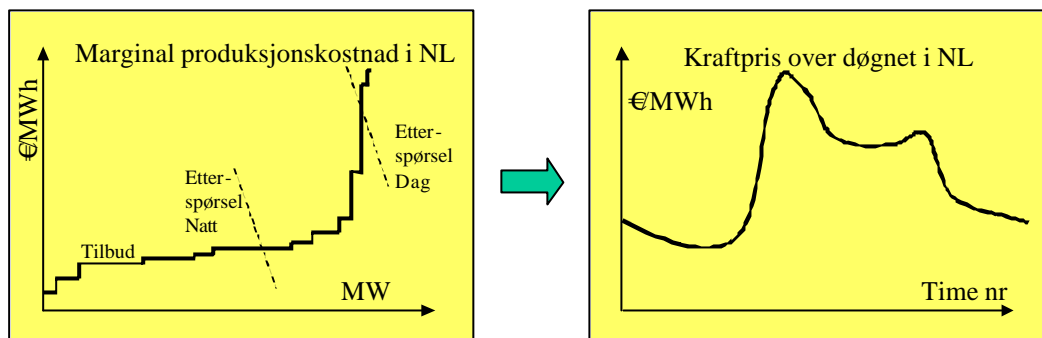
For Norden er problemet at det er vanskelig å lagre store vannmengder fra et år til et annet. Vannmagasinene tappes om vinteren og fylles om sommeren og høsten. Det er begrenset hvor mye som kan lagres fra ett år til det neste. Det er store variasjoner i nedbøren fra år til år i Norden (+/- 40 TWh av et forbruk på om lag 400 TWh) I år med knapphet blir kraftprisen høy, mens den blir lav i vannrike år. Nedbørvariasjonene fører derfor til store variasjoner i den gjennomsnittlige kraftprisen fra år til år. Av samme grunn blir det også en viss sesongvariasjon hvor kraften typisk er dyrere om vinteren enn om sommeren.

Døgnvariasjon

Ettersom langt det meste av elforbruket i Nederland ikke går til oppvarming, men til ulike prosesser/aktiviteter, er *døgnvariasjonen* i etterspørselen vesentlig større enn i Norge. Forbruket er nesten dobbelt så høyt midt på dagen som midt på natten. Produksjonssystemet i Nederland har derfor en helt annerledes oppgave med hensyn på døgnvariasjon enn det norske. Effektknappheten som preger et system som det nederlandske vil bidra til tildels meget høye priser under toppbelastning. Fra tid til annen vil man oppleve usedvanlig stor knapphet under spisslast, med svært høye kraftpriser som resultat.

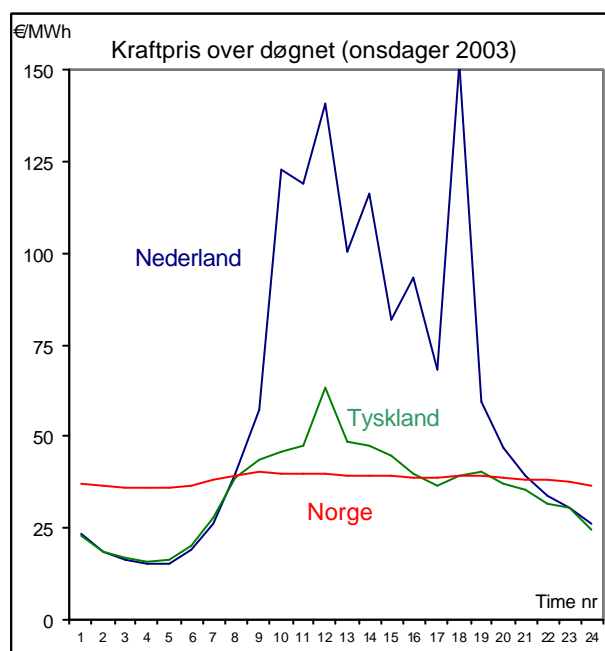
Figur 5 oppsummerer hvordan kraftprisen i Nederland varierer over døgnet. De sentrale driverne er produksjonskostnaden i de termiske kraftverkene og døgnvariasjonen i forbruket.

Vedlagt rapport *Handelsinntekter og systemvirkninger* gir ytterligere informasjon om markedet i Nederland og viser at illustrasjonene i Figur 5 stemmer overens med faktiske observasjoner.



Figur 5 Variabel produksjonskostnad i Nederland gir stor døgnavariasjon i kraftprisen

Figur 5 er ikke unik for Nederland – lignende figurer vil man finne om man studerer andre land med en blanding av konvensjonelle termiske kraftverk på tilbudssiden. Figur 6 viser døgnavariasjonen i Nederland og Tyskland sammenlignet mot variasjonen i Norge. Selv om kurvene for Nederland og Tyskland er forskjellige, har de den samme prinsipielle formen som er illustrert i Figur 5.



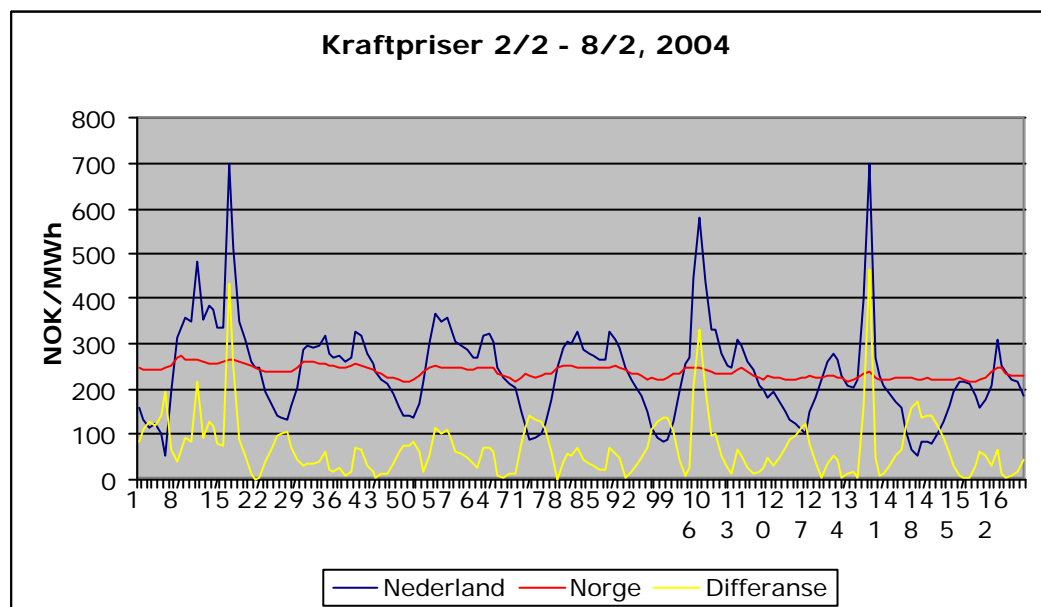
Figur 6 Døgnavariasjon i kraftprisen i Nederland, Tyskland og Norge. Figuren viser gjennomsnittlig pris for hver time for alle onsdager i 2003 (Kilde: APX, EEX, Nord Pool Spot)

Med alle kjente teknologier for termisk kraftproduksjon, følger det en kraftig døgnavariasjon i kraftprisene. Denne døgnavariasjonen i pris eller kostnad kan bare reduseres ved et større innslag av vannkraftverk med lagringsmuligheter, eller dersom det utvikles nye teknologier for kraftproduksjon, med helt annerledes kostnadsegenskaper enn de kjente, relevante teknologiene.

