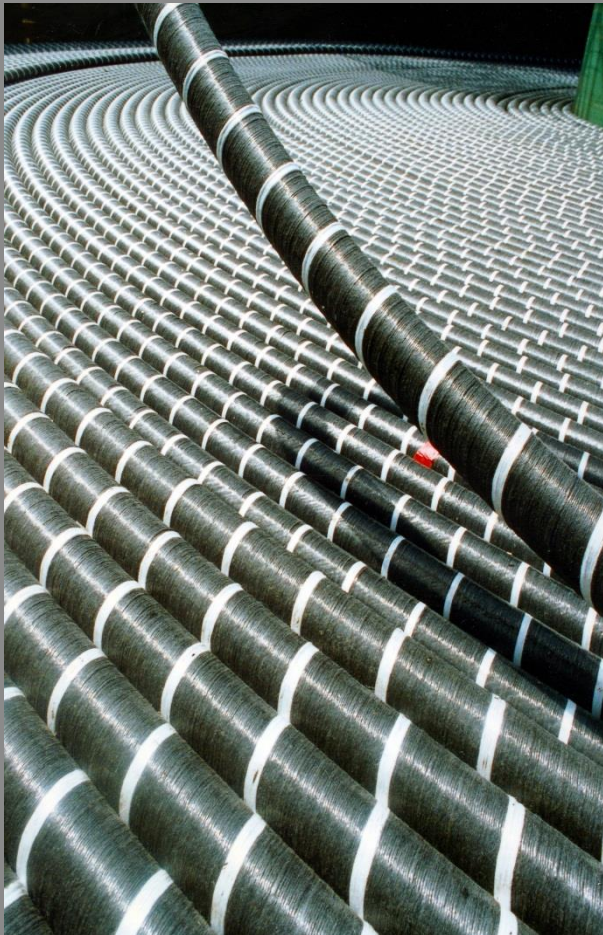


Konsesjonssøknad

Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia



Mai 2013

SØKNAD OM KONSESJONER FOR TILRETTELEGGING AV KRAFTUTVEKSLING MED TYSKLAND OG STORBRIANNIA

Statnett SF søker herved Olje- og energidepartementet om konsesjon etter energiloven § 4-2 for tilrettelegging av kraftutveksling med utlandet for to prosjekter. Den ene søknaden gjelder kraftutveksling med Tyskland, den andre gjelder kraftutveksling med Storbriannia.

De to prosjektene er uavhengige av hverandre og Statnett søker om konsesjon etter energiloven § 4-2 for det enkelte prosjekt. Begrunnelsene for de to søknadene er langt på vei sammenfallende, og Statnett har derfor valgt å samle søknadene i ett dokument.

Vi presenterer analysene av den samfunnsøkonomiske nytten ved spothandel i en egen rapport som er vedlagt dette dokumentet. Rapportens tittel er «Kabler til Tyskland og Storbriannia – analyse av samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel.»

Statnett vurderer at det er samfunnsmessig rasjonelt for Norge å øke utvekslingskapasiteten mot andre land med to nye forbindelser på 1400 MW hver. Forbindelsene til Tyskland og Storbriannia, som planlegges ferdigstilt i henholdsvis 2018 og 2020, vil:

- Bidra til å øke verdiskapingen i Norge samtidig som de er samfunnsøkonomisk lønnsomme
- Styrke forsyningssikkerheten, særlig i forhold til å sikre energitilgangen i tørre år
- Bidra til utviklingen av en mer klimavennlig energisektor gjennom å legge til rette for fornybarsatsingen som er vedtatt i Norge og Sverige, og ved å støtte omleggingen av energisystemene hos våre handelspartnere.

Oslo, 15. mai 2013



Auke Lont
Konsernsjef



Håkon Borgen
Konserndirektør

INNHold

SØKNAD OM KONSESJONER FOR TILRETTELEGGING AV KRAFTUTVEKSLING MED TYSKLAND OG STORBRIANNIA.....	II	
INNHold	III	
DEL I	BEGRUNNELSE	1
DEL II	OMSØKTE HANDELSLØSNINGER	8
1	TYSKLAND.....	9
2	STORBRIANNIA	11
DEL III	SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET	13
3	KORT OM PROSJEKTENE	14
4	SAMMENSTILLING AV SAMFUNNSØKONOMISKE VIRKNINGER I NORGE	16
5	FORVENTET NYTTE VED SPOTANDEL.....	22
6	ØVRIG NYTTE.....	27
7	KOSTNADESTIMATER	33
8	ROBUSTHET OG SENSITIVITETER.....	38
DEL IV	VEDLEGG.....	57
1	SAMFUNNSØKONOMI – METODE OG FORUTSETNINGER.....	58
2	ENDRINGER I TARIFFGRUNNLAGET.....	65
3	NETTFORSTERKNINGER OG SYSTEMDRIFT.....	69
4	ORGANISERING AV KRAFTSEKTOREN OG KRAFTMARKEDET I TYSKLAND.....	82
5	ORGANISERING AV KRAFTSEKTOREN OG KRAFTMARKEDET I STORBRIANNIA	85
6	TYSKLANDSPROSJEKTET.....	87
7	ENGLANDSPROSJEKTET	92
8	REFERANSELISTE	97

Del I BEGRUNNELSE

I denne delen gjør vi kort rede for hvilken betydning mellomlandsforbindelser har for Norge. Vi forklarer også hvorfor Statnett mener at det er rasjonelt å utvide utvekslingskapasiteten ved å knytte det norske kraftsystemet sammen med systemer som vi ikke har hatt direkte forbindelser til tidligere.

Mellomlandsforbindelser blir begrunnet i forsyningsikkerhet, effektiv ressursutnyttelse og verdiskaping. Handelsmuligheter bidrar spesielt til bedre ressursutnyttelse for uregulert fornybar kraftproduksjon, inkludert uregulert norsk vannkraft. Forbindelsene vil gjøre det lettere å erstatte fossil kraft med fornybar kraft og samtidig bevare forsyningsikkerheten.

Statnetts analyser viser at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av å øke handelskapasiteten er høy og robust. Hovedgrunnen er at forbindelsene bidrar til mer effektiv ressursutnyttelse ved at kraften flyter fra landet med lavest pris til landet med høyest pris. Dette gir høy samfunnsøkonomisk gevinst innenfor et bredt spektrum av mulige fremtidige utviklingsbaner.

Økt verdiskaping, bedre forsyningssikkerhet og mindre utslipp av klimagasser

Statnett SF (Statnett) er gjennom konsesjon tillagt oppgaven som systemansvarlig. Som systemansvarlig skal vi sørge for at det til enhver tid er momentan balanse mellom den samlede produksjon og den samlede bruk av kraft hensett til kraftutvekslingen med tilknyttede utenlandske systemer. Statnett har ansvaret for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av det sentrale overføringsnettet for kraft.

Det er flere mål som ønskes oppnådd ved å utvide utvekslingskapasiteten med omkringliggende systemer, og vektleggingen av dem vil være forskjellig blant ulike interessenter. De tre overordnede samfunns mål er:

- Sikre økt **verdiskaping** for det norske samfunnet ved å realisere samfunnsøkonomiske verdier gjennom utveksling av kraft mellom Norge og omkringliggende systemer
- Bidra til å styrke **forsyningssikkerheten**. Statnett har som systemansvarlig nettselskap ansvar for å sikre forsyningssikkerheten i systemet. Det innebærer å sørge for et fysisk robust kraftsystem og velfungerende markedsløsninger. Forsyningssikkerhet er knyttet til tilgang på tilstrekkelig effekt slik at forbruket kan dekkes ved maksimal last, og til evnen til å dekke energietterspørselen i løpet av et år
- Legge til rette for innfasing av mer fornybar kraft i Norge og omkringliggende systemer for derigjennom å bidra til at kraftproduksjonen blir mer **klimavennlig**. Reguleringsevnen til norsk vannkraft kan utnyttes både gjennom utveksling av kraft i spotmarkedet og salg av system- og balansetjenester. Gjennom forbindelser til Norge, får systemene i Tyskland og Storbritannia tilgang til billigere og mer klimavennlig reguleringskapasitet. Dette vil bidra til at omleggingen til en mer klimavennlig kraftsektor i disse landene kan gjennomføres til lavere kostnader enn ellers.

De nordiske og nord-europeiske energisystemene gjennomgår dyptgripende strukturelle endringer. I Norge trenger nye kraftverk nettilknytning og markedsadgang for å kunne få avsetning for sin produksjon. Dette stiller nye krav til fremtidens sentralnett, og handel med kraft over landegrensene vil få enda større betydning enn tidligere, både for forsyningssikkerhet, effektiv ressursutnyttelse og verdiskaping. Et sentralt element i Statnetts strategi for utviklingen av det norske sentralnettet er derfor å utvide handelskapasiteten gjennom å bygge to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og England. Prosjektene er viktige for utviklingen av det nordeuropeiske strømmettet og høyt prioritert av alle involverte parter. Partnerne har kommet til enighet om at mål for ferdigstillelse skal være henholdsvis 2018 og 2020.

I Proposisjon til Stortinget «Prop. 113 L, Endringer i energiloven,» kapittel 5 «Merknader til endringsforslagene,» gjør Departementet rede for hvilke hensyn som vil vektlegges i den samfunnsøkonomiske vurderingen av når en utenlandskonsesjon bør gis. Søknadene med vedlegg er utarbeidet med utgangspunkt i disse kriteriene som skal danne grunnlag for å foreta en helhetlig vurdering av de planlagte forbindelsenes samlede samfunnsøkonomiske virkninger.

Både Tysklands- og Englandsprosjektet har nådd et modenhetsnivå som Statnetts styre har vurdert som tilstrekkelig for å søke Olje- og energidepartementet om utenlandskonsesjon i henhold til energiloven § 4-2. Prosjektene har vært utviklet parallelt siden 2009, og tidsplanene for prosjektene baserer seg på at det fattes investeringsbeslutning sammen med partnerne for begge prosjektene sommeren 2014. Konsesjonssøknadene sendes derfor inn samtidig. Mengden kabel som skal produseres og legges er så stor at prosjektene vil beslaglegge en stor del av den eksisterende kapasiteten på verdensmarkedet i flere år fremover. Prosjektenes tidsplaner forutsetter derfor også at leverandørindustrien har nok kapasitet til å støtte den planlagte fremdriften.

Balansert og samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av kraftsystemet

Statnetts analyser viser at med forventet utvikling av kraftbalanser og kraftpriser i Norden og Europa for øvrig, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt for Norge å utvide utvekslingskapasiteten med ytterligere 2800

MW. Det norske kraftsystemet er i dag knyttet sammen med omkringliggende systemer gjennom 13 forbindelser med samlet overføringskapasitet på om lag 5400 MW inn til og ut av Norge. Sammen med Energinet.dk bygger Statnett Skagerrak 4, den fjerde kabelen mellom Norge og Danmark. Forbindelsen på 700 MW skal etter planen settes i kommersiell drift 1. desember 2014.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet, målt i nåverdi, av de to planlagte investeringene er vel 18 milliarder kroner. I tillegg har prosjektene en rekke positive virkninger som ikke er så lett å kvantifisere. Beregningene viser at investeringene vil gi en internrente på 10-11 %, noe som er høyt for infrastrukturprosjekter. Nedbetalingstiden fremstår som kort, om lag 10-11 år. Etter dette vil vi ha to nedbetalte overføringsforbindelser som vil gi store gevinster til det norske samfunnet ut hele den tekniske levetiden som kan være opp mot 60 år.

Analysene viser at nytten er robust overfor variasjoner i flere sentrale forutsetninger. Hovedgrunnen er at kablene kan overføre kraft i begge retninger. Kraften følger prissignalene fra de sammenkoblede kraftmarkedene og flyter fra markedet med lavest pris til markedet med høyest pris. I noen perioder flyter kraften tilnærmet kontinuerlig i én retning mens det i andre er hyppige endringer i flytretningen. Det er denne egenskapen ved krafthandel som gjør at kablene gir forbedret ressursutnyttelse og derigjennom høy samfunnsøkonomisk gevinst innenfor et bredt spektrum av mulige fremtidige utviklingsbaner.

Generelt er det altså slik at handel med kraft over landegrensene bidrar til at den samlede kraftverksparken utnyttes mer effektivt. Når alle tilgjengelige produksjonsressurser deles på denne måten, vil hvert enkelt land kunne holde seg med lavere installert produksjonskapasitet uten at det får negative konsekvenser for forsyningssikkerheten. Dette gjør at investeringsbehovet blir lavere, noe som også bidrar positivt til den samfunnsøkonomiske nytten av krafthandel.

Statnetts planer om å øke utvekslingskapasiteten vil i seg selv bidra til å forme utviklingen av det norske kraftsystemet i årene fremover. Vi må forvente at de inngår som forutsetninger i prognoser av fremtidsprisene som ligger til grunn for investeringskalkylene til aktører som skal investere i ny fornybar kraftproduksjon, og at endringer i våre planer derfor vil kunne påvirke eksisterende investeringsplaner og dermed utviklingen fremover. Statnett mener at de nye mellomlandsforbindelsene er godt tilpasset den utviklingen vi forventer og at de er nødvendige for å sikre en balansert, og dermed rasjonell utvikling av det norske kraftsystemet.

Styrket forsyningssikkerhet og effektiv ressursutnyttelse

I det norske vannkraftsystemet, hvor årlig tilsig kan variere med rundt 60 TWh, og hvor tilsiget varierer mye gjennom året, har handel med våre naboland vært en økonomisk effektiv måte å balansere hydrologiske svingninger på. Magasinverkens mulighet til kostnadsfritt å forskyve produksjonen i tid gjør at vannkraftsystemet i tillegg kan levere kortsiktig fleksibilitet til de tilknyttede termiske systemene. Gjennom handel over kabler og andre overføringsforbindelser omsettes denne evnen til verdiskaping på begge sider.

- I perioder med underskudd bidrar handelen til å sikre energitilgangen og dermed til å øke forsyningssikkerheten.
- I overskuddssituasjoner sikrer handelen at den fornybare energien kommer til nytte i andre land. Den erstatter produksjon fra termiske verk, og vi oppnår god ressursutnyttelse samtidig som vi legger til rette for reduserte utslipp av klimagasser.
- Selv i situasjoner hvor det ikke er behov for netto import eller eksport av energi, utveksles store mengder kraft over mellomlandsforbindelsene. Dette skjer siden retningen på kraftflyten bestemmes av prissignalene fra de sammenkoblede kraftmarkedene. Kraften flyter fra markedet med lavest pris til markedet med høyest pris. Historisk har mønsteret vært at kraft flyter til de termiske systemene under høylastperioden på dagtid, og i motsatt retning i lavlastperiodene om kvelden og natten. Vi forventer at økende innslag av volatil vindkraft- og solkraftproduksjon i systemene rundt oss vil gi seg utslag i mer hyppige skift i kraftflyten over utenlandsforbindelsene.

Norsk forsyningssikkerhet blir styrket som en følge av at utvekslingskapasiteten økes med 2800 MW. Det forventede økte kraftoverskuddet og byggingen av andre nye overføringsforbindelser ut fra Norden innebærer at de planlagte kablens betydning i forhold til å sikre energitilgangen til Norge og Norden på kort sikt vil være

mindre enn for eksisterende forbindelser. Men på lengre sikt kan utviklingen av kraftsystemet endre dette. Det er spesielt kullkraftverkene i Finland og Danmark som har tjent som svingprodusenter i Norden. Flere danske verk er allerede stengt ned, og enda flere vil bli faset ut etter hvert som konkurransen fra ny fornybar kraftproduksjon blir sterkere. Ved hjelp av forbindelsene til Tyskland og Storbritannia kan imidlertid Norge ved behov importere mer kraft på kortere tid, fra flere handelspartnere og til lavere priser. Et slikt behov kan oppstå om vi for eksempel igjen får perioder med problemer i svensk kjernekraftproduksjon kombinert med lave tilsig og vintertemperaturer. Sannsynligheten for at magasinene går tomme og at det blir rasjonering i vårknipa reduseres dermed.