Vannkraftverkene er totalt dominerende i Norge og utgjør 55 % av produksjonskapasiteten i Norden i normale år. Muligheten til å lagre vannet gjør at prisdannelsen i det nordiske markedet er svært annerledes enn i Nederland.

En vannkraftprodusent med lagringsmulighet står hele tiden overfor spørsmålet om han skal produsere kraft nå eller om han skal lagre vannet og produsere senere. Siden det er lett å lagre vann fra en time til den neste, betyr det at vannet har tilnærmet samme verdi for produsenten hele døgnet. Det er også slik at kraftforbruket i Norge varierer mindre over døgnet (om lag 30 % mer om dagen enn om natten). Prisvariasjonen over døgnet i det nordiske markedet blir derfor liten sammenlignet med termiske markeder.

Figur 7 viser et typisk bilde av døgnvariasjonen i kraftprisen i de to markedene. Prisen varierer mye i Nederland og lite i Norge.

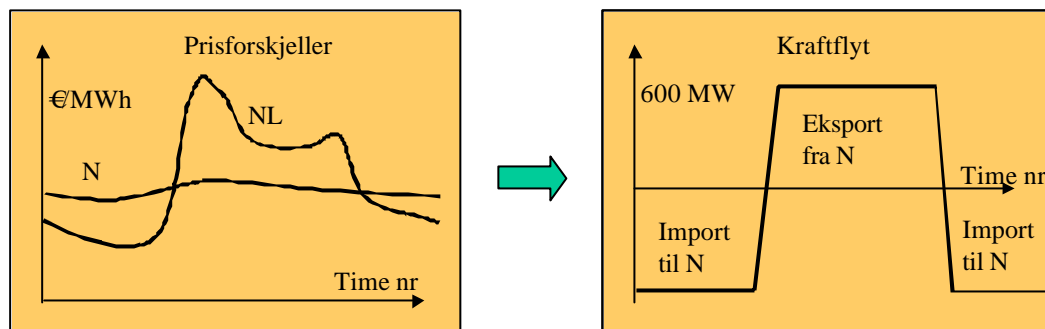


Figur 7 Kraftprisen varierer svært forskjellig over døgnet i Norge og Nederland (Kilder: Nord Pool Spot, APX)

Forventet kraftflyt over NorNed i normale år

Når kablet knytter markedene i Nederland og Norge (Norden) sammen, betyr det at de prinsipielt forskjellige prisbildene vil møtes. Børsene vil sørge for at det kjøpes kraft i markedet med lavest pris, som transporteres til det andre markedet og selges der til en høyere pris.

Figur 8 viser hvordan prisforskjellene mellom Norge og Nederland bestemmer kraftflyten. I et normalt år vil Norge importere kraft om natten og eksportere kraft om dagen.



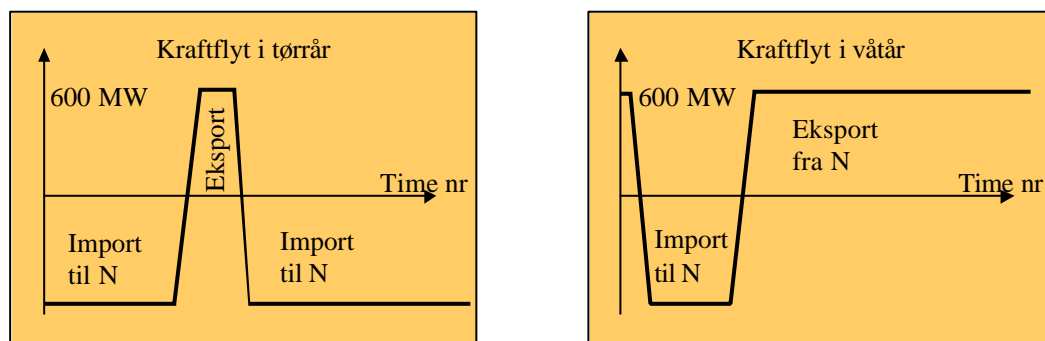
Figur 8 Prinsippskisse over kraftflyten mellom Norge og Nederland i normalår

Så lenge prisforskjellen overstiger kostnaden ved tapene i kabelen, vil det lønne seg å transportere kraft over kabelen. Normalt vil det lønne seg å utnytte kabelens kapasitet fullt ut. Det forklarer at kraftflyten får et slikt bilde som til høyre i Figur 8. Det er imidlertid visse tekniske begrensninger på hvor raskt kraftsystemene klarer å tilpasse seg til store endringer i kraftflyten. Det er grunnen til at flyten ikke endrer seg momentant fra full import til full eksport, men at det er en viss helningsgrad på kurven når kraftflyten endrer retning (det tillates maksimum 30 MW/min endring).

Forventet kraftflyt over NorNed i tørre og våte år

I et tørt år i Norden blir det gjennomsnittlige prisnivået høyere enn i normale år. Da blir det færre timer i løpet av døgnet der det lønner seg å eksportere kraft til Nederland. I stedet blir det mer lønnsomt å importere kraft til Norge.

I et vått år er bildet motsatt. Da blir den norske kraftprisen lavere, og det vil lønne seg å eksportere i flere timer.

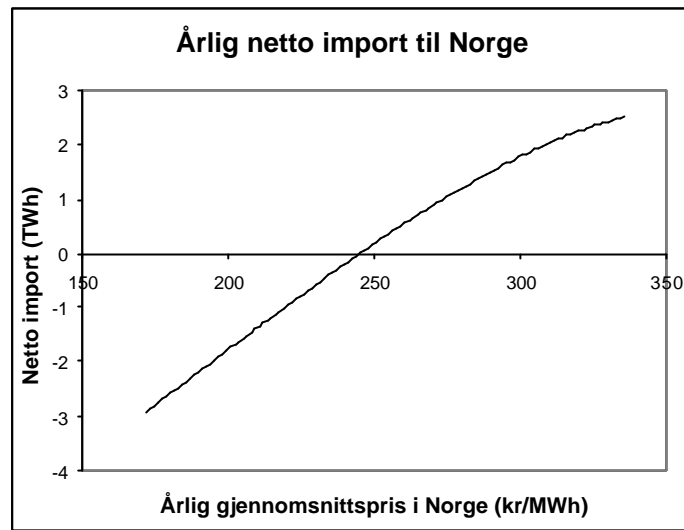


Figur 9 Prinsippskisse for kraftflyten over døgnet, i tørre og våte år

En kabel på 600 MW kan i prinsippet overføre 5,2 TWh dersom den sender kraft i samme retning i alle årets timer. I praksis er dette ikke mulig, bl.a. på grunn av det aktuelle prisbildet.