Større kraftoverskudd og mer uregulert produksjon når forbruket er lavt vil øke eksportbehovet i sommerhalvåret. Inntektene fra eksporten blir høyere når utvekslingskapasiteten økes. Dette er en del av forklaringen på den høye samfunnsøkonomiske nytten til de planlagte kablene. Vi får større flaskehalsinntekter, bedre betalt for nettoeksporten og mindre risiko for vanntap, noe som også betyr at vi oppnår mer effektiv ressursutnyttelse.

Handelsinntekter gjennom spothandel, handel med balansetjenester og deltakelse i kapasitetsmarkeder

All spothandel over kablene skal styres av den nye algoritmen for markedskobling som utvikles for hele Nordvest-Europa. Dette innebærer at overføringskapasiteten blir allokert ved hjelp av implisitt auksjon, noe som gir den mest effektive utnyttelse av kapasiteten.

Vi forventer at flaskehalsinntekter fra spothandel, sammen med endringer i produsent- og konsumentoverskudd, vil utgjøre det største bidraget til handelsgevinsten fra de planlagte kablene. Vi forventer en ekstra gevinst på grunn av stort kraftoverskudd og mye uregulert produksjon. Men det betyr ikke at framtidig nytte er avhengig av at dette blir situasjonen ut levetiden til kablene. I en situasjon med underskudd får vi også høy gevinst, men da i større grad gjennom billigere import i tørre år. Om vinteren og våren kommer nesten hele gevinsten i form av flaskehalsinntekter, da mye vind og lite sol gir størst prisvolatilitet på europeisk side i disse periodene. Om sommeren og høsten gir behovet for å eksportere overskuddskraft både høy gevinst i form av økt produsentoverskudd og betydelige flaskehalsinntekter, selv om prisvolatiliteten hos handelspartnerne er relativt lav på denne tiden av året.

For begge kablene er intensjonen å etablere en handelsløsning som tilsier at vi kan bruke opptil 300 MW til utveksling av automatiske reserver. Handel med slike balansetjenester gir en potensiell merinntekt utover spothandel med energi. Vi har estimert merverdien for Norge til 50 MNOK/år dersom man har en dynamisk modell som fortløpende allokterer opptil 300 MW av overføringskapasiteten til handel med balansetjenester. At modellen er dynamisk innebærer at man i noen perioder bruker 300 MW til handel med balansetjenester, mens man i andre perioder bruker mindre.

Utviklingen av den nye, fornybare kraftproduksjonsparken går raskt og myndighetene i flere land er bekymret for om markedet vil fremskaffe tilstrekkelig pålitelig kapasitet til at forsyningssikkerheten opprettholdes. For å sikre kapasitet, planlegges det flere steder å ta i bruk såkalte kapasitetsmekanismer. Konsekvensene av å iverksette slike tiltak er at pristoppene i perioder med lav fornybar produksjon og høyt forbruk blir redusert. Dette gir lavere prisvolatilitet og dermed lavere forventede inntekter fra handel over mellomlandsforbindelsene.

Storbritannia har kommet langt i forberedelsene med å innføre et kapasitetsmarked. I Tyskland er det foreløpig ikke besluttet å innføre et slikt marked, men både behov og ulike utforminger diskuteres. Empiriske analyser viser en entydig sammenheng mellom kraftflyt, både på Skagerrakkablene og NorNed, og priser i henholdsvis Vest-Danmark og Nederland. Ved tilstrekkelig høye priser i disse landene, dvs. når de har knapphet på kapasitet, har de fått full import fra Norge. De planlagte forbindelsene vil bidra til forsyningssikkerheten i Tyskland og Storbritannia. Derfor har vi gjort det klart overfor partnere og myndigheter at vi forutsetter at kablene blir behandlet likt med nasjonal kapasitet og således kompenseres i fremtidige kapasitetsmarkeder. Den anslåtte kompensasjonen er lagt til grunn i lønnsomhetsanalysene for de planlagte forbindelsene. Dersom denne forutsetningen ikke blir oppfylt, vil det kunne få konsekvenser for investeringsbeslutningene.

Handel med nye markeder gir pris- og fordelingsvirkninger

Det er flere faktorer som vil påvirke kraftprisene i Norge i årene som kommer. Frem mot 2030 forventer vi at kraftprisene vil øke gradvis, både i Norden og Europa for øvrig. De viktigste årsakene til dette er internasjonale forhold utenfor norsk kontroll, nemlig at nivået på brensel- og CO₂-priser forventes å øke. Disse bestemmer de kortsiktige marginale driftskostnadene i termiske kraftverk og er den enkeltfaktoren som har størst betydning for den langsiktige prisutviklingen i Norden. Spesielt er den forventede økningen i CO₂-prisen viktig. Vi legger til grunn at CO₂-markedet blir brukt som et viktig virkemiddel for å få ned klimautslippene i perioden fram mot 2030, og at kvoteprisen blir høy nok til at målene om utslippskutt blir nådd. Som en konsekvens av denne antakelsen alene vil kraftprisen i Norge og Norden i 2020 bli 9-10 øre/kWh høyere enn i dag.

Det er mye usikkerhet knyttet til de framtidige CO₂-prisene og hvilken rolle kvotemarkedet vil ha som virkemiddel i klimapolitikken. I dag er kvoteprisene svært lave, og det er en reell mulighet for at CO₂-prisene som bestemmes i kvotemarkedet vil spille en mindre rolle enn andre virkemidler som subsidier av fornybar kraftproduksjon, strenge utslippskrav for termiske verk eller skatter på fossilt brensel. Det sentrale poenget i denne sammenhengen er imidlertid at marginalkostnadene for termiske verk fortsatt vil ha avgjørende betydning for det norske prisnivået, til tross for at Norge nesten ikke har termiske kraftverk. Dette påvirkes i liten grad av de planlagte mellomlandsforbindelsene.

Den raske utbyggingen av fornybar energi (og kjernekraft i Sverige og Finland) vil øke kraftoverskuddet og dermed gi et lavere prisnivå, alt annet likt. Størrelsesforholdet mellom overskuddet på den nordiske kraftbalansen og samlet overføringskapasitet ut av området har stor betydning for prisnivået. Etter marginale produksjonskostnader for termiske kraftverk er det dette forholdet som påvirker den langsiktige utviklingen av kraftprisene i Norden og Norge mest. Vi vil understreke at i denne sammenheng er norsk kraftbalanse kun av betydning gjennom at den inngår i den totale nordiske balansen. Hvis for eksempel Sverige og Finland til sammen får et stort kraftoverskudd, og Norge er i balanse, vil nye forbindelser ut fra Norge både bidra til eksport av dette overskuddet og til heving av prisen i hele Norden.

Innfasingen av 45 TWh ny utslippsfri kraft frem til 2020 vil isolert sett presse prisene i Norge, Sverige og Finland nedover. Uten andre tilpasninger ville en slik produksjonsvekst gitt svært lave priser sammenlignet med resten av Nordvest-Europa, og fullstendig «priskollaps» i perioder. Men markedene tilpasser seg til forventet prisutvikling. Vi tror derfor det effektive overskuddet i Norden vil lande på rundt 30 TWh på grunn av forbruksvekst og fordi noe fossil produksjon vil fases ut. Andre tilpasninger, som for eksempel den forventede overgangen til fleksibel handel mellom Finland og Russland, vil også bidra til å dempe prisen.

Det er ikke en enkel og entydig sammenheng mellom en økning av utvekslingskapasiteten og endringer i kraftprisen. Statnett vurderer de nye mellomlandsforbindelsene som del av en balansert tiltakspakke, der utbyggingen av den vedtatte mengden ny fornybar kraftproduksjon forutsetter økt utvekslingskapasitet mot våre naboer. Samlet sett vil denne pakken i de fleste scenarioer bidra til at den norske kraftprisen reduseres sammenlignet med en situasjon hvor investeringene ikke ble gjennomført.

Vi har likevel analysert en tenkt, og trolig urealistisk, situasjon hvor fornybarsatsingen gjennomføres fullt ut selv om kablene ikke bygges. Analysene basert på disse forutsetningene viser at isolert sett vil en økning av utvekslingskapasiteten med 2800 MW bidra til at gjennomsnittsprisen i Norge vil øke mellom ca. 2,5 og 4 øre/kWh i 2020.

Men det er altså ikke åpenbart at fornybarsatsingen vil bli gjennomført fullt ut dersom kablene ikke bygges. Dessuten kan det allerede fram mot 2020 skje andre tilpasninger som økt kraftforbruk i industrien og i varmesektoren i de nordiske landene, og vi kan oppleve mindre utvidelser i kjernekraften. Spesielt i et tidsperspektiv utover 2020 vil forbruk og produksjon tilpasse seg et endret prisnivå, og dermed dempe prisutslagene fra handel.

Vi har undersøkt hvordan analyseresultatene påvirkes av endringer i våre forutsetninger om kraftbalansen i 2020 og 2030, men vi har ikke gjennomført analyser av alternative utviklingsbaner (med langsiktige endringer i produksjon og forbruk) dersom kablene ikke blir bygget. All erfaring viser at både produksjonskapasitet og

forbruksnivå på lang sikt tilpasser seg et endret prisnivå, men det er svært vanskelig å si hvor slike endringer vil skje, hvilket prisnivå som vil utløse endringer i ulike sektorer og hvor raskt slike tilpasninger vil skje.

Analysene viser også at kablene vil påvirke kraftprisene i markedene vi knytter oss opp mot. Prisforskjellene mellom markedene vil bli noe mindre. Vi forventer at prisen i Norge rundt 2020 vil ligge om lag 4,5 øre/kWh under tysk pris og om lag 11 øre/kWh under den britiske. Vi forventer at Storbritannia vil få et høyere prisnivå enn Tyskland på grunn av CO₂-skatten på fossile brenslere som skal innføres, og fordi britene vil være mer avhengig enn tyskerne av gasskraftverk med høyere marginale produksjonskostnader.

Økning i produsent- og konsumentoverskuddet utgjør en stor del av samlet norsk nytte fra spothandel i våre basisestimat, både i 2020 og 2030. I tillegg kommer markedsgevinstene i resten av Norden. Forenklet kan vi si at økningen i produsent- og konsumentoverskuddet oppstår gjennom følgende tre effekter:

- Bedre betalt eksport i perioder med langvarig behov for nettoeksport
- Billigere import i perioder med importbehov
- Mer prisstruktur over døgnet

I basisestimatene har vi lagt til grunn at overskuddet på kraftbalansen i Norden øker fra dagens 10 TWh til rundt 30 TWh i 2020 for deretter å stabilisere seg. I Norge har vi lagt til grunn at overskuddet i et normalår øker fra dagens 4 TWh til rundt 12 TWh i 2020 før det synker til 7 TWh i 2030. For Norges del er det også av betydning at mye av overskuddet stammer fra uregulert vannkraft som produserer mest i sommerhalvåret når eksportbehovet allerede er på sitt høyeste. Den store gevinsten i form av økt produsentoverskudd forventes derfor i perioden mellom uke 20 og 40 hvor vi vil få en stor andel «tvungen» produksjon. Av totalt 12 TWh forventet gjennomsnittlig årlig eksport, gitt en situasjon med betydelig kraftoverskudd, vil 80 % finne sted sommer og høst. Om vinteren vil de nye forbindelsene gi noe større eksport om dagen ut av Norge, men effektbegrensinger gjør at volumene er mindre enn i resten av året. Derimot øker importen om natten betydelig. Dette gir noe større prisvariasjon gjennom døgnet.

Med et stort nordisk kraftoverskudd vil behovet for import til Norden være lavt selv i de tørreste årene. Gevinsten for konsumentene av billigere import i tørrår blir derfor lav i våre basisestimer. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til scenarioforutsetningene, spesielt på lengre sikt. Ulike former for langsiktige tilpasninger med utgangspunkt i en overskuddssituasjon vil kunne bidra til at kraftoverskuddet blir redusert, noe som etter hvert vil gi et større konsumentoverskudd. Det er derfor ikke usannsynlig at fordelingsvirkningene i et 40 års perspektiv vil se annerledes ut enn det våre basisestimer indikerer.

Vi forventer at prisvirkningen i Norge av å bygge en kabel til Storbritannia vil være omtrent den samme som til Tyskland, selv om prisnivået forventes å være høyere i Storbritannia. Det er ingen direkte og enkel sammenheng mellom gjennomsnittlig prisforskjell mellom to markeder og prisvirkningen av å knytte markedene sammen. Det er størrelsen på eksport og import som påvirker prisene i Norge, ikke kraftprisen hos handelspartnerne. Kraftflyten går hver time fra markedet med lavest pris til markedet med høyest pris. Så lenge prisforskjellen er tilstrekkelig til å gi lønnsom handel, blir overføringskapasiteten utnyttet fullt ut. En større prisforskjell mellom landene vil da ikke endre handelsvolumet – og gir derfor heller ikke andre prisvirkninger i Norge.

En ny handelsforbindelse vil først og fremst påvirke prisnivået i Norge ut fra den *nettoeksporten* som forbindelsen gir. Nettoeksporten bestemmes av antallet timer med eksport minus antallet timer med import. Varigheten av perioder med høye og lave priser hos handelspartneren og variasjoner i den norske prisen (våtår/sommer, tørrår/vinter) vil være avgjørende for hva slags handelsmønster vi får og dermed hvor stor netto eksport vi vil se over tid på en ny forbindelse. Dette er forklaringen på at handel med Storbritannia forventes å gi omtrent samme prisvirkning som handel med Tyskland selv om prisnivået trolig blir høyere i Storbritannia.

Hvis en forbindelse gir netto eksport og trekker opp prisnivået, vil denne priseffekten redusere nettoeksporten på andre forbindelser ut av Norge og Norden. I tillegg vil termisk kraftproduksjon i Norden produsere mer når prisene er høyere, og eksportmuligheter kan gi mindre spill av vann i situasjoner med store kraftoverskudd.

Disse effektene er med i modellberegningene som vi beskrev foran. Det modellberegningene derimot ikke fanger opp er mer langsiktige tilpasninger i forbruk og produksjon: Et noe høyere prisnivå i Norge, Sverige og Finland gjør det mer lønnsomt å investere i ny eller utvidet kraftproduksjon. Spesielt kan bedre eksportmuligheter i våte år gjøre det lønnsomt å utvide produksjonskapasiteten i vannkraftverk slik at man kan utnytte tilsigene bedre. Noe høyere priser i Norden vil også dempe forbruket. Disse effektene vil bidra til at prisvirkningene blir klart lavere enn modellberegningene antyder.

De omsøkte forbindelsene har begge en overføringskapasitet på 1400 MW

Valget er begrunnet i tre forhold:

- *Lønnsomhet:* Lønnsomheten øker betydelig med økt kapasitet. Dette skyldes at inntektene per MW ekstra kapasitet øker betydelig mer enn kostnadene
- *Kabelteknologiske begrensninger:* Med eksisterende gjennomføringsplaner for våre prosjekter er det eneste realistiske alternativet å benytte konvensjonell kabelteknologi. Dette vil gi en overføringsspenning på 525 kV. 1400 MW er en naturlig øvre grense ved bruk av denne type teknologi
- *Systembegrensninger:* Kabelkapasiteten begrenses av dimensjonerende samtidig utfall av kapasitet i systemene som knyttes opp mot hverandre. En kapasitet på 1400 MW er tilpasset denne grensen.

Tysklandskabelen vil knyttes til det norske nettet i Tonstad (Sirdal), og Englandskabelen i Kvilldal (Suldal).

Del II OMSØKTE HANDELSLØSNINGER

Her gjør vi rede for hvordan overføringskapasiteten på de nye forbindelsene vil utnyttes. Handelsløsningene som er valgt vil gi den beste utnyttelsen av den planlagte overføringskapasiteten i økonomisk forstand.

1 TYSKLAND

Kabelen skal benyttes til energihandel (spot- og intradaghandel), samt handel med balansetjenester. I tillegg kan det selges finansielle transmisjonsrettigheter.

1.1 Handel i energimarkedet

For å unngå samfunnsøkonomisk ulønnsom handel skal det kun handles når prisdifferansen er minst like stor som den marginale kostnaden av overføringstapet over kabelen. En nærmere beskrivelse av forventede tapkostnader forbundet med overføring over kabelen gis senere i søknaden.

1.1.1 Spotmarkedet

Spothandel over kabelen skal, som for våre øvrige mellomlandsforbindelser, utføres gjennom markedskobling / implisitt auksjon ved at kapasiteten inngår i felles markedsalgoritme for Europa. Det innebærer at priser og flyt fastsettes simultant. Dette vil sikre markedsmessig optimal flyt på forbindelsen.

1.1.2 Intradagmarkedet

Intradaghandel skal inngå i den europeiske intradagplattformen som er under utvikling. Handelsplattformen skal utformes slik at alle kjøps- og salgsbud samles i en felles europeisk ordrebok. Tysklands-kabelen vil da legge til rette for at norske aktører kan handle intradag med aktører i hele Europa.

1.1.3 Det langsiktige markedet

TSOer kan selge langsiktige transmisjonsrettigheter. Langsiktige transmisjonsrettigheter kan utformes som såkalte finansielle transmisjonsrettigheter (Financial Transmission Rights - FTR). FTRer er rent finansielle produkter der innehaverne har rett på en betaling lik spotprisdifferansen mellom områdene. Forutsatt velfungerende kraftmarkeder, vil finansielle transmisjonsrettigheter ikke påvirke den fysiske flyten på kabelen, og effektiviteten i handelen vil derfor ikke reduseres som følge av at TSOene selger FTRer.

Det er ikke ønskelig å utelukke muligheten for handel med transmisjonsrettigheter

Statnett har ingen tradisjon for å selge langsiktige transmisjonsrettigheter, og har per i dag heller ingen planer om å gjøre det. Samtidig er det ikke ønskelig å utelukke muligheten for at salg av FTRer kan være hensiktsmessig i framtiden. For å ivareta denne muligheten er det åpnet opp for at partene kan selge flaskehalsinntekten gjennom FTRer.

Dersom partene har ulike preferanser med hensyn til et eventuelt salg av FTRer, kan hver part selv bestemme over sin andel av den kapasiteten som er forbeholdt energimarkedet. Statnett har i den forbindelse vurdert partenes incentiver og effektiviteten i flyten, og en slik løsning er ikke funnet å gi uheldige konsekvenser.

- Partene vil fremdeles ha sammenfallende incentiver til drift og vedlikehold av kabelen. Begge parter vil fremdeles tape inntekter om kabelen ikke er i drift og ønske å reparere den så raskt som mulig. Tapet vil være tapte flaskehalsinntekter og/eller erstatning for solgte transmisjonsrettigheter
- Det avgjørende for om flyten på kabelen påvirkes er egenskapene til produktene og betingelsene tilknyttet bruk av produktene som handles, og ikke at partene kan ha ulik finansiell disponering av kapasiteten.

Langsiktige transmisjonsrettigheter vil omsettes via en handelsplattform

Dersom langsiktige transmisjonsrettigheter skulle bli aktuelt, må de selges på en organisert markedsplass. Det kan etableres en egen auksjonsplattform, som for BritNed, eller det kan gjøres via en etablert plattform som for eksempel det TSO-eide selskapet Capacity Allocation Service Company («CASC»). Norske aktører vil kunne handle FTRer via en slik plattform. Det vil således ikke være nødvendig å etablere et eget auksjonsselskap verken for at Statnett skal kunne selge FTRer, eller for at norske aktører skal ha tilgang til disse.

Det kan heller ikke utelukkes at det fremtidige europeiske regelverket for langsiktige transmisjonsrettigheter som er under utarbeidelse, vil medføre at partene blir pålagt å selge transmisjonsrettigheter over forbindelsen.

1.2 Handel med balansetjenester

Det vil allokeres opptil 300 MW til handel med balansetjenester, gitt at det er minst like lønnsomt som handel i spotmarkedet. Det legges opp til å ha en dynamisk allokeringmekanisme, slik at kapasiteten som faktisk allokeres til handel med balansetjenester vil kunne variere mellom null og 300 MW avhengig av lønnsomheten. Vurderinger av driftssikkerheten kan begrense hvor mye kapasitet som kan allokeres til handel med balansetjenester.

1.2.1 Handelsmodell

På et overordnet nivå ønsker Statnett at den dynamiske allokeringmekanismen skal kunne fungere som følger:

- Hver dag/uke/måned fordeles overføringskapasiteten til handel med henholdsvis energi og balansetjenester. Det vil være fornuftig å tilpasse periodelengden til innkjøpsordningen for reserver i minst ett av landene.
- Fordelingen av overføringskapasiteten bestemmes ut fra: a) priser for kjøp av reserver og prognoser for kraftpriser og b) evaluering av forrige periodes relative lønnsomhet.

ENTSO-E er i ferd med å utforme et forslag til et felles europeisk regelverk for handel med balansetjenester. Regelverket forventes å inkludere et krav om at allokering av kapasitet til handel med balansetjenester skal godkjennes av involverte regulatorer. Det innebærer blant annet at regulatorene skal godkjenne allokeringmodell, lengden på allokeringene og rammen for hvilke volum som kan allokeres til handel med balansetjenester.

En beskrivelse av allokeringmekanismen slik den blir avtalt, vil legges frem før investeringsbeslutning.

Verdien av å allokere overføringskapasitet til handel med balansetjenester er beskrevet senere i søknaden.

2 STORBRITANNIA

Kabelen skal benyttes til energihandel (spot- og intradaghandel), samt handel med balansetjenester. I tillegg kan det handles med finansielle- eller fysiske transmisjonsrettigheter.

2.1 Handel i energimarkedet

For å unngå samfunnsøkonomisk ulønnsom handel, skal det kun handles når prisdifferansen er minst like stor som den marginale kostnaden av overføringstapet over kabelen. I tillegg skal det vurderes om også andre kostnader bør tas hensyn til.

2.1.1 Spotmarkedet

Spothandel over kabelen skal, som for våre øvrige mellomlandsforbindelser, utføres gjennom markedskobling / implisitt auksjon ved at kapasiteten inngår i felles markedsalgoritme for Europa. Det innebærer at priser og flyt fastsettes simultant. Dette vil sikre markedsmessig optimal flyt på forbindelsen.

2.1.2 Intradagmarkedet

Intradaghandel skal inngå i den europeiske intradagplattformen som er under utvikling. Handelsplattformen skal utformes slik at alle kjøps- og salgsbud samles i en felles europeisk ordrebok. Englandskabelen vil da legge til rette for at norske aktører kan handle intradag med aktører i hele Europa.

2.1.3 Det langsiktige markedet

TSOer kan selge langsiktige transmisjonsrettigheter. Langsiktige transmisjonsrettigheter kan utformes som FTR eller såkalte fysiske transmisjonsrettigheter (Physical Transmission Rights - PTR). FTRer er rent finansielle produkter der innehaverne har rett på en betaling lik spotprisdifferansen mellom områdene. PTRer er salg av fysisk overføringskapasitet som gir innehaveren rett til å bruke kapasiteten. Det finnes ulike varianter mht. hvilke muligheter og forpliktelser innehaver har dersom kapasiteten ikke benyttes.

Det vil fremdeles være effektiv flyt på forbindelsen

Finansielle transmisjonsrettigheter: Salg av FTRer er en ren finansiell avtale om forhåndssalg av flaskehalsinntekter, realisert via spotmarkedet, og vil ikke påvirke den fysiske flyten på kabelen, forutsatt velfungerende kraftmarkeder. Effektiviteten i handelen vil derfor ikke reduseres.

Fysiske transmisjonsrettigheter: Forutsatt velfungerende kraftmarkeder, vil effektiv flyt på kabelen sikres ved at:

- Innehavere av PTRer må selge ikke-nominert kapasitet til spotmarkedet i tråd med «Framework Guideline for Capacity Allocation and Congestion Management»
- Det skal etableres en såkalt nettingmekanisme for nominert flyt som sikrer at den fysiske flyten alltid vil være effektiv.

Det er ikke ønskelig å utelukke muligheten for handel med transmisjonsrettigheter

Statnett har ingen tradisjon for å selge langsiktige transmisjonsrettigheter, og har per i dag heller ingen planer om å gjøre det. Samtidig er det ikke ønskelig å utelukke muligheten for at salg av transmisjonsrettigheter kan være hensiktsmessig i framtiden. For å ivareta denne muligheten er det åpnet opp for at partene kan selge flaskehalsinntekten gjennom FTRer eller PTRer.

Dersom partene har ulike preferanser med hensyn til et eventuelt salg av transmisjonsrettigheter, kan hver part selv bestemme over sin andel av den kapasiteten som er forbeholdt energimarkedet. Statnett har i den forbindelse vurdert partenes incentiver og effektiviteten i flyten, og en slik løsning er ikke funnet å gi uheldige konsekvenser.

- Partene vil fremdeles ha sammenfallende incentiver til drift og vedlikehold av kabelen. Begge parter vil fremdeles tape inntekter om kabelen ikke er i drift og ønske å reparere den så raskt som mulig. Tapet vil være tapte flaskehalsinntekter og/eller erstatning for solgte transmisjonsrettigheter.
- Det avgjørende for om flyten på kabelen påvirkes er egenskapene til produktene og betingelsene tilknyttet bruk av produktene som handles, og ikke at hver part selv bestemmer over sin andel av kapasiteten. Med betingelsene som er beskrevet for bruk av PTRer ovenfor, vil en være sikret effektiv flyt.

Produktene vil omsettes via en handelsplattform

Langsiktige transmisjonsrettigheter må selges på en organisert markeds plass, og aktørene må kvalifisere for handel der. Det kan etableres en egen auksjonsplattform, som for BritNed, eller det kan gjøres via en etablert plattform som for eksempel det TSO-eide selskapet Capacity Allocation Service Company («CASC»). Norske aktører vil kunne handle FTRer eller PTRer via en slik plattform. Det vil således ikke være nødvendig å etablere et eget auksjonsselskap verken for at Statnett skal kunne selge FTRer eller PTRer eller for at norske aktører skal ha tilgang til disse.

Det kan heller ikke utelukkes at det fremtidige europeiske regelverket for langsiktige transmisjonsrettigheter som er under utarbeidelse, vil medføre at partene blir pålagt å selge transmisjonsrettigheter over forbindelsen.

2.2 Handel med balansetjenester

Det vil allokeres opptil 300 MW til handel med balansetjenester, gitt at det er minst like lønnsomt som handel i spotmarkedet. Det legges opp til å ha en dynamisk allokeringmekanisme, slik at kapasiteten som faktisk allokeres til handel med balansetjenester vil kunne variere mellom null og 300 MW avhengig av lønnsomheten. Vurderinger av driftssikkerheten kan begrense hvor mye kapasitet som kan allokeres til handel med balansetjenester.

2.2.1 Handelsmodell

På et overordnet nivå ønsker Statnett at den dynamiske allokeringmekanismen skal kunne fungere som følger:

- Hver dag/uke/måned fordeles overføringskapasiteten til handel med henholdsvis energi og balansetjenester. Det vil være fornuftig å tilpasse periodelengden til innkjøpsordningen for reserver i minst ett av landene.
- Fordelingen av overføringskapasiteten bestemmes ut fra: a) priser for kjøp av reserver og prognoser for kraftpriser og b) evaluering av forrige periodes relative lønnsomhet.

ENTSO-E er i ferd med å utforme et forslag til et felles europeisk regelverk for handel med balansetjenester. Regelverket forventes å inkludere et krav om at allokering av kapasitet til handel med balansetjenester skal godkjennes av involverte regulatorer. Det innebærer blant annet at regulatorene skal godkjenne allokeringmodell, lengden på allokeringene og rammen for hvilke volum som kan allokeres til handel med balansetjenester.

En beskrivelse av allokeringmekanismen slik den blir avtalt, vil legges frem før investeringsbeslutning.

Verdien av å allokere overføringskapasitet til handel med balansetjenester er beskrevet senere i søknaden.

Del III SAMFUNNSØKONOMISK LØNNSOMHET

Nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia er samfunnsøkonomisk lønnsomme, med god robusthet i ulike scenarier.

Her vises et helhetlig bilde av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av de planlagte kabelforbindelsene. En beskrivelse av de mest sentrale forutsetningene gis også.

Videre belyses usikkerhet i kost- og nytteestimatene og robusthet i den samfunnsøkonomiske analysen.

3 KORT OM PROSJEKTENE

Opp gjennom årene har Statnett planlagt og bygget flere HVDC-kabler; per i dag har vi forbindelser til Danmark (Skagerrak 1-3) og Nederland (NorNed), og Skagerrak 4, den fjerde forbindelsen til Danmark, er under bygging. Viktig lærdom fra historien er:

- Handel med kraft med våre naboer har vært nødvendig og lønnsomt for det norske samfunnet gjennom flere tiår hvor kraftbalansen har svingt mellom store overskudd og underskudd
- Kabelprosjekter har lange ledetider, og det er krevende å utvikle dem frem til investeringsbeslutning. På 90-tallet forelå det planer om to kabler til Tyskland (Viking Cable og Euro Cable), men ingen av disse ble realisert. Planene for en sjøkabel til England (NSI prosjektet) ble utviklet i fire år før prosjektet ble stoppet i 2003

Den historiske erfaringen og resultatene fra analyser gjennomført i 2008 var sentrale beveggrunner for å etablere en større portefølje av utenlandsprosjekter. Statnetts analyser viste nemlig at inntektene fra energihandel som følge av økt utvekslingskapasitet med omkringliggende systemer ville være høye samtidig som forsynings sikkerheten ville bedres.

Tysklandsprosjektet

Tysklandsprosjektet er et samarbeid mellom Statnett og DC Nordseekabel GmbH & Co KG («DCNG»).

Forbindelsen til Tyskland vil være på nominelt 1400 MW. Tilkoblingspunktene for kabelen vil være Tonstad på norsk side, og Wilster på tysk side. Statnett vil eie den nordlige halvdel av forbindelsen og landanleggene i Norge. DCNG vil eie den sørlige halvdel av forbindelsen og landanleggene i Tyskland.

DCNG er et tysk selskap som er indirekte heleid av TenneT TSO GmbH («TenneT») og KfW, hver med 50 %.

TenneT er en av fire TSOer i Tyskland. På samme måte som Statnett administrerer TenneT hovednettet og mellomlandsforbindelsene, overvåker påliteligheten og leveringssikkerheten, og sørger for balanse mellom produksjon og forbruk av kraft. TenneT er et datterselskap av TenneT B.V. som i dag er heleid av den nederlandske stat. TenneT i Nederland er Statnetts samarbeidspartner for NorNed-kabelen, hvor hver av partene eier 50 %.

KfW er en tysk, statlig eid finansieringsinstitusjon. KfW ble stiftet i 1948 som en del av Marshall-hjelpen, og navnet kommer opprinnelig fra Kreditanstalt für Wiederaufbau.

Prosjektets historie strekker seg tilbake til 2008 da Statnett og *Transpower Stromübertragungs GmbH* (tidligere E.ON Netz GmbH) startet opp igjen arbeidet med å vurdere en kabel mellom Norge og Tyskland. Prosjektet ble kalt NORD.LINK. Mulighetsstudien som ble gjennomført konkluderte med at prosjektet var samfunnsøkonomisk lønnsomt for begge landene og at utviklingen burde videreføres inn i neste fase. *Transpower* ble i november 2009 solgt til TenneT. Transaksjonen ble avsluttet i februar 2010. Oppkjøpet resulterte i at samarbeidet med *Transpower* ble avsluttet og at Statnett fortsatte prosjektutviklingen alene.