Figur 9 viser tydelig at selv i tørre og våte år vil det normalt være slik at kraften vil flyte i begge retninger i løpet av døgnet.

Import- og eksportvolum per år vil være direkte styrt av prisnivået i de to markedene. Figur 10 viser hvordan kraftflyten vil bli ifølge våre beregninger (se omtale i neste avsnitt).



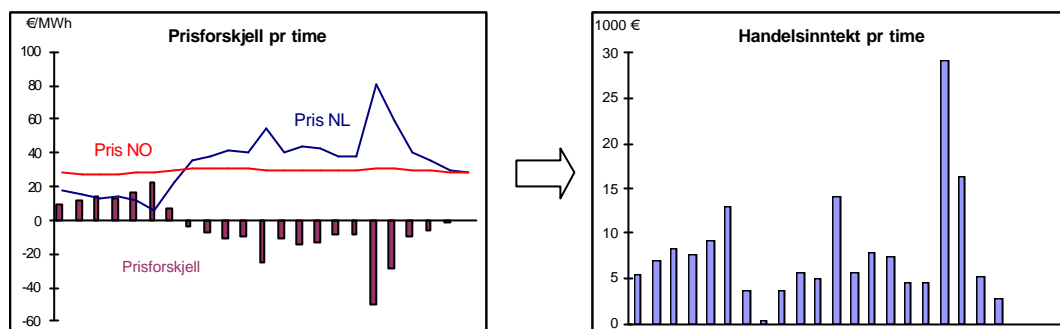
Figur 10 Kraftflyten over året avhenger av norsk kraftpris

4.3 NorNed vil generere store handelsinntekter

Som ved all annen handel oppstår det en inntekt når man kjøper en vare i ett marked og selger den til høyere pris i et annet. (Her kalles dette en handelsinntekt. I andre sammenhenger brukes ofte begrepet flaskehalsinntekt eller kabelinntekt, for å understreke at denne inntekten tilfaller kabeleierne.)

Gjennomsnittsprisen i de to markedene er ikke en relevant størrelse i denne sammenheng. Det er prisforskjellen i hver enkelt handelsperiode (en hel time i dagens marked) som avgjør hvor stor handelsinntekten blir.

Figur 11 viser hvordan prisdifferansen i den enkelte time fører til en handelsinntekt. Handelsinntekten for en enkelt time kan i ettertid enkelt beregnes som prisforskjell (øre/kWh) multiplisert med utvekslet energimengde (MWh). Den årlige inntekten får man da ved å summere inntekten fra alle årets timer.



Figur 11 Kraftutvekslingen mellom Norge og Nederland gir en handelsinntekt (Faktiske observasjoner fra 02.02.2004. Tap og ramping er hensyntatt i inntekten. Kilder: Nord Pool Spot, APX, SKM)

Beregningsmåten illustreres nedenfor.

Eksempel:

I perioden 2001-2003 var prisforskjellen mellom Norge og Nederland, time for time, om lag 17 øre/kWh i snitt, det samme som 170 kr/MWh. For enkelthets skyld kan man anta at to av døgnetts timer går med til å snu kraftflyten og at det ikke blir noen inntekt i disse timene. De resterende 22 timene kan derimot skape inntekter. Kombinert med kabelens tekniske tilgjengelighet betyr det at kabelen kan skape inntekter 89,3 % av tiden. For enkelthets skyld ser vi bort fra prisvirkninger og holder tapene utenfor regnestykket. Et svært forenklet regnestykke tilsier at en kabel på 600 MW kunne ha gitt følgende årlige handelsinntekt:

$$170 \text{ kr/MWh} * 600 \text{ MW} * 8760 \text{ timer/år} * 89,3 \% = 798 \text{ MNOK}$$

For å gi et estimat på den framtidige handelsinntekten har Statnett, i samarbeid med eksterne analysemiljøer, utviklet modeller som kan brukes til å beregne handelsinntekten time for time i ulike framtidige scenarier.

Samkjøringsmodellen, som er den mest omfattende analysemodellen for det nordiske kraftmarkedet, er benyttet til beregning av handelsmarginer for NorNed. Modellen har fire tidsperioder per uke. For å regne om til timeverdier, som er nødvendig for å beregne handelsinntekten, må man gjøre antakelser om tidsvariasjonen innen disse periodene. I forbindelse med NorNed har Statnett valgt å benytte tysk prismønster, som har vesentlig mindre variasjon innen døgnet enn det som har vært observert i det nederlandske markedet, som mal for det fremtidige prismønster i Nederland, jf Figur 6. Begrunnelsen for denne konservative antakelsen er dels at høye priser i Nederland vil utløse investeringer i ny produksjonskapasitet og/eller økt fleksibilitet hos forbrukerne, og dels at overføringskapasiteten mellom Nederland og Tyskland forventes å øke, slik at disse markedene i større grad blir integrert.

Statnett har gjort beregninger med utgangspunkt i datasett som representerer kraftsystemet i årene 2010 og 2020. Datasettet for 2010 er basert på Statnetts standard datasett for Norge (basis-scenarioet i nettutviklingsplanen), Nordels datasett for Norden samt nederlandske og tyske priser fra SKM Energy Consulting. Det er imidlertid gjort to tilpasninger i datasettet som har betydning for resultatene. Det ene er at det norske forbruket er modellert som mer fleksibelt enn hva som tidligere har vært modellert. Bakgrunnen for dette er ny informasjon fra analyser av prisfølsomheten i forbruket, samt erfaringer fra de siste par årene. Det andre er at det er lagt inn et ekstra kostnadselement for en del av de termiske kraftverkene i Norden, som en forenklet representasjon av start/stopp-kostnadene til disse verkene.

For 2020 har vi bygd opp et nordisk datasett med utgangspunkt i datasettet for 2010. Etterspørselen er økt i henhold til offisielle prognoser, og produksjonen er tilpasset slik at kraftbalansen i hvert enkelt land er tilnærmet lik balansen i 2010. Kapasiteten i det nordiske nettet er økt ved at Nordels prioriterte snitt¹ er forutsatt gjennomført. Det er ikke forutsatt noen nye forbindelser ut av Norden. For Norge er basis-scenarioet fra nettutviklingsplanen benyttet. Nederlandske og tyske priser er hentet fra SKMs basis-scenario.