I juni 2010 kjøpte Statnett seg opp til 50 % eierandel i NorGer-prosjektet, et prosjekt som ble etablert i 2006 med det formål å bygge en 1400 MW overføringsforbindelse til Tyskland. Den planlagte inntektsmodellen for NorGer var en såkalt kommersiell forbindelse som krevde unntak fra regelverket om disponering av flaskehalsinntektene. De andre eierne var Agder Energi, Lyse og sveitsiske EGL. Formålet med oppkjøpet av NorGer var å sikre en koordinert utvikling av overføringskapasiteten mellom Norge og Tyskland samt å øke sannsynligheten for realisering av en forbindelse gjennom å ha to opsjoner. Utviklingen som fant sted etter oppkjøpet viste imidlertid at det ville bli vanskelig å realisere begge prosjektene tilnærmet samtidig slik de opprinnelige prosjektplanene la opp til. De andre eierne valgte da å selge sine andeler i prosjektet til Statnett. Senere, da TenneT kjøpte seg inn i NORD.LINK prosjektet, kjøpte de også 50 % av eierandelene i NorGer.

Englandsprosjektet

Englandsprosjektet er et samarbeid mellom Statnett og National Grid NSN Link Limited («NSN Link»).

Også forbindelsen til England vil være på nominelt 1400 MW. Tilkoblingspunktene for kabelen vil være Kvilldal på norsk side, og Blyth på britisk side. Statnett og NSN Link vil eie hver sin fysiske halvdel av forbindelsen og landanleggene.

NSN Link er et britisk selskap indirekte heleid av National Grid Holding 1 Limited («NGH1»). NGH1 er holdingselskapet for National Grid-gruppens virksomhet i Storbritannia, og er direkte og indirekte heleid av National Grid Plc.

Konsernspissen National Grid Plc. er notert på London Stock Exchange samt New York Stock Exchange. National Grid-gruppen eier og driver overføringsnett i England, Wales og USA. I England og Wales eies overføringsnettet gjennom datterselskapet National Grid Electricity Transmission Ltd. («NGET»), som også er TSO for England og Wales og systemoperatør for Storbritannia. National Grid-gruppen er samarbeidspartneren på britisk side i eksisterende og planlagte mellomlandforbindelser til Storbritannia.

I årene 1997-2003 samarbeidet Statnett og National Grid om å utvikle kabelprosjektet North Sea Interconnector på 1200 MW («NSI»). Statnett søkte om konsesjon for prosjektet i 2003, men fikk avslag på konsesjonssøknaden, og prosjektet ble da avsluttet. Samarbeidet med National Grid ble sporadisk fulgt opp i årene etter at NSI-prosjektet ble avsluttet. Markedsutviklingen viste at en kabel ville vært mer lønnsom enn antatt i 2003. I 2008 alene ville halvparten av investeringen i NSI ha blitt nedbetalt. Samarbeidet ble derfor gjenopptatt i 2009 med sikte på å utrede hvorvidt muligheten for å bygge en sjøkabel mellom Norge og England var vesentlig endret. Etter dette har samarbeidspartnerne utnyttet lærdommen fra NSI-prosjektet til å utvikle et nytt prosjekt som er bedre tilpasset de regulatoriske rammene i begge land.

Andre prosjekter

Under gjennomføringen av NorNed-prosjektet ble det delvis lagt til rette for en mulig utvidelse av utvekslingskapasiteten på et senere tidspunkt. Statnett og TenneT besluttet i august 2009 å gjennomføre en kort mulighetsstudie i fellesskap for å legge til rette for en beslutning om en eventuell igangsettelse av utviklingen av et NorNed2-prosjekt. Ulike prioriteringer av prosjekter i Statnett og TenneT gjorde imidlertid at prosjektet ble vurdert som urealistisk å realisere innenfor akseptable tidsrammer.

I NorGer-prosjektet har partnerne Statnett og TenneT blitt enige om å fullføre prosessen med å søke anleggskonsesjon i Tyskland. Det pågår ingen aktiviteter knyttet til utvikling av prosjektet på norsk side, og partnerne vil på et senere tidspunkt beslutte hvordan en eventuell tysk konsesjon skal benyttes.

Statnett har ikke andre mellomlandsprosjekter under utvikling enn dem som er omtalt i disse to konsesjonssøknadene. Kabelprosjekter av denne størrelse har typiske ledetider på 10 år. Det er derfor ikke sannsynlig at andre Statnettprosjekter vil kunne nå et modenhetsnivå som er i nærheten av disse prosjektene i løpet av de nærmeste årene.

4 SAMMENSTILLING AV SAMFUNNSØKONOMISKE VIRKNINGER I NORGE

Her sammenstilles de samfunnsøkonomiske virkningene av de planlagte kabelforbindelsene bestående av en oppstilling av prissatte virkninger og vurdering av ikke-prissatte virkninger.

Følgende investeringsalternativ er aktuelle:

- Alternativ 0 – Ingen nye mellomlandsforbindelser (referansealternativet)
- Alternativ 1 – Ny forbindelse til Tyskland i 2018
- Alternativ 2 – Ny forbindelse til England i 2020, gitt at alternativ 1 er bygget som planlagt i 2018
- Alternativ 3 – Ny forbindelse til England i 2020

Denne måten å beskrive alternativene på innebærer at alternativ 2 viser den marginale virkningen av å bygge kabel til England når en kabel til Tyskland allerede er i drift. For alternativ 3 vises virkningene av kun å bygge prosjektet til England, dvs. uten at kablen til Tyskland bygges. Alle tall i dette kapitlet er reelle, altså omregnet til 2013-kroner. Omregningen er gjort på bakgrunn av forventet inflasjon i 2013. Alle forutsetninger som er presentert i kapittel 4-7 er i 2012-kroner. Beregningsmetodikken er utdypet i Vedlegg 1.

4.1 Prissatte virkninger

Her vises de årlige prissatte virkningene med tilhørende nåverdier av forbindelsene.

(2013 MNOK, norsk andel)	1) Tyskland	2) England Tyskland	3) England
Årlige verdier:			
Flaskehalsinntekter i kabel	650	720	770
Handel med reserver	50	50	50
Inntekter fra kapasitetsmekanismer	120 ¹	120	120
Produsent- og konsumentoverskudd	650	480	630
Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser	-170	-170	-180
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-20	-25	-25
Transittkostnader	-8	-30	-30
Systemdriftskostnader	-125	-125	-125
Overføringstap i det norske nettet	-100	-60	-60
Investeringskostnader:			
Investeringskostnad i kabel og stasjon	-6 400	-6 950	-6 950
Nettokostnad innenlandske nettførsterkninger	-2 000	-1 500	-700

Tabell 1: Estimater av årlige inntekter og kostnader for de planlagte forbindelsene. Investeringskostnader (p50) for selve anleggene og for de nødvendige forsterkningene av det norske sentralnettet som kan tilskrives kablens behov. Noen avrundinger er foretatt i tabellen sammenlignet med de faktiske tall som er brukt i beregningene.

¹ Fra og med 2020

Nåverdi (2013 MNOK, norsk nytte)	1) Tyskland	2) England Tyskland	3) England	Portefølje (sum alt 1 og 2)
Flaskehalsinntekter i kabel	10 600	11 100	11 900	21 700
Handel med reserver	850	750	750	1 600
Inntekter fra kapasitetsmekanismer	1 900	1 850	1 850	3 700
Investeringskostnad i kabel og stasjon	-5 600	-5 750	- 5 750	-11 350
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-350	-350	-350	-700
Sum prosjektlønnsomhet	7 400	7 600	8 400	15 000
Produsent- og konsumentoverskudd	10 800	7 400	9 800	18 200
Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser	-2 750	-2 600	-2 700	-5 350
Transittkostnader	-150	-500	-500	-650
Systemdriftskostnader	-2 000	-1 850	-1 850	-3 850
Overføringstap i det norske nettet	-1 600	-850	-850	-2 450
Nettokostnad innenlandske nettførsterkninger	-1 750	-1 200	-550	- 2 950
Restverdi	150	100	50	250
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge	10 100	8 100	11 800	18 200
Internrente	11 %	10 %	13 %	
Tilbakebetalt i år	2029	2031	2028	

Tabell 2: Beregnet samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge. Summen av de to prosjektene indikerer samfunnets gevinst av å gjennomføre begge tiltakene.

Som det fremgår av tabellen, er prosjektene samfunnsøkonomisk lønnsomme med god margin, både enkeltvis og samlet. I etterfølgende kapitler dokumenteres og drøftes de viktigste tallstørrelsene.

4.1 Ikke-prissatte virkninger

Ikke alle relevante virkninger av prosjektene lar seg verdsette på en tilfredsstillende måte. Likevel kan forholdene være av stor betydning for den samfunnsøkonomiske vurderingen. Under vurderes de ikke-prissatte virkningene av kabelforbindelsene, det være seg konsekvens for norsk forsyningsikkerhet, kraftmarkedet, klima og miljø.

4.1.1 Forsyningsikkerhet

Med forsyningsikkerhet forstås her systemets evne til å møte sluttbrukeres etterspørsel etter kraft med en gitt kvalitet til enhver tid (energitilgang). Historisk sett har hensynet til forsyningsikkerheten vært en viktig driver for utbygging av utvekslingskapasitet ut av Norge. Det forklares av at det norske og nordiske kraftsystemet

erfarer hydrologiske svingninger som kan utjevnes gjennom handel med andre land. På denne måten reduseres negative konsekvenser av vedvarende lite tilsig gjennom tilgang til kraftimport.

All ny handelskapasitet til omkringliggende kraftsystemer bidrar til å styrke norsk forsyningssikkerhet. Et forventet økende nordisk kraftoverskudd i kombinasjon med nye overføringsforbindelser betyr likevel at kablene til Tyskland og England, på kort sikt, vil bety mindre for forsyningssikkerheten enn de eksisterende forbindelsene.

Utover Statnetts planer er flere andre nye overføringsforbindelser ut av Norden under utvikling. Aktuelle prosjekter er:

- NordBalt mellom Sverige og Litauen
- Cobra mellom Danmark og Nederland
- Jylland og Tyskland
- Sverige og Finland
- Sverige og Tyskland
- En forbindelse mellom Danmark og Storbritannia diskuteres også

Samtidig vil de to prosjektene ha en lang levetid mens våre analyser tar utgangspunkt i kraftsituasjonene i 2020 og 2030. På lang sikt, etter 2030, er det mulig, og kanskje trolig, at Norge og Norden vil erfare en strammere kraftbalanse enn det våre analyser legger opp til i 2030. Forbruket i Norge og Norden kan øke som følge av nyetableringer og generell forbruksvekst samtidig som danske kullkraftverk og svensk kjernekraftverk kan bli nedlagt. Generelt vil en strammere kraftbalanse redusere den beregnede nytten, men øke kablernes betydning for forsyningssikkerhet gjennom energitilgang. Den økte overføringskapasiteten blir på denne måten en realopsjon. Hvis og når overføringskapasiteten trengs av hensyn til energitilgang, vil kablene gi et positivt bidrag.

Den framtidige markedsutviklingen er usikker og kablene gir systemene på begge sider mer fleksibilitet til også å kunne håndtere andre utviklingsløp enn det vi regner som mest sannsynlig i dag. Med 2800 MW økt utvekslingskapasitet kan Norge, ved behov, importere mer på kortere tid og til en lavere pris enn uten kablene. Et slikt behov kan fort oppstå om vi får en periode med problemer i svensk kjernekraftproduksjon kombinert med lave tilsig og vintertemperaturer som nylig erfart. Sammen med de øvrige oppgraderingene av sentralnettet vil kablene gjøre det norske kraftsystemet i stand til å kunne takle de fleste situasjoner og behov som kan oppstå i løpet av de neste 40 årene.

Gitt de store planlagte endringene i kraftsystemene rundt oss, og den usikkerhet dette medfører, vil vi oppnå økt forsyningssikkerhet gjennom å knytte oss til to store kraftmarkeder som vi ikke har vært forbundet med tidligere. Statnett vurderer derfor at de planlagte mellomlandsforbindelsene er av strategisk betydning for Norge.

4.1.2 Et mer velfungerende kraftmarked i Norden og Europa

Økt handelskapasitet mot markeder utenfor Norden stimulerer til økt konkurranse i kraftmarkedet. Alle kjøps- og salgsbud inkluderes i en felles optimeringsprosess som involverer flere aktører enn om handel ikke var mulig. Aktører på begge sider av forbindelsen møtes i et felles marked, kun begrenset av overføringskapasiteten. Når overføringskapasitet ikke er begrenset, er priser og likviditet felles. Risiko for utøvelse av markedsmakt reduseres generelt når konkurransen øker.

Nye forbindelser mellom markedene vil videre medvirke til økt grad av langsiktig prisstabilitet. Langsiktig prisstabilitet bedres som følge av at prissvingningene fra årlige variasjoner i tilsiget reduseres. Økt handel mellom to områder reduserer usikkerheten med hensyn til framtidige kraftpriser, noe som er fordelaktig for både produsenter og forbrukere. Redusert usikkerhet gjør det normalt enklere for kraftprodusenter og forbrukere å fatte riktige investeringsbeslutninger samtidig som det kan bidra til økt likviditet i de finansielle kraftmarkedene.

Noen av konsekvensene av et mer velfungerende kraftmarked er fanget opp i de prissatte virkningene. Samlet sett mener vi likevel at kablene har en positiv tilleggseffekt for det nordiske kraftmarkedet utover det som er fanget opp i de prissatte virkningene.

4.1.3 Miljø

Det er lagt frem en konsekvensutredning for miljø, naturressurser og samfunn i søknaden om anleggskonsesjon for Tysklandforbindelsen. Hovedkonklusjonen er at miljøkonsekvensene vil være størst i forbindelse med selve anleggsperioden og installasjonen av kabelen. I Vollesfjord vil man kunne komme i konflikt med allerede kjente fredede kulturminner i sjø, og i detaljprosjekteringen av anlegget må man tilpasse seg dette. Når kabelen er tildekket er miljøkonsekvensene minimale. Kabelen vil bli merket både i sjø og på sjøkart.

På store deler av strekningen mellom Vollesfjord og Ertsmyra i Sirdal vil luftledningen gå parallelt med eksisterende oppgraderte 300/420 kV-ledninger. I anleggsfasen vil konsekvensene være knyttet opp i mot støy og forstyrrelser både for mennesker og dyreliv lokalt på de delene av strekningen der anleggsarbeidet og transport foregår. Løsningen innebærer i liten grad nærføringsulempe med bebyggelse, og konsekvensene for landskap og miljø er akseptable. Omformeranlegget i Ertsmyra ligger godt skjult for innsyn.

På tysk side er det et rikt dyre - og fugleliv og naturverninteresser som skal ivaretas i sjøområdene. Ilandføring av sjøkablene vil kreve naturinngrep i et begrenset omfang.

Tilsvarende er konsekvensene av Englandsforbindelsen vurdert i forbindelse med anleggskonsesjonssøknaden fra 2001. Vår kommende tilleggsøknad knyttet til tilknytningspunktet i Kvilldal vil også beskrive dette grundig. Hovedkonklusjonen er at anlegget i seg selv gir meget begrensede miljømessige konsekvenser siden kraften går i sjø- og jordkabel fra stasjon til stasjon. En samlokalisering av strømrerteranlegget ved Kvilldal kraftstasjon vil gi få negative konsekvenser for natur- og miljøinteressene. Forutsatt god kommunikasjon med fiske- og skipsinteresser under legging av kabelen forventes det ingen spesielle konsekvenser i anleggsfasen. I driftsfasen er konsekvensene minimale.

Samlet sett vil prosjektene i seg selv ha relativt liten innvirkning på miljøet i Norge. Innenlandske nettførsterkninger som er nødvendig for de to kabelprosjektene har også miljøvirkninger. Miljøkonsekvensene av spenningsoppgradering av Vestre korridor er vurdert i konseptvalgutredningen for neste generasjon sentralnett på Sør-Vestlandet. Utredningen konkluderte med små miljøkostnader av å gjennomføre spenningsoppgraderingen. I samme utredning ble verdien av ny fornybar kraftproduksjon på Vestlandet vurdert til å ha positive miljøvirkninger. Dette omtales ikke nærmere her.

For prosjektet til England er kostnadene med Sauda-Samnanger relevante, og da bør også øvrige relevante kostnader beskrives. I det pågående arbeidet med dette prosjektet er det vurdert at miljøvirkningene er ubetydelige, da det er snakk om spenningsoppgradering av eksisterende ledning.

Kablene kan gi noe mer prisstruktur i Norge og dermed gi økte incentiver til effektkjøring av kraftverk som igjen kan ha naturulemper. NVE har publisert en rapport om «Miljøkonsekvenser av raske vannstandsendringer». Noen observasjoner fra rapporten er:

- Effektkjorte kraftverk som har utløp til elv har betydelig større risiko for å gi negative effekter på fysiske og biologiske forhold sammenliknet med kraftverk som har utløp til magasiner, innsjøer og fjorder.
- Dersom det er teknisk mulig å gjennomføre langsomme endringer i kraftproduksjonen, vil det redusere negative effekter på hele økosystemet.
- Det er større risiko forbundet med hurtige endringer i vannstand om vinteren enn om sommeren i Norge ettersom lave vanntemperaturer direkte og indirekte fører til lavere mobilitet hos fisk.
- Effektkjøring og variabel drift som ikke medfører store endringer i vanddekket areal, vil som regel ikke ha store fysiske og biologiske effekter utover typiske reguleringseffekter som er kjent gjennom tradisjonell kraftverksdrift.

Miljøutfordringene vil variere fra kraftverk til kraftverk, og være avhengig av driftsmønster og innførte restriksjoner. Statnett legger til grunn at miljøutfordringer håndteres gjennom konsesjonsvilkår etc.

Samlet sett vil prosjektene i seg selv ha relativt liten innvirkning på miljøet i Norge.

4.1.4 Klima

De to planlagte mellomlandsforbindelsene er en viktig forutsetning for et velfungerende norsk/svensk kraftmarked og legger således til rette for den vedtatte utbyggingen av 26,4 TWh ny fornybar kraft i Norge og Sverige. Uten nye mellomlandsforbindelser som muliggjør avsetning av overskuddskraft i våte år, vil vi forvente betydelig redusert investeringsvilje i ny kraftproduksjon.

På denne måten vil de nye forbindelsene bidra til mer utslippsfri kraftproduksjon, som enten kan danne grunnlag for økt elektrifisering av norsk industri eller i husholdningene, eller eksporteres og erstatte fossil kraftproduksjon i Europa for øvrig.

De to mellomlandsforbindelsene vil bidra til ytterligere integrering av det nordeuropeiske kraftmarkedet og styrke strømmettet. Kablene støtter således opp om ambisjonene om økt produksjon av fornybar energi i hele regionen og dermed også om EUs klima- og energimål. Flere europeiske land er i ferd med å bygge ut store mengder fornybar energiproduksjon som er avhengig av reserveforsyning fordi den er mindre fleksibel. Utbygging av utvekslingskapasiteten mellom land gjør det enklere å legge om de europeiske kraftsystemene fra termisk kraftproduksjon til ny fornybar kraftproduksjon.

Flere forbindelser fra Norge vil bidra til at europeiske land som eksempelvis Tyskland og Storbritannia kan fortsette sin storstilte utbygging av ren vind- og solkraft. Dette gjør at landene kan gjennomføre de politiske planene om utfasing av fossil energiproduksjon og kutte klimagassutslipp. Omleggingen i denne retning bidrar til reduserte CO₂-utslipp ved at ny fornybar kraftproduksjon fra Norden i større grad kan konkurrere med, og muligens erstatte, forurensende kraftverk i Europa.

I motsetning til i de fleste andre land i Europa har norsk kraftproduksjon nesten ikke CO₂-utslipp samtidig som den er fleksibel. Norge er derfor en viktig bidragsyter i form av å utnytte vår vannkraftproduksjon til å balansere den voksende ikke-regulerbare kraftproduksjonen i Europa. Skal man få til store utslippsreduksjoner i Europa må landene samarbeide og øke handelskapasiteten.

Siden nesten all norsk kraftproduksjon skjer uten utslipp av klimagasser, vil en reduksjon eller økning, produksjonen i liten grad påvirke norske utslipp. Hvis man derimot har muligheter for internasjonal handel kan endringer i norsk kraftproduksjon og forbruk påvirke internasjonale CO₂-utslipp. De eksakte årsakssammenhengene er imidlertid komplekse som følge av kvotemarkedets utforming og usikkerheten i den langsiktige produksjonssammensetningen og forbruksutviklingen i Europa.

Eksistensen av et CO₂-marked med konstante kvoter innebærer at reduserte utslipp fra kraftsektoren gir ledige kvoter som kan kjøpes av andre. Slik sett er den totale utslippsmengden uendret. Redusert kraftforbruk og tilgang til fornybar kraftproduksjon kan ha positive virkninger når nye og eventuelt lavere kvoter for utslipp skal fastsettes. Beslutningene vil til slutt uansett være basert på politiske føringer og ikke utelukkende på tilgangen til fornybar kraftproduksjon.

Økt handelskapasitet til utlandet og muligheter for å erstatte forurensende kraftproduksjon med utslippsfri kraftproduksjon, vil måtte antas å ha positive utslippsvirkninger, selv om virkningen på langsiktige utslipp vil være usikker.

4.1.5 Realopsjoner

Når innenlandske nettførsterkninger er realisert forventes det fremdeles ledig kapasitet i de relevantene delene av det norske overføringsnettet. Mellomlandsforbindelsene fortrenger derfor ikke andre lønnsomme prosjekter. Den ledige kapasiteten har en verdi (realopsjon), ved at den gir mulighet for økt bruk av nettet i fremtiden, for eksempel til mer fornybar kraft, ny industri eller ytterligere økning i utveksling. Tiltakene vil samlet sett kunne øke overføringskapasiteten i det relevante nettet betydelig. Den positive verdien av realopsjonen reduserer kostnaden som skal tilskrives mellomlandsforbindelsene.

På dette tidspunktet er det usikkert hvor mye ledig kapasitet det vil bli, og hva kapasiteten vil bli brukt til i fremtiden. Det gjør det svært vanskelig å si noe om realopsjonens verdi. Vi har derfor valgt ikke å sette tall på opsjonsverdien.

5 FORVENTET NYTTE VED SPOTHADEL

5.1 Forventet årlig nytte for Norge er 120 til 160 millioner Euro per kabel

Når de planlagte forbindelsene til Tyskland og Storbritannia settes i drift, vil de gi systemene på begge sider større fleksibilitet, og vi får dermed en bedre utnyttelse av den samlede kraftverksparken. Dette gir en stor samfunnsøkonomisk gevinst for både Norge og våre handelspartnere.

- Termisk produksjon i Tyskland og Storbritannia gir det norsk-svenske kraftsystemet hjelp til å håndtere hydrologiske svingninger ved å produsere mer når det er tørt og mindre når det er vått
- Regulerbar vannkraft i Norge og Sverige leverer kortsiktig fleksibilitet til markedene i Tyskland og Storbritannia ved å flytte på produksjon i tid

Våre estimater for forventet norsk nytte er 120 til 160 Mill EUR per år og per kabel, ved bruk av hele overføringskapasiteten i spotmarkedet. Samlet nordisk nytte er en god del høyere da særlig Sverige får en stor gevinst av de norske kablene. Fra et nordisk perspektiv styrker dette samfunnsøkonomien i prosjektene.

Kablene gjør at norske kraftpriser blir mer like prisene i Tyskland og Storbritannia. Samtidig viser våre analyser at det fortsatt blir flaskehals og store prisforskjeller i det meste av tiden, selv med to ganger 1400 MW økt handlingskapasitet. Både prisforskjeller og mer like priser bidrar til den samfunnsøkonomiske gevinsten, henholdsvis i form av flaskehalsinntekter og økt produsent- og konsumentoverskudd.

År	2020		2030	
	Tyskland	Storbritannia	Tyskland	Storbritannia
Flaskehalsinntekt på kabel	83	102	79	86
Andre flaskehalsinntekter	-21	-22	-20	-20
Økning i samlet norsk produsent- og konsumentoverskudd	85	69	78	57
Sum Nytte	147	149	137	123

Tabell 3: Våre estimater for forventet nytte i 2020 og 2030, ved bruk av hele kabelkapasiteten i spotmarkedet. Tall i Mill EUR.

Vi ser som forventet en avtagende grensenytte av økt overføringskapasitet ut av det nordiske området. Dette har to viktige implikasjoner for våre estimater:

- Vi får en reduksjon i flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser. Dette trekker ned estimatene for årlig norsk nytte med omtrent 20 Mill EUR pr. kabel
- Nyttien av kabelen til Storbritannia blir noe redusert fordi den kommer som nummer to

Det siste punktet gjør at flaskehalsinntektene vi viser for Tyslandskabelen er høyere enn hva de faktisk blir om vi bygger begge. Når kabelen til Storbritannia settes i drift, reduseres flaskehalsinntekten på kabelen til Tyskland, men for å få fram den marginale nytten av kabel nummer to er denne reduksjonen lagt inn i regnskapet for kabelen til Storbritannia, under posten «andre flaskehalsinntekter».

Våre analyser gir et tydelig mønster for hvordan de ulike delene av nytten fordeler seg mellom årstidene. Om vinteren og våren kommer så å si hele gevinsten i form av flaskehalsinntekter, da mye vind og lite sol gir størst prisvolatilitet på europeisk side i disse periodene. I sommer- og høstperioden gir behovet for å drenere ut overskuddskraft både høy gevinst i form av økt produsent- og konsumentoverskudd og betydelige flaskehalsinntekter, selv om prisvolatiliteten i motsatt ende av kablene er relativt lav. Totalt sett kommer nesten 70 prosent av samlet spothandelsnytte i sommer- og høstperioden.

Kablene bidrar til at forsyningssikkerheten blir styrket, selv om et økende kraftoverskudd i første omgang reduserer kablens rolle i å sikre energitilgangen i Norge og Norden. Med 2800 MW økt utvekslingskapasitet kan Norge, ved behov, importere mer på kortere tid og til en lavere pris enn uten kablene. Et slikt behov kan

oppstå om vi igjen får en periode med problemer i svensk kjernekraftproduksjon, kombinert med lave tilsig og lave vintertemperaturer.

5.2 Forskjellige systemegenskaper gir stor gevinst av handel

Egenskapene ved den vannkraftdominerte produksjonsparken i Norge og Sverige er i dag fundamentalt forskjellig fra den termiske parken vi finner i Tyskland og Storbritannia. Vi forventer at det fortsatt vil være store forskjeller gjennom kablens levetid. Dette gir betydelige prisforskjeller time for time og er dermed den fundamentale årsaken til at kablene gir så stor samfunnsøkonomisk gevinst.

I Norge og Sverige kommer rundt 60-70 % av dagens samlede kraftproduksjon fra vannkraft, og av dette er omtrent 60 % regulert produksjon. Regulert vannkraft kan tilnærmet kostnadsfritt endre produksjonen i takt med behovet. Evnen til å lagre vann over tid gjør det også mulig å flytte mye av produksjonen over på perioder med høye priser. Dette gir betydelig mindre kortsiktig prisvariasjon i Norden² enn i Tyskland og Storbritannia, der høye reguleringskostnader ved termiske verk gir høy prisvolatilitet. Fram mot 2030-50 legger vi til grunn at store deler av den fossilt baserte produksjonen blir erstattet av uregulert sol- og vindkraft. Vi forventer imidlertid at termiske verk fortsatt vil spille en viktig rolle i prisdannelsen. Kombinert med en større andel priser ned mot null, som følge av mer fornybar, gir dette en kortsiktig prisvolatilitet i disse landene langt over den norske også i framtiden. Ulike reguleringskostnader er dermed en vesentlig driver for kablens forventede flaskehalsinntekter.

Den store andelen vannkraft i det norsk-svenske systemet gir fordeler, men også utfordringer. For det første er en stor del av vannkraften uregulert, hvor størstedelen av produksjonen kommer i sommerhalvåret når forbruket er på sitt laveste. For det andre svinger tilsiget mye fra år til år. Bare i Norge kan årlig tilsig til eksisterende vannkraftverk variere mellom 90 og 150 TWh. I tillegg kommer effekten av temperatursvingninger som er positivt korrelert med svingningene i tilsiget. I sum gir disse utfordringene et stort behov for utvekslingskapasitet mot naboland med tilstrekkelig innslag av termisk produksjon.

Ser vi framover vil utfordringene med å håndtere hydrologiske svingninger øke, særlig når det gjelder å få avsetning for overproduksjon. Tre sentrale drivere for dette er:

- Større overskudd på kraftbalansen i Norge og Norden
- Utbygging av mer uregulert produksjon
- Færre kullkraftverk i Danmark og Finland

Større kraftoverskudd og mer «tvungen» produksjon når forbruket er lavt gir et stort eksportbehov i sommerhalvåret, og da spesielt i år med stort tilsig. Dette løfter den samfunnsøkonomiske nytten ved kablene. Vi får større flaskehalsinntekter, bedre betalt for nettoeksporten og mindre risiko for flomtap.

5.3 Kablene påvirker norske priser og gir fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter

Når kablene til Tyskland og Storbritannia settes i drift, forventer vi at prisene i Norge og Norden vil bli påvirket på flere måter. Vi får mer stabile priser over året, men samtidig mer kortsiktig prisvolatilitet. Siden vi legger til grunn et økt nordisk kraftoverskudd og mer uregulert produksjon gir også kablene isolert sett et noe høyere prisnivå i Norge. Med forutsetningene som ligger til grunn i vårt basisetimat, viser våre simuleringer at gjennomsnittsprisen i Norge vil øke med i underkant av 5 EUR/MWh³ (4 øre/kWh) i 2020 og i underkant av 4 EUR/MWh (overkant av 3 øre/kWh) i 2030, når begge kablene er satt i drift.

Det er imidlertid usikkert hvor stor prisvirkningen faktisk blir. Får vi et lavere nordisk overskudd enn det vi har lagt til grunn, og større overføringskapasitet mot andre systemer, blir prisøkningen mindre. Går derimot

² Med Norden mener vi her i hovedsak Norge, Sverige og Finland. Danmark har et prismønster som i større grad ligner det kontinentale.

³ Omregning er gjort ved å anta en valutakurs på 8 NOK per EUR.

utviklingen i motsatt retning blir økningen større. I tillegg til dette kan markedet tilpasse seg det relativt sett lave prisnivået dersom kablene ikke blir realisert, for eksempel ved at industriforbruket øker. Hvis dette skjer får vi høyere priser også uten kablene, og dermed blir kablernes reelle påvirkning på prisnivået redusert. Hvor stor en slik markedstilpasning kan bli er usikkert, men får vi 5-6 TWh økt forbruk viser våre simuleringer at forskjellen i prisnivå med og uten kabler blir redusert til ca. 3,1 EUR/MWh (2,5 øre/kWh) i vårt hovedscenario for 2020.

Det er rimelig å se endringene i prisnivå og fordelingsvirkninger mellom produsenter og konsumenter i en større sammenheng.