Analysen gir som hovedresultat en forventet handelsinntekt på 502 MNOK i 2010 og 490 MNOK i 2020 for en 600 MW kabel. Halvparten av denne inntekten tilfaller Norge. Den primære årsaken til at inntekten er noe lavere i 2020 er at gjennomsnittsprisen i Norge og Nederland er mer lik enn i 2010, slik at den gjennomsnittlige prisforskjellen time for time blir noe mindre.

Det legges til grunn at kabelen vil bli utnyttet til energihandel opp til 700 MW når prisforskjellen tilsier dette. Den forventede merinntekten for økt utnyttelse fra 600 til 700 MW er anslått til 60 MNOK årlig over hele kabelens levetid, hvorav halvparten tilfaller Norge.

NB: Handelsinntekten trenger ikke være av denne størrelsesorden for å gjøre prosjektet lønnsomt. I avsnitt 5.3 vises det at prosjektet er lønnsomt selv om handelsinntektene mer enn halveres fra dette nivået. Analyseopplegget og beregningsresultatene er grundig dokumentert i vedlagte rapport om *Handelsinntekt og systemvirkninger*.

Rapporten presenterer også følsomhetsanalyser for endringer i sentrale størrelser. Handelsinntekten er mest sårbar overfor endringer i døgnvariasjonsmønsteret i Nederland. Som påpekt i forbindelse med Figur 5, er alle termiske markeder kjennetegnet av stor døgnvariasjon i kraftprisen. Overinvesteringer i produksjonskapasitet i Nederland, endret forbruksmønster over døgnet, eller politisk vedtatte maksimumspriser, kan føre til redusert døgnvariasjon og dermed lavere

¹ Se omtale i rapporten om *Alternative kabler*.

handelsinntekt. Statnett vurderer at slike endringer, i et omfang som truer prosjektets lønnsomhet, er lite sannsynlige.

Handelsinntekten har god robusthet overfor endringer i den norske kraftbalansen, for økning i nettkapasiteten mellom Norge og Danmark, for endringer i Nederlands utvekslingskapasitet, for endrede kostnader på gass og kull, for økte CO₂-avgifter m.m.

4.4 Handel med andre produkter skaper også verdier

Hoveddelen av inntekten fra en kabel vil komme fra handel med energi mellom de to spotmarkedene. Kabelen kan også generere inntekter fra andre produkter. De mest aktuelle er handel i regulerkraftmarkedet i driftstimen og andre systemtjenester.

Generelt er formålet med systemtjenester å hjelpe den aktuelle TSO å sikre momentan balanse mellom produksjon og forbruk av kraft og sørge for driftssikkerheten i sitt system på en effektiv måte. Siden de elektriske systemene er så ulike, især på tilbudssiden, ligger det teknisk sett til rette for å utveksle slike tjenester mellom Norge og Nederland. Typisk vil det være slik at den norske vannkraften, som lar seg regulere raskt og billig, kan bidra til slik hurtigregulering i Nederland.

De mest nærliggende muligheter for utveksling av systemtjenester er følgende:

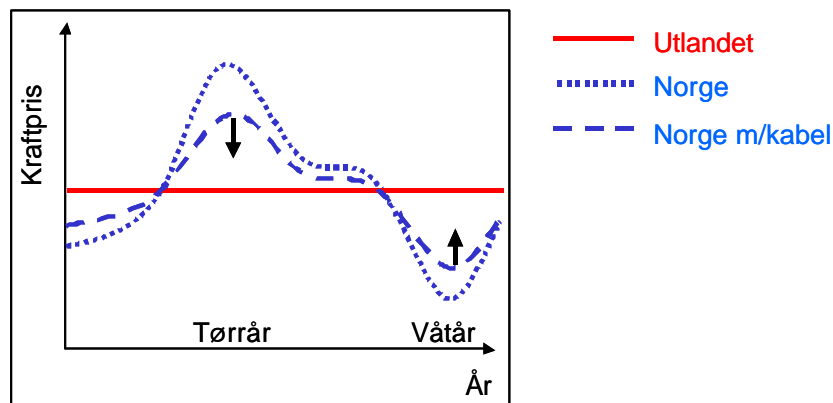
- Regulerkraft ("Reserve Power")
Kraftstasjoner i Norden kan brukes av Nederland til å holde akseptabel balanse mellom forbruk og produksjon. Og omvendt. Dette gjøres ved å justere på kabelflyten, og forutsetter derfor at det er ledig kapasitet i den ønskede retning. Verdien av slike tjenester kan estimeres med utgangspunkt i forskjellen i reguleringskostnad i mellom de to markedene.
- Nødeffekt ("Emergency Power")
Ved plutselige feilhendelser kan flyten på kabelen endres momentant for å bedre forholdene i nettet.

En samlet vurdering av slik handel gir et estimat på 40 MNOK som en årlig gevinst fra NorNed, som deles mellom partene.

4.5 Systemvirkninger

Ny kapasitet mot utlandet vil påvirke kraftprisen i Norge, som i sin tur påvirker aktørenes disposisjoner.

Økt kapasitet mot utlandet gjør videre at prisene i tørrår blir noe lavere, og prisene i våtår noe høyere. Det medfører at variasjonen fra år til år i gjennomsnittspris over året blir mindre. Dette er illustrert i Figur 12.



Figur 12 Økt kabelkapasitet bidrar til å stabilisere kraftprisen i Norge fra år til år

Økt eksport på dagtid vil medføre en viss prisøkning i Norge på dagtid, og tilsvarende vil økt import om natten gi en viss prisreduksjon. I sum gir dette en noe større prisvariasjon over døgnet i Norge.

Den nye kapasiteten vil også kunne påvirke det gjennomsnittlige prisnivået. Prisreduksjonen i tørrår kan basert på Statnetts analyser forventes å være større enn prisøkningen i våtår. Dette bidrar til å redusere det gjennomsnittlige prisnivået. Hvis prisforholdet time for time mellom de to markedene er slik at det eksporteres i flere timer enn det importeres, vil dette gi en prisøkning i Norge (og omvendt hvis det importeres mest). Hva som er mest sannsynlig i gjennomsnitt, at prisen går opp eller ned, vil dermed være helt avhengig av utviklingen i den innenlandske energibalansen.

Endringene i prisusikkerhet og -nivå vil kunne påvirke aktørenes vurderinger rundt etablering av ny produksjonskapasitet. Redusert usikkerhet gjennom reduksjon av prissvingningene vil kunne gjøre det lettere for produsenter å fatte beslutninger om ny kapasitet, noe som kan gjøre at disse beslutningene kommer ved et lavere prisnivå enn de ellers ville gjort. Dette er et moment som ikke fanges opp i analyser gjennomført i Samkjøringsmodellen.