- For det første forventer vi at blant annet økte CO₂-priser vil gi en gradvis vekst i kraftprisene fram mot 2020 og 2030, uavhengig av om vi bygger kabler til Tyskland og Storbritannia
- For det andre bør prisøkningen vi forventer når kablene settes i drift sees i sammenheng med den vedtatte utbyggingen av fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige og byggingen av et nytt kjernekraftverk i Finland. Samlet vil dette bidra til et større nordisk kraftoverskudd og mer uregulert produksjon i sommerhalvåret, noe som isolert sett vil gi lavere kraftpriser i Norden. Dermed vil utgangspunktet for å beregne prisvirkningen av de planlagte forbindelsene være et relativt sett lavt prisnivå
- For det tredje øker prisene klart mest i de våteste årene. Prisøkningen vi får med kablene er derfor ikke et resultat av jevn prisvekst alene, men også en konsekvens av mindre prisvariasjoner gjennom året og mellom våte og tørre år.

Endrede priser på norsk side gir en stor gevinst i form av økt produsent- og konsumentoverskudd. Samtidig gir dette en omfordeling mellom produsenter og konsumenter. Hvilken av de to gruppene som taper og vinner i gjennomsnitt er nært knyttet opp mot hvordan prisene blir påvirket.

I situasjoner med krafteksport vil kablene bidra til at norske kraftprodusenter får bedre betalt, mens forbrukerne opplever en ulempe ved at prisen stiger. Økningen i prisen vil typisk være størst om sommeren og høsten og særlig i våte år. Siden Norge i slike situasjoner er nettoeksportør av kraft, betyr det at kablene gir Norge en gevinst. Siden nesten all kraftproduksjon er eid av det offentlige, er dette en gevinst som tilfaller fellesskapet.

I situasjoner med kraftimport er situasjonen motsatt. Forbrukerne oppnår en gevinst ved å få tilgang på billigere energi, mens kraftprodusentene taper. Nedgangen i kraftpris vil typisk skje om vinteren og særlig i tørre år. Siden Norge i denne situasjonen er nettoimportør, betyr det at Norge tjener på handelen.

Felles for begge situasjonene ovenfor er at summen av produsent- og konsumentoverskudd øker når de nye forbindelsene etableres. Norge har en gevinst av handelen både når det er eksport og når det er import.

Statnett har utført analyser av produsent- og konsumentoverskudd knyttet til mellomlandsforbindelser i mange sammenhenger de siste årene. Erfaringen er at det er metodisk krevende å anslå de to størrelsene isolert sett, og at disse er svært følsomme for analyseforutsetningene. Samtidig har vi erfart at summen av produsent- og konsumentnytte er relativt stabil og mye mer robust overfor endringer i forutsetningene. Det er altså lettere å anslå gevinsten enn å anslå hvordan denne fordeler seg mellom forbrukere og produsenter. I det samfunnsøkonomiske regnestykket er det summen som er den relevante størrelsen.

Det er primært energibalansen som avgjør hvordan nyttefordelingen mellom forbrukere og produsenter blir, dvs. om det er eksport eller import som dominerer over tid. I våre analyser har lagt til grunn et betydelig kraftoverskudd i 2020 og 2030. Dermed blir det overvekt av eksport og størst gevinst til kraftprodusentene. Det er imidlertid knyttet stor usikkerhet til utviklingen av energibalansen, særlig i et lengre tidsperspektiv. De nye forbindelsene vil sannsynligvis være i drift i 60 år, frem mot 2080. Historien viser at i et lengre tidsperspektiv må vi også forvente å oppleve lengre perioder med kraftunderskudd, og i dette perspektivet kan det vise seg at gevinstfordelingen vil bli seende annerledes ut.

5.4 Mange usikkerhetsmomenter gir stort utfallsrom

Mange av de viktigste driverne for kabelnyttens er nært knyttet opp mot den framtidige utviklingen av kraftsystemene i Storbritannia, Tyskland, Norge og Europa for øvrig. Denne er usikker, og utviklingen til flere av driverne er derfor beheftet med betydelig usikkerhet. Dette betyr at det er knyttet usikkerhet til våre estimater for forventet nytte. Våre analyser viser at følgende faktorer har størst betydning for usikkerheten til estimatene:

- Størrelsen på norsk/nordisk kraftoverskudd over året og i sommersesongen
- Antall kabler fra Norge og Sverige, og effekten av mer fleksibel handel mellom Russland og Finland
- Prisnivå på termiske brensler og CO₂-kvoter
- Graden av forbruksfleksibilitet i Storbritannia, Tyskland og i de andre landene på kontinentet
- Den framtidige kapasitetsmarginen i Tyskland og Storbritannia
- System og markedsmessige effekter av en stadig høyere andel fornybar hos våre handelspartnere
- Videre utvikling av kraftsystemene i Norge, Norden og Europa etter 2030

For å skissere et mulig utfallsrom som kan vedvare over mye av kablens levetid, har vi satt sammen et lavt og et høyt scenario for kabelnyttens i både 2020 og 2030 ved å endre verdien på de usikre faktorene innenfor det forventede variasjonsområdet. For å illustrere størrelsen på utfallsrommet for nytten, har vi bevisst justert faktorer som trekker nytten hhv. ned (lavt scenario) og opp (høyt scenario) i samme retning. Resultatet er at per 1400 MW kabel får vi en forskjell i forventet årlig nytte på 70 – 90 Mill EUR mellom det høye og lave scenarioet.

Vi mener dette gir et realistisk bilde av usikkerheten, men understreker samtidig at det er mulig å sette sammen forutsetninger som gir større utfallsrom. Implisitt i konstruksjonen av et høyt og lavt scenario ligger en antakelse om en annen markedsutvikling enn den som ligger til grunn for vårt hovedscenario. Mellomårige svingninger i vær og variasjon i brenselpriser vil på samme måte som for basisestimatene kunne gi store avvik fra dette igjen.

Våre modellsimuleringer gir, slik vi vurderer det, et representativt bilde av situasjonen fram mot 2030-35. Samtidig representerer svakheter i modell og dataunderlag et usikkerhetsmoment ved våre estimater. Vi har tatt hensyn til noe av dette ved å korrigere modellresultatene manuelt der vi har underlag for å kunne gjøre dette.

5.5 Nyttens er robust på tross av usikkerheten

På tross av usikkerhetsmomentene vurderer vi nytten som relativt stabil og robust.

Den fundamentale forskjellen mellom det vannkraftdominerte nordiske kraftsystemet og kraftsystemene i Tyskland og Storbritannia, hvor termiske kraftverk samt vind- og solkraft dominerer, vil bestå. Systemenes fundamentale ulikheter gir varig grobunn for lønnsom handel. Kablene åpner for handel begge veier, enten i form av tilnærmet kontinuerlig flyt én vei eller med hyppige endringer i flytretningen. Denne fleksibiliteten gjør at kablene bidrar til økt ressursutnyttelse, og dermed høy samfunnsøkonomisk gevinst, i et bredt spekter av framtidige utviklingsbaner.

Mange av de viktigste driverne for nytten har lav usikkerhet. Vi har blant annet allerede i dag betydelige utfordringer med å håndtere hydrologiske svingninger, og vannkraften har utvilsomt et stort potensiale for å flytte på produksjonen i tid og slik levere mer kortsiktig fleksibilitet. På europeisk side kan den kortsiktige prisvolatiliteten bli både større og mindre enn i dag, men den vil uansett være større enn i Norge og Norden.

Når det gjelder den framtidige markedsutviklingen er det naturlig nok mye som er usikkert, men hovedtrekkene er likevel tydelige. Europa er på vei mot en omlegging av kraftsystemet med vesentlig større andel fornybar produksjon og lavere klimautslipp. Norge og Sverige får mer uregulert produksjon gjennom sertifikatmarkedet og hele Norden får større kraftoverskudd – spørsmålet er hvor stort det vil bli og hvor lenge det vil vare. Dette begrenser usikkerheten ved kabelnyttens, spesielt for de ti første årene av kablens levetid.

Den store økningen i det samlede produsent- og konsumentoverskuddet har også en stabiliserende effekt på norsk nytte. Dette sprer risikoen, og gjør at flere faktorer må trekke i samme retning om det skal ha stor effekt på samlet nytte. I tillegg er økningen i produsent- og konsumentoverskuddet, flaskehalsinntektene og tapene på eksisterende forbindelser tett forbundet med hverandre gjennom kablenes innvirkning på norske kraftpriser. I perioder der prisvirkningene er små kommer så å si hele gevinsten i form av flaskehalsinntekt. Det samlede produsent- og konsumentoverskuddet, og flaskehalsinntektene på andre forbindelser, forblir tilnærmet uendret. Når vi derimot har perioder med store prisvirkninger blir flaskehalsinntektene lavere, og vi taper mye på eksisterende forbindelser. Dette blir imidlertid oppveiet av en stor økning i produsent- og konsumentoverskuddet. Disse sammenhengene bidrar til å gjøre norsk nytte mer stabil.

Vi legger til grunn at CO₂-markedet blir brukt som et virkemiddel for å få ned klimautslippene fram mot 2030-50. I dag er imidlertid prisene svært lave, og det er mulig at hele markedet blir avvirket til fordel for økt bruk av andre virkemidler. Hvis dette skjer blir de gjennomsnittlige kraftprisene lavere i hele Europa, og verdien av krafthandel blir dermed redusert. Samtidig kan dette gi større forskjeller mellom de kortsiktige marginalkostnadene for kull- og gasskraft og dermed større prisvolatilitet både i Tyskland og Storbritannia. Dette trekker opp flaskehalsinntektene og våre analyser viser derfor at selv med null i CO₂-pris, blir ikke reduksjonen i våre basisestimer mer enn 10-20 %.

Vårt høye og lave scenario indikerer at utfallsrommet for kabelnyttens er stort. Samtidig er det slik at om vi setter sammen en kombinasjon av forutsetninger som gir enten en meget lav eller høy nytte, så er dette ofte uttrykk for markedsmessige ubalanser. Og desto større ubalansene blir, jo mer øker sannsynligheten for at det kommer andre markedsbaserte tilpasninger som bidrar til å gjenopprette denne balansen. Eksempler på denne typen tilpasninger kan være:

- Mer forbruksfleksibilitet som respons på en utvikling der vi får større prisvolatilitet Tyskland og Storbritannia.
- Mindre ny overføringskapasitet fra Sverige mot Polen og Tyskland som respons på lavere kraftoverskudd i Norden og mindre prisvolatilitet på kontinentet

Denne typen tilpasninger reduserer det teoretiske utfallsrommet for nytten, og gjør i tillegg ytterpunktene mindre sannsynlige enn vårt mer balanserte basisestimat.

6 ØVRIG NYTTE

6.1 Handel med balansetjenester

Det er planlagt å utveksle automatiske sekundærreserver, også kalt aFRR eller LFC, over de planlagte forbindelsene. Handel med slike balansetjenester (Balanseenergi + Reserver) forventes å gi en merinntekt utover spothandel med energi. Denne merinntekten er utfordrende å estimere fordi dagens produkter for balansetjenester ikke er direkte sammenlignbare, fordi markedene for disse tjenestene er umodne, og fordi man ikke har gode modeller til å simulere disse markedene. Våre anslag baserer seg derfor i stor grad på empiriske analyser sammen med kunnskap om teoretiske sammenhenger. I tillegg har vi benyttet kraftmarkedsmodeller.

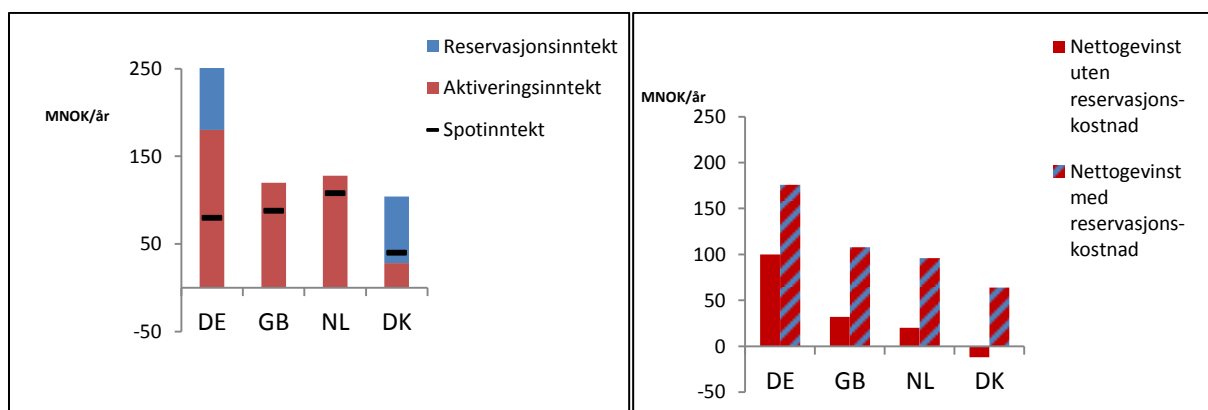
Merverdien er estimert til 100 MNOK/år, der norsk andel er 50 MNOK/år, per kabel dersom man har en dynamisk modell som fortløpende allokterer opptil 300 MW av overføringskapasiteten til handel med balansetjenester. At modellen er dynamisk innebærer at man i noen perioder bruker 300 MW til handel med balansetjenester, mens man i andre perioder bruker mindre.

6.1.1 Empiriske analyser

Basert på historiske data er det gjort analyser for å estimere aktiveringsinntekter (inntekt fra handel med balanseenergi) og reservasjonsinntekter (inntekt fra handel med reservert aFRR-kapasitet). Teoretiske aktiveringsinntekter er beregnet ved å multiplisere relevante aktiveringsvolum med relevant prisforskjell for aktivering. Tilsvarende er reservasjonsinntekten det reserverte volum multiplisert med prisforskjell for reservasjon.

Videre er konkrete priser fra SK4-avtalen benyttet. SK4-avtalen innebærer at vi skal selge 100 MW aFRR til Energinet.dk over SK4 i en periode på fem år. På norsk side er dette volumet sikret gjennom avtaler med to aktører. De avtalte reserveprisene er faste gjennom hele leveringsperioden. I tillegg er det gjort empiriske analyser for å anslå aktiveringsinntekter.

Alle analysene peker i retning av en betydelig merinntekt ved handel med balansetjenester. Figurene under viser dette.



Figur 1: Estimerte inntekter fra handel med balansetjenester og i spotmarked (100 MW) over forbindelser til Tyskland (DE), Storbritannia (GB), Nederland (NL) og Danmark (DK) (Empiriske analyser basert på data fra ulike perioder i årene 2010-2012.)

Figur 2: Estimert merverdi for handel med balansetjenester når tysk reservasjonsinntekt benyttes som anslag for Storbritannia og Nederland.

Figur 1 viser estimerte handelsinntekter fra allokering av 100 MW overføringskapasitet til henholdsvis balansetjenester og spothandel til ulike land. Inntektene er delt inn i aktiveringsinntekt (rødt) og

reservasjonsinntekt (blått). De sorte strekene viser estimert spotinntekt i analyseperiodene for de samme 100 MW. For Storbritannia og Nederland er det ikke regnet ut reservasjonsinntekter på grunn av manglende tilgang til priser. Hovedårsaken til at de danske aktiveringsinntektene er lavere enn for de andre landene, er at gjennomsnittlig aktivert volum er lavere siden det er et mindre marked.

I Figur 2 er den estimerte spotinntekten trukket fra for å vise anslaget over total nettogevinst av handel med balansetjenester. Her er den beregnede tyske reservasjonsinntekten lagt til aktiveringsinntektene for Storbritannia og Nederland siden vi ikke har reservasjonspriser for disse landene. Inntekten fra handel mot Tyskland er dermed vårt beste anslag for verdien også mot Storbritannia og Nederland.

Basert på resultatene som vist i Figur 2, anslås merverdien for handel med balansetjenester mot Tyskland og Storbritannia til å ligge på mellom 100 og 150 MNOK. Anslaget gjelder for en statistisk modell der 100 MW er allokert til balansetjenester.