Noe av handelen med Nederland vil fortrenge handel med Sverige og Danmark. Dette betyr at økningen i brutto utenlandshandel (sum handel time for time for alle utenlandsforbindelser) vil være noe mindre enn handelen over NorNed isolert sett.

Magasindisponeringen styres primært av produsentenes forventninger til prisvariasjon over året. Økt kapasitet mot utlandet vil bedre forsyningssikkerheten og dermed redusere sannsynligheten for svært høye priser på vinteren. Den forventede vinterprisen blir derfor lavere. Dette gjør det mindre nødvendig, og mindre lønnsomt, å lagre vann. Magasinnivåene generelt kan derfor bli marginalt lavere. Økt utvekslingskapasitet gjør at flomtapene blir mindre fordi det er mulig å eksportere overskuddskraft i nedbørrike år. Alt i alt vil økt utvekslingskapasitet klart redusere sannsynligheten for tomkjøring av magasinene (med rasjonering som resultat).

Det er vanskelig å anslå kabelens virkning på globale CO₂-utslipp. I et balansert scenario, der kabelen transporterer like mye energi i begge retninger, forventes kabelen å bidra til bedre og jevnere utnyttelse av de nederlandske kraftverkene over døgnet, noe som normalt vil redusere CO₂-utslippene. Hvis den norske energibalansen fortsetter å være svak, vil kabelen gi netto import fra Nederland. Økningen i nederlandsk produksjon vil i hovedsak skje i gasskraftverk. Da vil CO₂-utslippene øke tilnærmet like mye i Nederland som de ville ha gjort om Norge selv hadde produsert samme mengde gasskraft.

4.6 Økt sum av produsent- og konsumentoverskudd

NorNed vil som nevnt i foregående avsnitt påvirke kraftprisene i det nordiske markedet. Dette har konsekvenser for produsent- og konsumentoverskuddet i Norge samt inntektene fra flaskehals mellom de nordiske prisområdene (disse virkningene er i andre sammenhenger omtalt som "terms of trade"-effekter). Det at prisene går noe ned i tørre år og noe opp i våte år er begge deler samfunnsøkonomisk gunstig for Norge: Den totale importen blir billigere i tørre år, og den totale eksporten blir bedre betalt i våte år. I tillegg blir prisforskjellene mellom de nordiske prisområdene noe mindre, noe som reduserer flaskehalsinntektene i Norden, og samtidig medfører gevinster for markedsaktørene.

Endringene i produsent- og konsumentoverskudd er relevant for den samfunnsøkonomiske beregningen, men påvirker ikke sentralnettstariffen. Statnetts beregninger viser en økning i sum konsument- og produsentoverskudd på 89 MNOK per år i den første 10-årsperioden og 74 MNOK per år deretter.

Endringen i Statnetts andel av de nordiske flaskehalsinntektene påvirker både samfunnsøkonomien og sentralnettstariffen (reduerte flaskehalsinntekter betyr at tariffen må økes tilsvarende). Reduksjonen i flaskehalsinntekter er beregnet til 25 MNOK per år i 2008-2017 og 15 MNOK per år deretter.

5 Samfunnsøkonomi

En kraftforbindelse mellom Nederland og Norge vil gi mange bidrag til å sikre et mer velfungerende kraftmarked i Norge. Selv om en del av nytteverdiene vanskelig lar seg kvantifisere, dokumenterer dette kapitlet at verdien av de forventede nyttevirkningene overstiger kostnaden ved å etablere kabelen.

5.1 *NorNed har mange nytteverdier*

NorNed-kabelen vil bidra til et mer velfungerende kraftmarked i Norge, i tillegg til at den skaper store direkte inntekter. Med henvisning til Figur 2 forventer vi at NorNed vil bidra til:

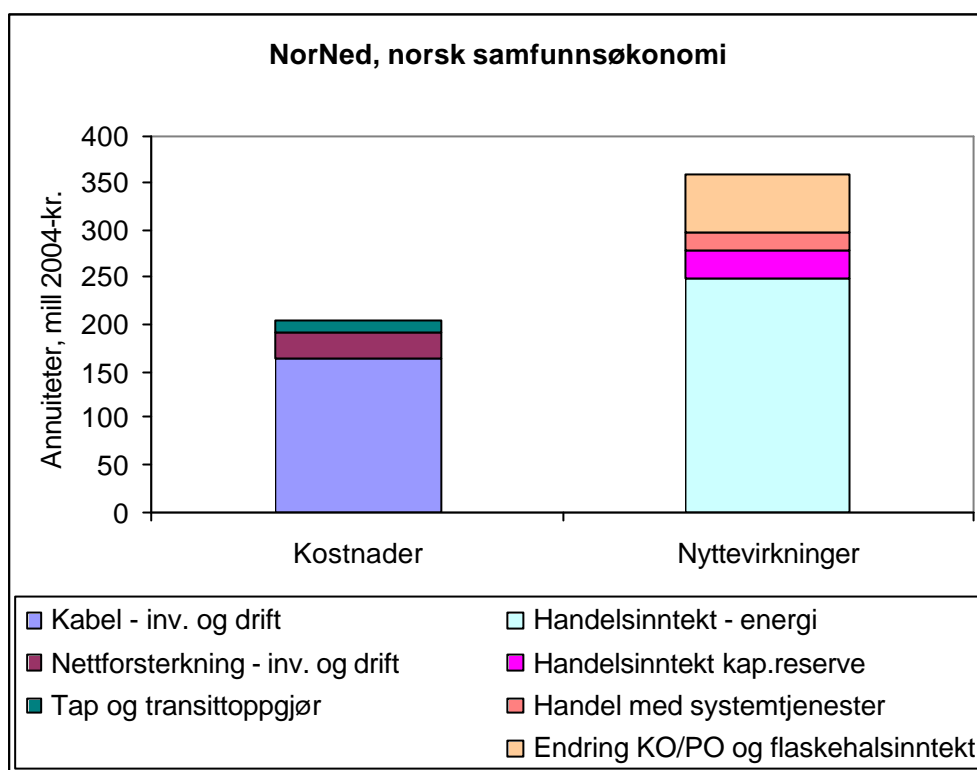
- Mer stabile kraftpriser i Norge
- Redusert risiko for rasjonering i tørre år
- Bedre utnyttelse av vannet i våte år
- Økt tilgang på systemtjenester, for eksempel nødeffekt
- Reduserte flaskehals mellom Norge og Sverige
- Økt verdi av vannkraftens reguleringsevne
- Økt tilslutning til nordisk kraftmarkedsmodell i Nord-Europa
- Økt handel ved Nord Pool Spot
- Økt konkurranse i det sør-norske markedsområdet

5.2 *NorNed gir samfunnsøkonomisk gevinst på 2,0 mrd*

Beregningen av samfunnsøkonomisk lønnsomhet forutsetter at kabelen settes i drift 1.1.2008, og at levetiden for anlegget er på 40 år. Kostnadene er dokumentert i kapittel 5.6.

Finansdepartementet anbefaler at det gjøres en særskilt vurdering av den risikjusterte diskonteringsrenten i denne type prosjekter. Statnett har engasjert Samfunns- og næringslivsforskning (SNF), Econ og professor Arild Hervik til å utrede hvilken diskonteringsrente som bør benyttes ved denne type prosjekter. Basert på resultatene av dette arbeidet har Statnett lagt til grunn en reell samfunnsøkonomisk diskonteringsrente på 6 %.

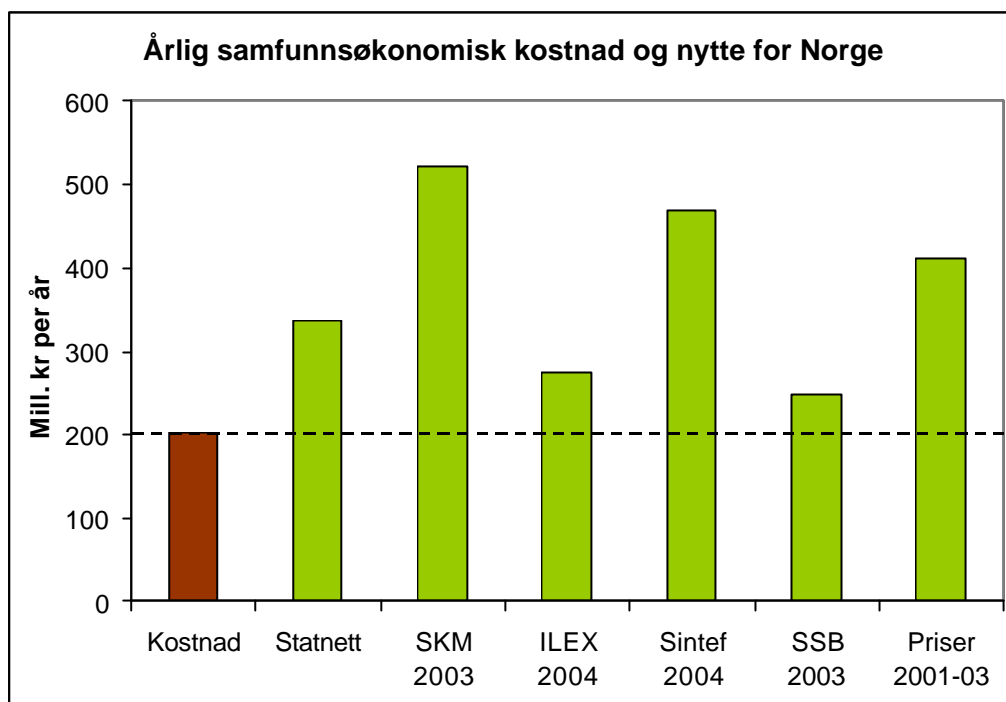
Våre beregninger viser at NorNed-prosjektet har en forventet samfunnsøkonomisk nåverdi for Norge på 2,0 mrd kroner. Regnet som annuitet vil NorNed gi et netto samfunnsøkonomisk overskudd på 157 MNOK per år. Se Figur 13.



Figur 13 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorNed (som årlige tall)

Vedlagte rapport om *Samfunnsøkonomi* gir en utdypende framstilling av prosjektets samfunnsøkonomi.

Flere eksterne miljøer har vurdert nyttevirkningen av NorNed, eller mer generelt en kabel mellom Norge og kontinentet. Vedlagte rapport om *Handelsinntekt og systemvirkninger* presenterer analyser utført av SKM, ILEX, Sintef, Statistisk sentralbyrå (SSB). Noen av analysene fokuserer kun på handelsinntekt, andre inkluderer også virkningen på konsument- og produsentoverskudd. Fordelingen mellom de ulike nytteelementene varierer mellom analysene. Den *totale* nytteverdien som er dokumentert av de ulike miljøene, er vist i Figur 14. Alle anslagene på nytteverdier overstiger kabelens kostnad.



Figur 14 Årlig kostnad og ulike anslag på nytteverdien

5.3 Samfunnsøkonomien er robust

Det samfunnsøkonomiske regnestykket er robust for endringer i forutsetningene. Vedlagte rapporter om *Samfunnsøkonomi* og om *Handelsinntekt og systemvirkninger* utdyper følsomhetsanalysene.

God robusthet mot endrede forutsetninger

Kostnader

Kostnadene er godt kontrollert, med stort innslag av fastpriskontrakter, med solide leverandører og velprøvd teknologi. Budsjettet inkluderer også en post for uforutsette hendelser. Statnett vurderer at budsjettet med stor sannsynlighet skal kunne overholdes. En økning i kabelkostnaden på 10 % vil redusere lønnsomheten med om lag 15 MNOK per år.

Forsinkelser

Hvis kabelproduksjonen blir forsinket, eller værforhold gjør at installasjonen må utsettes, vil dette føre til redusert inntektsstrøm. Normalt vil slike forsinkelser også følges av utsatte betalinger. Ett lite sannsynlig scenario, at kostnadene betales som planlagt, mens inntektene blir ett år forsinket grunnet utsettelse, vil redusere den samfunnsøkonomiske nåverdien med om lag 15 %.

Prisnivå i Norge

Våre beregninger tar som utgangspunkt at den gjennomsnittlige prisen i Norge er 3-4 øre/kWh lavere enn i Nederland. Moderate endringer i prisnivået i Norge har derfor liten innflytelse på prosjektets lønnsomhet.

Hvis det norske prisnivået endrer seg mye, enten opp eller ned, vil handelsinntekten øke og prosjektets lønnsomhet bedres. Dette betyr blant annet at moderate endringer i den norske kraftbalansen har liten betydning for prosjektet, mens store endringer representerer en oppside for lønnsomheten.

Prisvariasjon i Norge

Økt kapasitet mellom Norden og de termiske markedene vil i noen grad føre til økt døgnvariasjon i den nordiske kraftprisen. Vannkraftverkenes reguleringsevne, og måten vannet verdsettes på, tilsier imidlertid at døgnvariasjonen vil forbli liten. En dobling av døgnvariasjonen i norsk kraftpris vil redusere lønnsomheten med 15 MNOK årlig.

Prisnivå i Nederland

Prisnivået i Nederland påvirkes bl.a. av økningen i forbruket, nybygging av kraftstasjoner og endrede fyringskostnader (kull, gass, olje) inkl. CO₂-avgifter/kvotepriiser. Våre beregninger viser at handelsinntekten kan reduseres med inntil 20 % dersom det nederlandske prisnivået synker ned til noe under norsk pris. Hvis prisnivået øker, stiger handelsinntekten betydelig. Inntektene er mer følsomme for endringer i det nederlandske enn i det norske prisnivået. Årsaken til dette er at også prisvariasjonen i Nederland forventes å endres når prisnivået endres.