6.1.2 Modellanalyser

Statnett har gjort beregninger med to modeller av energi- og reservemarkeder:

- En modell der det nordiske og det nordeuropeiske produksjonsapparatet er representert med vannmagasin, produksjon og overføringsforbindelser. Ulike scenarier er brukt for å studere virkningen av varierende tilsig. Modellen er en videreutvikling av Thema sin spotmarkedsmodell.
- En mer prinsipiell modell der vi har mer detaljert representasjon av kostnadene for et fåtall produsenter fordelt på et vannkraftsystem og et termisk kraftsystem kombinert med vindkraft. Modellen er brukt til detaljert analyse av kortsiktig optimal allokering.

Et viktig resultat i begge disse studiene er at optimal allokering mellom spot og reserver varierer sterkt med markedssituasjonen på begge sider av kabelen, spesielt med variasjon i tilsig på norsk side både innenfor et år og over flere år. Dette bekrefter at dynamisk allokering av kapasitet kan være viktig for å realisere merverdi ved kombinert bruk av overføringskapasitet til energi og balansetjenester.

Priser og handelsinntekter estimeres bare av den førstnevnte modellen og dynamisk allokering i den førstnevnte store modellen gir en gevinst ved handel med balansetjenester på 5-10 % av totalt samfunnsøkonomisk overskudd for hele forbindelsen. Målt i kroner er dette i underkant av resultatene fra de empiriske analysene. En grunn til dette avviket er at modellen har en forenklet representasjon av kostnadene ved å holde reserver. Modellen er dessuten basert på perfekt informasjon, og den tar ikke hensyn til uforutsette hendelser før og innenfor driftstimen som øker balanseringskostnadene.

På grunn av stor usikkerhet og vesentlige forenklinger velger vi å legge lite vekt på de kvantitative resultatene fra disse analysene.

6.1.3 Samlet vurdering og konklusjon

Det er flere grunner til at resultatene fra de empiriske analysene ikke kan benyttes som direkte anslag for fremtidig verdi. Blant annet fanger empirien naturligvis ikke opp fremtidig utvikling i markeder og priser. Tabellen under viser våre vurderinger av hvilke momenter som vil påvirke lønnsomheten:

Momenter som bidrar til å øke gevinstene	Momenter som reduserer gevinstene
<ul style="list-style-type: none"> • Mulig endring av tysk markedsdesign for aFRR kan gi økte reservasjonspriser <i>Det tyske markedet for aFRR er slikt at det bare er de aktørene som har fått tilslag i kapasitetsmarkedet (reservasjon) som kan delta i balanseringen. Dette gjør at aktørene vil kunne by en strategisk lav reservasjonspris som de kan hente inn igjen ved en aktiveringspris som er høyere enn marginalkostnad.</i> • Innføring av dynamisk modell der inntil 300 MW kan allokere til handel med balansetjenester. • Mer fornybar energi gir mer volatile energipriser, økte reservekostnader i utlandet og økte volumer. 	<ul style="list-style-type: none"> • Norske reservepriser vil øke. • Mulig endring av tysk markedsdesign for aFRR kan gi lavere aktiveringspriser. • Norske priser for aFRR vil være høyere enn RK-prisene som ligger til grunn for analysen. • Mer samarbeid mellom land vil redusere behovene (volumene).

Tabell 4: Faktorer som vi vurderer vil ha betydning for den fremtidige lønnsomheten av handel med balansetjenester. Uthevede faktorer vurderes å ha særlig stor betydning. Øvrige faktorer vurderes å trekke i ulik retning, og vurderes samlet sett å ha liten betydning.

Det er særlig de uthevede momentene i tabellen over som antas å ha betydning for fremtidig lønnsomhet. Vår vurdering er at momentene som reduserer gevinstene; Økning i norske priser og lavere tyske aktiveringspriser, dominerer over momentene som øker gevinstene. Dette gir grunn til å legge oss i det nedre sjiktet av intervallet for merverdien som ble skissert i kapitlet om empiriske analyser.

De øvrige momentene i tabellen (ikke uthevede) trekker i ulik retning og vår vurdering er at det, samlet sett, ikke gir grunn til å endre anslaget.

Merverdien av handel med balansetjenester ved dynamisk allokering av inntil 300 MW estimeres konservativt til om lag 100 MNOK/år både mot Tyskland og Storbritannia. Estimater er basert på en vurdering av SK4-avtalen, empiriske analyser, samt vurderinger av mulige fremtidige endringer i markedsdesign og priser. Norsk merverdi er 50 MNOK/år.

6.2 Deltakelse i kapasitetsmarkeder

Utviklingen av den nye, fornybare kraftproduksjonsparken går raskt og myndighetene i flere land er bekymret for om markedet vil fremskaffe tilstrekkelig volum med pålitelig kapasitet til at forsyningssikkerheten opprettholdes. For å sikre kapasitet planlegges det flere steder å ta i bruk såkalte kapasitetsmekanismer. Konsekvensene av å iverksette slike tiltak er at pristoppene i perioder med lav fornybar produksjon og høyt forbruk blir redusert. Dette gir lavere prisvolatilitet og dermed lavere forventede inntekter fra handel over mellomlandsforbindelsene.

En har to hovedtyper kapasitetsmekanismer: «market wide» kapasitetsmekanismer og strategisk reserve. Under hver av disse to hovedkategoriene er det flere ulike varianter.

En «market wide» kapasitetsmekanisme innebærer en form for ekstrabetaling til *all* kapasitet som er nødvendig i en anstrengt situasjon. Denne produksjonskapasiteten deltar også i det ordinære energimarkedet.

En løsning med strategisk reserve innebærer at det kjøpes inn kapasitet som holdes utenfor det ordinære energimarkedet, og som kun aktiveres basert på forhåndsbestemte kriterier. Ved en strategisk reserve kjøpes det kun inn det volumet som antas å kunne mangle i det ordinære energimarkedet i en knapphetssituasjon og som er nødvendig for å kunne gi en tilfredsstillende forsyningsikkerhet.

I motsetning til en «market wide» kapasitetsmekanisme gir ikke en strategisk reserve ekstra investeringssignaler til «vanlig» produksjonskapasitet. Hvor mye en strategisk reserve påvirker det ordinære energimarkedet avhenger blant annet av aktiveringskriteriene. En «market wide» kapasitetsmekanisme vil ha langt større innvirkning på energimarkedet enn en strategisk reserve.

6.2.1 Utforming av kapasitetsmekanismer i Tyskland

Tyskland har vinteren 2012/2013 hatt en strategisk reserve. I november 2012 ble energiloven endret slik at regulatoren BNetzA ble gitt myndighet til å beordre kraftverkseiere til å utsette planlagte nedstengninger av kraftverk dersom det er nødvendig av hensyn til forsyningsikkerheten. Samtidig pågår det en debatt i Tyskland om behovet for, og eventuelt utformingen av, en kapasitetsmekanisme på lang sikt. Statnetts analyser viser at det sannsynligvis ikke vil være tilstrekkelig med produksjonskapasitet i Tyskland på lang sikt uten en eller annen form for kapasitetsmekanisme.

6.2.2 Utforming av kapasitetsmekanismer i Storbritannia

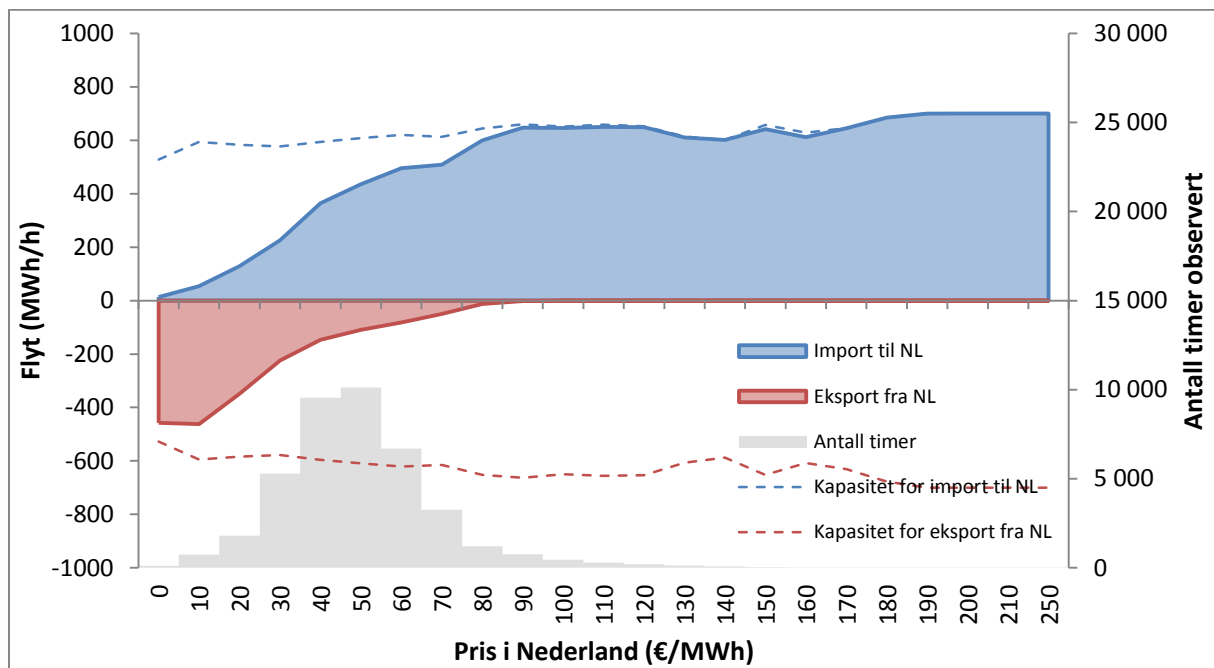
Som en del av «the Electricity Market Reform» har Storbritannia kommet langt i arbeidet med å innføre en kapasitetsmekanisme. DECC forbereder en «market wide» kapasitetsmekanisme, og publiserte i november 2012 en oppdatering på status for designet av kapasitetsmekanismen. Ytterligere detaljer er planlagt publisert i mai 2013 og det åpnes opp for at den første kapasitetsauksjonen kan holdes i 2014.

I notatet fra november 2012 påpeker DECC flere grunner til at utenlandsk kapasitet bør få delta i kapasitetsmekanismen og at de i prinsippet ønsker det, gitt at de kan gi et tilsvarende bidrag til den britiske forsyningsikkerheten som innenlands produksjonskapasitet. I mars 2013 publiserte DECC et forslag til hvordan utenlandsk produksjonskapasitet kan delta i kapasitetsmekanismen. Forslaget ble lagt frem for «the Capacity Market Expert Group». DECC påpeker også at de vil drøfte med EU-kommisjonen hvordan utenlandsk produksjonskapasitet kan delta i den britiske kapasitetsmekanismen.

6.2.3 Norsk produksjonskapasitet bør premieres dersom det innføres en kapasitetsmekanisme

Kabler fra Norge vil gi Tyskland og Storbritannia tilgang til det fleksible norske vannkraftsystemet, og vil gi et betydelig bidrag til landenes forsyningsikkerhet. Dette er illustrert i figuren nedenfor, som viser flyten mellom Norge og Nederland på NorNed-kabelen. I figuren er alle timene siden oppstarten i 2008 sortert i henhold til nederlandske priser⁴. Det røde området viser gjennomsnittlig eksport fra Nederland, mens det blå området viser import til Nederland. Figuren viser at ved høye priser i Nederland er det maksimal import til Nederland fra Norge, noe som indikerer at Nederland importerer når de har knapphet på kapasitet.

⁴ Timer da markedskoblingen feilet er tatt ut av datagrunnlaget.



Figur 3: Gjennomsnittlig markedsflyt på NorNed-kabelen i perioden 2008-2012 (første y-akse) som funksjon av nederlandske kraftpriser sortert i stigende rekkefølge (x-akse). Blått område viser import til Nederland, mens rødt viser eksport fra Nederland. De blå og røde stiplede linjene viser hvor stor overføringskapasitet som ble gjort tilgjengelig for spotmarkedet. Det grå histogrammet viser hvor mange timer (andre y-akse) prisen har nådd de ulike nivåene i løpet av analyseperioden. Markedskoblingsalgoritmen feilet en dag i 2011. Data fra denne datoen er fjernet fra datagrunnlaget.

6.2.4 Forventede inntekter i kapasitetsmarkeder

Metode

I samarbeid med Pöyry har vi estimert hvilken kapasitetspris som kan forventes i kapasitetsmarkedene, for dermed å kunne si noe om hvilke inntekter en kabel kan oppnå gjennom deltakelse i slike markeder. Pöyry har utviklet en modell som blant annet kan brukes til å analysere kapasitetsmarkeder. Denne er også benyttet når Pöyry har arbeidet med kapasitetsmarkeder for myndighetene i Storbritannia. Modellen har konkrete forutsetninger angående:

- Hvordan kapasitetsmarkedet blir utformet, blant annet relatert til hvor mye tilgjengelig kapasitet det skal være i markedet
- Hvor stor betaling eierne av termiske kraftverk trenger for enten å investere i nye kraftverk eller å beholde kraftverk som er ulønnsomme, basert på prisene i spotmarkedet
- Hvilke aktører (produksjon, forbruk og nett) som får delta i kapasitetsmarkedet, og hvordan disse blir belønnet for sin pålitelighet

Beregningene indikerer at en maksimumspris i kapasitetsmarkedet vil ligge rundt 60 – 80 Mill EUR/år, som er omtrent kostnaden ved å bygge et nytt topplastverk. Vi forventer ikke at prisen blir satt på dette nivået hvert år, da prisen også vil settes av nye kraftverk som tjener penger både i kapasitets- og spotmarkedet, eller av eksisterende kraftverk.

Pöyry har estimert at auksjonsprisen i det britiske markedet i snitt kan bli ca. 20 000 – 25 000 GBP/MW/år⁵ mellom 2020 og 2030. For en kabel på 1400 MW blir potensiell inntekt da 34 – 42 Mill EUR årlig⁶. Vi benytter 30

⁵ Dette er reelle 2012-GBP.

Mill. EUR årlig som anslag for begge forbindelsene. Det tar blant annet høyde for usikkerheten knyttet til hvordan deltagelse i kapasitetsmarkeder vil samspille med handel med balansetjenester.

Pöyry argumenterer for at tysk kapasitetspris kan bli noe lavere fordi landet har sterkere forbindelser til sine naboland enn Storbritannia, og dermed har lavere behov for innenlandsk kapasitet. Vår vurdering er imidlertid at det er så mange usikre faktorer, blant annet knyttet til designet av kapasitetsmarkeder, at det ikke er hensiktsmessig å skille mellom anslått kapasitetspris i de to markedene på det nåværende tidspunkt. Dog har vi antatt at et «market wide»-kapasitetsmarked i Tyskland ikke vil være på plass før i 2020.

⁶ Dette forutsetter en valutakurs på 1,2 EUR/GBP

7 KOSTNADESTIMATER

I denne delen presenterer vi kostnadsestimater for kabel, tilhørende landanlegg og relevante innenlandske nettførsterkninger. Øvrige relevante kostnader forbundet med forbindelsene legges også frem her.

I dette kapittelet er alle størrelser oppgitt i 2012-kroner.

7.1 Investeringskostnader

7.1.1 Investeringskostnader for sjøkabel, landkabel, ledning og landanlegg

Den samfunnsøkonomiske analysen skal i størst mulig grad baseres på forventningsrette estimater. Det betyr at estimatene for investeringskostnader skal inkludere et tillegg for usikkerhet. Tillegget er beregnet på bakgrunn av en usikkerhetsanalyse av kostnadsestimatene for stasjon, sjøkabel, landanlegg og ledning i henhold til Statnetts prosedyrer for kostnadsestimering.

Kostnadsanslaget er basert på erfaringer fra tidligere prosjekter i Statnett, blant annet fra NorNed og SK4, og relevante forutsetninger om fremtiden. Begge prosjektene er fremdeles i en utviklingsfase, og derfor er investeringskostnadene enda ikke bundet opp i fastpriskontrakter. Usikkerhet forbundet med investeringskostnadene vurderes til å ligge innenfor et intervall på +/-40 % med et konfidensintervall på 80 %.