Døgnvariasjon i nederlandsk kraftpris

Døgnvariasjonen i nederlandsk kraftpris har de siste årene vært meget høy. Statnett har i beregningene forutsatt nærmere en halvering av døgnvariasjonen i framtiden, dels på grunn av forventning om nærmere knytning mot det tyske markedet (og andre markeder, så som Norge og England) og dels fordi man kan forvente tilpasninger i produksjon og forbruk. Derigjennom er det innbakt en viss robusthet i anslaget på handelsmarginen. Dersom døgnvariasjonen halveres ytterligere, til et nivå godt under andre termiske markeder i Nord-Europa, vil lønnsomheten for Norge reduseres med om lag 100 MNOK årlig.

Diskonteringsrente

De ledende fagmiljøene i Norge (SNF, Econ, professor Hervik) anbefaler at diskonteringsrenten bør ligge i intervallet 5-7 %. Statnett har lagt til grunn 6 % i beregningene. Endres renten med 1 %-poeng, endres lønnsomheten med 20-25 MNOK per år.

Ingen av de endringene som er beskrevet ovenfor, gjør at prosjektet blir samfunnsøkonomisk ulønnsomt. Prosjektets robusthet understrekes av at beregningene ikke tar hensyn til verdien av økt forsyningssikkerhet og de positive virkningene kabelen vil ha for markedet.

God robusthet mot lavere handelsinntekt

Handelsinntekten påvirkes av de forhold som er drøftet ovenfor. Det kan likevel være nyttig å se direkte på prosjektets følsomhet overfor endringer i handelsinntektens størrelse. (Vi ser her på summen av handelsinntekt for den totale kapasiteten på 600+100 MW.)

Vi antar i denne sammenheng at produsent- og konsumentoverskuddet, samt inntektene fra systemtjenester, ikke påvirkes selv om handelsinntekten skulle bli lavere. Dette er rimelige antakelser, ettersom disse inntektene like godt kan øke som avta i en slik situasjon.

Så lenge handelsinntekten referert 600 MW overstiger totalt 216 MNOK per år, vil NorNed være samfunnsøkonomisk lønnsom. Det betyr at prosjektet er lønnsomt selv om handelsinntekten reduseres med 56 % i forhold til den verdi Statnett har lagt til grunn.

5.4 Bedre forsyningsikkerhet

En alvorlig tørrårsituasjon med svært høye priser, eller i verste fall rasjonering, vil ha betydelige samfunnsøkonomiske konsekvenser. Nyten av økt overføringskapasitet i en slik situasjon skal i prinsippet fanges opp når nytten av økt handel estimeres. Dette forutsetter imidlertid at de analyseverktøyene som brukes inneholder en korrekt beskrivelse av etterspørselen også ved ekstreme priser, at analysen fanger opp tilsigssituasjoner som gir ekstreme priser, og at det ikke finnes noen eksterne virkninger av betydning eller fordelingsvirkninger av et slikt omfang at de bør tillegges vekt i en samfunnsøkonomisk vurdering.

Det sentrale spørsmålet er: Har kabelen en tilleggsverdi fordi den kan bidra til å redusere sannsynligheten for knapphet på elektrisk energi, som går utover det som reflekteres i forventet kraftpris? Følgende momenter er særlig relevante for å besvare spørsmålet:

- *Fare for rasjonering*
Hvis et tørrår medfører rasjonering vil kostnadene bli svært store. For eksempel utgjør 1 TWh rasjonert til en kostnad på 7 kr/kWh (NVEs kostnad for varslede avbrudd for husholdninger) en samfunnsøkonomisk kostnad på 7 mrd kroner. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved rasjonering tas neppe hensyn til av markedsaktørene.
- *Institusjonelle forhold*
Vel så alvorlig som de konkrete pris- og forbruksendringene som skjer i et tørrår kan det være at samfunnet mister tilliten til den markedsbaserte kraftforsyningen. Resultatene av sviktende tillit kan spenne fra økte transaksjonskostnader til at det blir nødvendig å gjøre svært kostbare, grunnleggende institusjonelle endringer.

- *Fordelingsvirkninger som følge av svært høye kraftpriser*
De fleste forbrukere utenom kraftintensiv industri har kraftkontrakter med variabel pris, som i større eller mindre grad varierer med spotprisen. For disse vil en økning i kraftprisen ha betydelige fordelingsvirkninger, som ikke kan neglisjeres i en samfunnsøkonomisk vurdering. For eksempel vil en dobling av kraftprisen fra 20 til 40 øre/kWh for et forbruk på 60 TWh føre til en inntektsoverføring fra forbrukere til leverandørsiden på 12 mrd kroner. Det er imidlertid svært vanskelig å anslå hvordan samfunnet verdsetter en slik fordelingsvirkning.
- *Feilbeslutninger som følge av irrasjonelle forventninger*
De høye kraftprisene i tiden etter høsten 2002 har medført en betydelig økning i etterspørselen etter alternative oppvarmingskilder. I den grad slike investeringsbeslutninger gjøres på grunnlag av urealistiske forventninger om det framtidige prisnivået, vil de innebære en samfunnsøkonomisk kostnad.

Ingen analyseverktøy er i stand til å fange opp og tallfeste alle disse virkningene, men Statnett mener at økt nettkapasitet mot utlandet har en ekstra nytteverdi knyttet til forsyningssikkerhet, utover den verdien som er inkludert i handelsinntekten. Denne verdien er imidlertid vanskelig kvantifiserbar. Statnett har derfor ikke inkludert denne nyttevirkingen i de samfunnsøkonomiske regnestykkene, men ønsker samtidig å poengtere at dette er en viktig tilleggsverdi som styrker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet.

5.5 Mer velfungerende markedsløsninger

Økt kapasitet mot utlandet vil bidra til et bedre fungerende kraftmarked, i både et norsk/nordisk og europeisk perspektiv.

- *Konkurransen*
Utviklingen går i retning av færre aktører på produsentsiden i det nordiske markedet. Økt kapasitet mot markeder utenfor Norden vil øke konkurransen i en situasjon der det er fare for utøvelse av markedsrett.
- *Mer stabile priser*
Økt kapasitet mot termiske markeder vil redusere prissvingningene som følge av årlige variasjoner i tilsiget. Dette gir mindre usikkerhet mht framtidige priser, og gjør det mindre risikabelt for aktørene å foreta investeringer i kraftsektoren.

NorNed vil bli den første forbindelsen mellom to ulike markedsområder der utnyttelsen styres av to forskjellige kraftbørser. Slik sett vil NorNed være et forbilde for den videre integreringen av kraftmarkedene innen EU. Videre vil den direkte sammenkoblingen mellom det norske vannkraftsystemet og det nederlandske termiske kraftsystemet kunne bidra til at det utvikles nye kraftprodukter som kan handles

internasjonalt, for eksempel innen systemtjenester. Dette kan på sikt gi ringvirkninger som kommer det norske kraftmarkedet til gode.

Verdien av mer velfungerende markedsløsninger er ikke kvantifisert.

5.6 Investeringer og kostnader

De relevante økonomiske størrelser består av investeringene i kabelen og det norske nettet, driftskostnader, tapsendring som følge av kabelen og betaling til det europeiske transittoppjøret.

Investering i kabelforbindelsen

Statnett inngikk allerede i 1999-2000 kontrakter for leveranse av strømrettere og kabel. Om lag 40 % av kontraktsvolumet er i NOK, mens resten er i EUR. Basert på valutakurs 8,6 NOK/EUR, er prosjektets totalbudsjett på 4260 MNOK eller 495 MEUR eksklusive byggelånsrenter. Halvparten skal betales av Statnett. Dette beløpet inkluderer den totale sjøkabelstrekningen og en strømretterstasjon i hver ende.

Kontraktene er inngått til fast pris i byggeperioden, og er ikke gjenstand for prisregulering som følge av generell prisvekst eller endringer i råvarepriser etter byggestart.

Statnetts andel av investeringen i kabelforbindelsen gir følgende kontantstrøm (eksklusive finansieringskostnader):

| MNOK (nominelt) | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | Sum |
|-----------------------|------|------|------|------|------|------|
| Investering i kabelen | 196 | 548 | 792 | 548 | 49 | 2133 |

Tabell 2 Investeringsprofil (norsk andel)

I tillegg til de beløpene som er oppgitt i tabellen er det allerede påløpt i underkant av 200 MNOK i utviklingskostnader. Disse kostnadene er ikke relevante i forhold til den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen.

Statnetts andel av de årlige kostnadene til drift/vedlikehold og forsikringer utgjør 17 MNOK (2004-kroner). Dette beløpet dekker alt drifts- og vedlikeholdsarbeid, inkludert utskifting av komponenter i løpet av anleggets levetid og utbedring av skader ved feilhendelser.

De elektriske tapene som vil oppstå i kabelen utgjør 4 % av det overførte volumet ved 600 MW overføring og 5 % ved 700 MW. Tapskostnadene er tatt hensyn til i estimatene på handelsinntekten.

Kostnader i det norske nettet

Det har tidligere vært lagt til grunn at én ny kabelforbindelse mellom Sørlandet og Kontinentet skal kunne håndteres uten større

forsterkninger av det norske sentralnettet. Nye vurderinger viser at det ikke vil la seg gjøre å øke kapasiteten i Sørlandssnittet så mye som tidligere antatt. I så fall kan flaskehalskostnadene bli så store at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å forsterke dette snittet. Det vil også påløpe kostnader ved reaktiv kompensering og oppgradering av stasjoner mv. På bakgrunn av disse vurderinger er det brukt en forventningsverdi for nettinvesteringene i Norge på 400 MNOK i den økonomiske analysen. De tilhørende drifts- og vedlikeholdskostnadene er anslått til 1 MNOK pr år.

Kabelen vil øke tapene i sentralnettet. Tapsøkningen er beregnet til 71 GWh pr år. Tapsprisen er satt til 230 kr/MWh (2004-kroner), noe som gir en årlig økning av tapskostnaden på 16 MNOK.

Det europeiske transittoppgjøret

Norge ble fra 2004 med i et felles europeisk transittoppgjør. Oppgjøret innebærer at et land som fungerer som en transportkanal mellom andre land får kompensert for dette fra de land som forårsaker denne kraftflyten. Norge har en netto kostnad i transittoppgjøret.

Statnett har lagt til grunn gjeldende transittmodell for å beregne konsekvensene av NorNed og transitt. Våre beregninger viser at NorNed kan forventes å gi reduserte transittkostnader for Norge med om lag 5 mill NOK per år.

6 Oppsummering

Det norske kraftsystemet har for liten fleksibilitet til å takle nedbørsvariasjoner. For å håndtere systemets sårbarhet har Norge etablert utvekslingskapasitet mot andre nordiske land. Statnett vurderer at volum og struktur på dagens utvekslingskapasitet ikke er tilstrekkelig for å håndtere denne risikoen.

De samfunnsøkonomiske konsekvensene av manglende fleksibilitet er betydelige og har historisk medført betydelige økonomiske tap. Statnett har vurdert det slik at økt utvekslingskapasitet mot termiske systemer i Europa vil gi positive bidrag innenfor en akseptabel tidshorison.

Statnett har analysert en rekke mulige kabelforbindelser mot kontinentet. Basert på en samlet vurdering av økonomi, risiko, modenhet, samarbeidspartner og teknisk løsning, konkluderer Statnett at en forbindelse mot Nederland via NorNed er det beste forbindelsesalternativet.

Det nordiske kraftmarkedet vil kobles sammen med det nederlandske markedet ved at kraftbørsene Nord Pool Spot og APX utnytter kabelen etter lignende regelverk som gjelder for handel mellom landene i Norden. Prosjektet vil generere betydelige gevinster i form av en estimert samfunnsøkonomisk verdi på 2,0 mrd NOK. NorNed-prosjektet vil bidra til redusert sentralnettstariff med et gjennomsnittlig forventet årlig bidrag på 90-100 MNOK.

Samarbeidspartner er den Nederlandske TSO, TenneT. Kabelforbindelsen skal eies og finansieres med 50 prosent fra hver av samarbeidspartnerne.

Teknologien som anvendes er velprøvd og Statnett har omfattende erfaring fra drift av tilsvarende anlegg. Statnett og TenneT er allerede tildelt nødvendige anleggskonsesjoner.

Det norske og nordiske kraftsystemet trenger snarlig tilførsel av økt fleksibilitet. NorNed er et effektivt tiltak med høy samfunnsøkonomisk verdi.

Vedlegg

- Rapport: Alternative kabelprosjekter
- Rapport: NorNed-prosjektet
- Rapport: Handelsinntekt og systemvirkninger
- Rapport: Samfunnsøkonomi

Vedlegg unntatt offentlighet

- Samarbeidsavtale mellom Statnett og TenneT
(Heads of Agreement between TenneT, Transmission System Operator B.V. and Statnett SF in connection with the HVDC-link between the Netherlands and Norway, 28. juli 2004)
- Handelsavtale avtale mellom Statnett, TenneT, APX og Nord Pool Spot
(Heads of Agreement for Coupling the Norwegian and Dutch Electricity Markets, 29. juli 2004)