Tall i MNOK (2012 kr)	Tyskland	England
Forventet investeringskostnad (inkl. usikkerhetspåslag)	6 300	6 850

Tabell 5: Forventet investeringskostnad inkludert usikkerhetspåslag (i reelle 2012-kroner). Byggelånsrenter er ikke inkludert. Norsk andel.

Byggelånsrenter er ikke inkludert i anslaget over forventet investeringskostnad siden disse, i tråd med vanlig praksis, er tatt hensyn til i diskonteringsrenten. Medgåtte kostnader til dags dato er ikke relevante i den samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurderingen. Vi presiserer at de oppgitte investeringskostnadene er reelle kroner og uten byggelånsrenter. I prosjektgjennomføringen vil tallene bli basert på nominelle størrelser inkludert byggelånsrenter.

7.1.2 Investeringskostnader for innenlandske nettførsterkninger

Nye mellomlandsforbindelser kan medføre økte kostnader i det innenlandske nettet. Dette er først og fremst kostnader knyttet til at ny kapasitet må bygges ut, og i visse tilfeller kostnader knyttet til at ledig kapasitet brukes opp slik at annen bruk av nettet kan bli begrenset.

Vi legger til grunn følgende prinsipper for allokering av kostnader til mellomlandsforbindelsene:

- Medgåtte kostnader tas ikke med
- Hvis kabler fortrenger øvrig bruk inkluderes relevant tapt nytte som en kostnad
- Ingen kostnad allokeres dersom tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt uten kabelforbindelsene
- For investeringer som utløses, og som ikke alene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, allokeres kostnaden fratrukket eventuell økt øvrig nytte (netto kostnad) til kablene

Samlet nettokostnad som kan allokeres til de to planlagte forbindelsene er på 3,5 mrd. NOK (se Vedlegg 3). Av dette allokeres 2 mrd. NOK til Tyslandskabelen og 1,5 mrd. NOK til Englandskabelen. Dette forutsetter at Tyslandskabelen bygges først.

Det legges til grunn at innenlandske nettførsterkninger i all hovedsak er på plass til idriftsettelse og har en byggetid på 3 år med jevnt kostnadspådrag hvert år. Disse kostnadene deles ikke med partner.

7.2 Driftskostnader

7.2.1 Drift- og vedlikeholdskostnader

Statnett har beregnet årlige drifts- og vedlikeholdskostnader med bakgrunn i et planlagt vedlikeholdsprogram og en forsikringsordning som tilsvarer den vi har i dag på tilsvarende forbindelser. Siden forsikringskostnaden er inkludert, tar vi ikke hensyn til fremtidige reparasjonskostnader utover det som dekkes av forsikringen.

Prinsipielt sett skal reinvesteringer i komponenter med kortere levetid enn analysehorisonten inngå som en del av den samfunnsøkonomiske analysen. I de aktuelle prosjektene er det få komponenter med en forventet levetid under 40 år. De identifiserte faktorene er hovedsakelig relatert til kontrollanlegg og tilhørende IT-løsninger knyttet til stasjonsanleggene.

Erfaringsmessig skiftes kontrollanlegg ut etter omtrent 20 år til en kostnad på 40 MNOK per stasjon. Av praktiske årsaker er kostnaden inkludert i anslaget for drifts- og vedlikeholdskostnadene.

Årlig (2012 MNOK)	Tyskland		England	
	År 1-25	År 26-40	År 1-25	År 26-40
DV	29	25	33	28
Forsikring	10		15	
Reinvestering etter 20 år	80		80	

Tabell 6: Estimerte årlige drifts- og vedlikeholdskostnader (DV) og forsikringskostnader for de to forbindelsene. Forventede kostnader knyttet til reinvestering etter 20 år.

I analysene legges det til grunn at norsk andel vil utgjøre halvparten av kostnadene i tabellen. Vår andel av de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene, inkludert forsikring vil utgjøre i underkant av 20 MNOK for Tyskland og omtrent 20 MNOK for England.

7.2.2 Transittkostnader

I henhold til EU-regulering 838/2010 er det etablert et felles europeisk system (Inter TSO Compensation, ITC) for å sikre at land blir kompensert for både tapskostnader og kapitalkostnader knyttet til transitt. Denne kompensasjonen betales av tariffbetalere i de landene som har såkalt nettoutveksling, dvs. land som har netto kjøp eller salg målt time for time. Hensikten er å gi en rimelig fordeling av tariffkostnader mellom innenlandske og utenlandske nettbrukere.

Kompensasjon for tap er basert på lastflytanalyser og kostnader for energi. Det samlede beløpet for tapskompensasjon har historisk vært 100-150 Mill EUR/år. Den samlede kompensasjonen for kapitalkostnader er satt til å være lik 100 Mill EUR/år.

Det europeiske ITC-oppgjøret har gitt Norge kostnader knyttet til internasjonal handel. Det er forventet at det også vil gjøre det i fremtiden, fordi fleksibiliteten i det norske kraftsystemet medfører at vi fungerer som et batteri for kraftsystemene omkring. Det betyr at vi ofte vil ha flyt som er synkron på alle våre utenlandsforbindelser, og derfor at vi har stor nettoutveksling.

ITC-betalingen er en samfunnsøkonomisk kostnad knyttet til kabelprosjektene og skal derfor inngå i lønnsomhetsvurderingen. Vi må altså anslå hvor stor effekt de planlagte forbindelsene vil få for ITC-kostnaden vår. For å estimere årlig ITC-kostnad har vi benyttet to alternative fremgangsmåter:

Pro-rata oppskalering. Vi har tatt utgangspunkt i årlig ITC-kostnad/betaling og årlig bruttoflyt for de to landene som knyttes sammen. Det er benyttet data fra 2010 og til og med september 2012. Vi har beregnet en «enhets ITC-verdi» på flyt ved å dele ITC-betaling med bruttoflyt. Denne har vi så multiplisert med forventet bruttoflyt på den nye kabelen. Vi har med andre ord beregnet konsekvenser av kabelen når vi antar at utvekslingen på denne vil ha samme kostnad eller inntekt per MWh flyt som eksisterende utenlandsforbindelser.

Empirisk flytanalyse. Vi har tatt utgangspunkt i priser og faktisk kraftflyt i 2012. Basert på priser har vi antatt hvordan flyten på de nye forbindelsene ville vært, og derfra vurdert hva ITC-konsekvensen ville vært for de to landene

Endringer i energimiks eller nye forbindelser til utlandet vil gi et annet flytmønster enn det som er observert historisk:

- I Tyskland forventes det mer vind og solenergi fremover. Dette er det rimelig å anta at vil medføre mer synkron kraftutveksling mot andre land og mindre transitt
- For Storbritannia forventes det at mer vindkraft vil gi mer synkron utveksling med andre land, mens flere kabler til andre land medfører at det blir mer transitt og mindre nettoutveksling mot andre land
- Flere kabler medfører noe mer transitt gjennom Norge
- Økt handel i Europa bidrar til å redusere alle størrelser.

Det er ikke gjort vurderinger knyttet til økt eller redusert samlet kompensasjon for kapitalkostnader.

Vårt estimat er at en Tysklands kabel vil øke Norges kostnader med 4 Mill EUR/år, og øke Tysklands inntekter med 2 Mill EUR/år. Videre anslår vi at en forbindelse til Storbritannia vil øke Norges ITC-kostnader med 4 Mill EUR/år og at også Storbritannias ITC-kostnader vil øke.

Deling av kostnader og inntekter

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie har i brev til Statnett av 11. juni 2012 signalisert at nettovirkningen knyttet til det europeiske transittoppgjøret, som skyldes flyt på den planlagte Tysklandskabelen, kan deles mellom Tyskland og Norge. Prosjektet er i dialog med den tyske regulatoren om detaljene i en slik deling.

Basert på våre estimater, vil den inngåtte avtalen om å fordele nettovirkningen av kabelen på ITC-oppgjøret likt, redusere Norges kostnad med 3 Mill EUR/år. Det betyr at Norges netto ITC-kostnad vil øke med 1 Mill EUR/år som følge av å etablere en forbindelse til Tyskland.

Det er ikke avtalt å dele ITC-kostnader og inntekter mellom Storbritannia og Norge som følge av at det etableres en ny forbindelse mellom landene.

7.2.3 Systemdriftskostnader

Ny handelskapasitet til utlandet vil påvirke produksjon, forbruk og overføring i det norske nettet, noe som vil ha konsekvenser for Statnetts systemdriftskostnader. Vi forventer at disse øker som følge av økt handel med utlandet.

Den største endringen er knyttet til behovet for automatiske reserver. Behovet for automatiske reserver er anslått til om lag 140 MW pr. kabel (10 % av overføringskapasiteten) med en tilhørende kostnad på om lag 60-80 MNOK per år. I tillegg kommer noen økte kostnader til opp- og nedregulering samt reaktiv effekt.

Årlig (2012 MNOK)	Tyskland	England
Automatiske reserver	60-80	60-80
Oppregulering	20-30	20-30
Nedregulering	20	20
Reaktiv effekt	5	10
Sum kostnader	120	120

Tabell 7: Oversikt over forventede systemdriftskostnader forbundet med å øke handelskapasiteten med 2800 MW. I de samfunnsøkonomiske analysene legges det til grunn at årlige systemdriftskostnader øker med ca. 120 MNOK for hver av de to planlagte forbindelsene. Disse kostnadene deles ikke med partner.

7.2.4 Overføringstap i det norske nettet

Når de to kablene settes i drift, vil overføringstapet i det norske nettet øke. I tillegg vil kraftprisøkningen som forårsakes av kablene bidra til at kostnadene forbundet med å dekke det eksisterende overføringstapet i det

norske nettet går opp. Overføringstapet i selve kablene er tatt hensyn til ved beregning av flaskehalsinntektene. Her er det også lagt til grunn at tap i kablene tas implisitt hensyn til i markedsalgoritmen.

Anslått årlig verdi av de økte tapskostnadene i det norske nettet vil være 12 Mill EUR / 97 MNOK for Tysklandskabelen og 7 Mill EUR / 56 MNOK for kabelen til England. Analysene viser at gjennomsnittlig kostnad pr GWh overføringstap er høyere for England enn for Tyskland. Årsaken er at kabelen til England øker kraftprisene som igjen øker kostnadene for overføringstapet som skyldes tysklandskabelen.

Årlig (2012 MNOK)	Tyskland	England
Volum (GWh)	240	110
Kostnad	97	56

Tabell 8: Anslått årlig verdi av økte tapskostnader i det norske nettet. Omregningen fra EUR til NOK er basert på en valutakurs på 8,1 NOK/EUR. Kostnadene deles ikke med utenlandsk partner.

7.2.5 Tariffer

Verken i Norge, Tyskland eller Storbritannia betraktes utenlandsforbindelser som en kunde som skal betale nettleie. Dersom det innføres tariffer som direkte skal betales av utenlandsforbindelser, er parten i det landet som tariffen innføres i ansvarlig for å betale hele tariffbeløpet. Partene er dermed kun ansvarlige for å betale tariffer i eget land. Denne løsningen er med på å redusere Statnetts risiko knyttet til endringer i de regulatoriske regimene i Tyskland og Storbritannia.

For øvrig vil innføring av tariffer for utenlandsforbindelser også stride mot EUs forbud mot grensetariffer.

7.3 Økonomiske konsekvenser av midlertidige begrensninger av handelskapasitet

Inntektene fra de nye overføringsforbindelsene vil kunne bli redusert på grunn av at ikke hele overføringskapasiteten til en kabel kan gjøres tilgjengelig for spothandel i alle driftssituasjoner. Tilpasninger av overføringskapasiteten i henhold til tilstanden i de innenlandske nettene både i Norge og hos våre handelspartnere må forventes. De økonomiske konsekvensene av dette er strengt tatt ikke en kostnad, men en reduksjon av den beregnede samfunnsøkonomiske nytten til en kabel. Vi har valgt å inkludere dette her fremfor i kapitlet om nytte ved spothandel da de største begrensningene kun er av midlertidig karakter. Inntektsreduksjonen må sees i sammenheng med verdien av driftsfleksibilitet, og totalt vil dette dermed likevel kunne være positivt for det norske samfunnet.

For begge de planlagte kabelforbindelsene er det nødvendig med nettførsterkninger i Norge. En detaljert beskrivelse av de planlagte nettførsterkninger i Norge og i partnerlandene er gitt i Vedlegg 3. Det er hovedsakelig prosjektene i Vestre korridor som er aktuelle. Forsinkelser i forhold til de planlagte tidspunktene for ferdigstillelse av de ulike delene av Vestre korridor vil kunne forårsake begrensninger i handelskapasiteten på begge forbindelsene i de første driftsårene. Våre simuleringer, hvor vi legger til grunn at nettet for øvrig er intakt, tyder på relativt små negative netto samfunnsøkonomiske konsekvenser av dette. I beregningene legger vi til grunn at strekningen Sauda – Lyse (Trinn 2 i Vestre korridor) ikke er ferdig før i starten av 2020. Det har en samlet negativ virkning på inntektene tilsvarende om lag 7 Mill EUR. I tillegg indikerer simuleringene at økt kraftflyt på kablene kan skape en flaskehals nord for Sauda.

Både lokale, regionale og nasjonale nettforhold i Tyskland vil kunne føre til redusert handelskapasitet for Tysklandskabelen. Den økonomiske konsekvensen av begrenset handelskapasitet til Tyskland vil avhenge av hyppigheten og varigheten av begrensningene og prisforskjellen mellom markedene i den aktuelle tidsperioden. De fleste begrensningene forventes å skje ved eksport fra Norge til Tyskland i topplasttimene på ukedager. Vi legger til grunn at dette vil kunne ha en negativ årlig virkning tilsvarende 5 % - 10 % av flaskehalsinntektene, og at begrensningene reduseres gradvis fram til alle nødvendige tiltak er på plass. Helt konkret reduserer vi flaskehalsinntektene med følgende sats:

- 2018: -7 %
- 2019: -7 %
- 2020: -5 %
- 2021: -5 %
- 2022: -3 %

En eventuell nedregulering av forbindelsen vil trolig måtte skje mot en økonomisk kompensasjon. Denne er ikke inkludert i den samfunnsøkonomiske analysen da vilkårene for en eventuell nedregulering ikke er kjent på nåværende tidspunkt.

For Englandskabelen er det ikke forventet vesentlige midlertidige reduksjoner i handelskapasitet som følge av begrensninger i det innenlandske nettet.

8 ROBUSTHET OG SENSITIVITETER

Kostnads- og nytteestimatene vil alltid være beheftet med usikkerhet. Usikkerhet er som regel oppfattet som noe negativt, og er noe som bør unngås. Det er viktig å presisere at usikkerhet også gir muligheter. Begrepet omfatter både estimatusikkerhet og hendelsesusikkerhet. Estimatusikkerhet knytter seg til om nivået på våre anslag er rimelig sikre, mens hendelsesusikkerhet dreier seg om at et forhold inntreffer eller ikke, og konsekvensen av den. I tillegg til at det er risiko og muligheter ved å gjennomføre tiltak, er det også risiko ved ikke å gjennomføre disse tiltakene. Sistnevnte beskrives ikke nærmere.

Usikkerhet kan behandles på flere måter i en samfunnsøkonomisk analyse. Den vanligste er å benytte en risikojustert diskonteringsrente som reflekterer systematisk risiko. Det gjør vi også i denne analysen. I tillegg tilnærmer vi oss usikkerhet på følgende måte:

- Beskrivelse av alle forutsetninger som er grunnlag for estimering (se foregående kapitler)
- Beskrivelse av enkeltavvik fra forutsetningene
- Beskrivelse av risiko (nedside)
- Beskrivelse av muligheter (oppside)

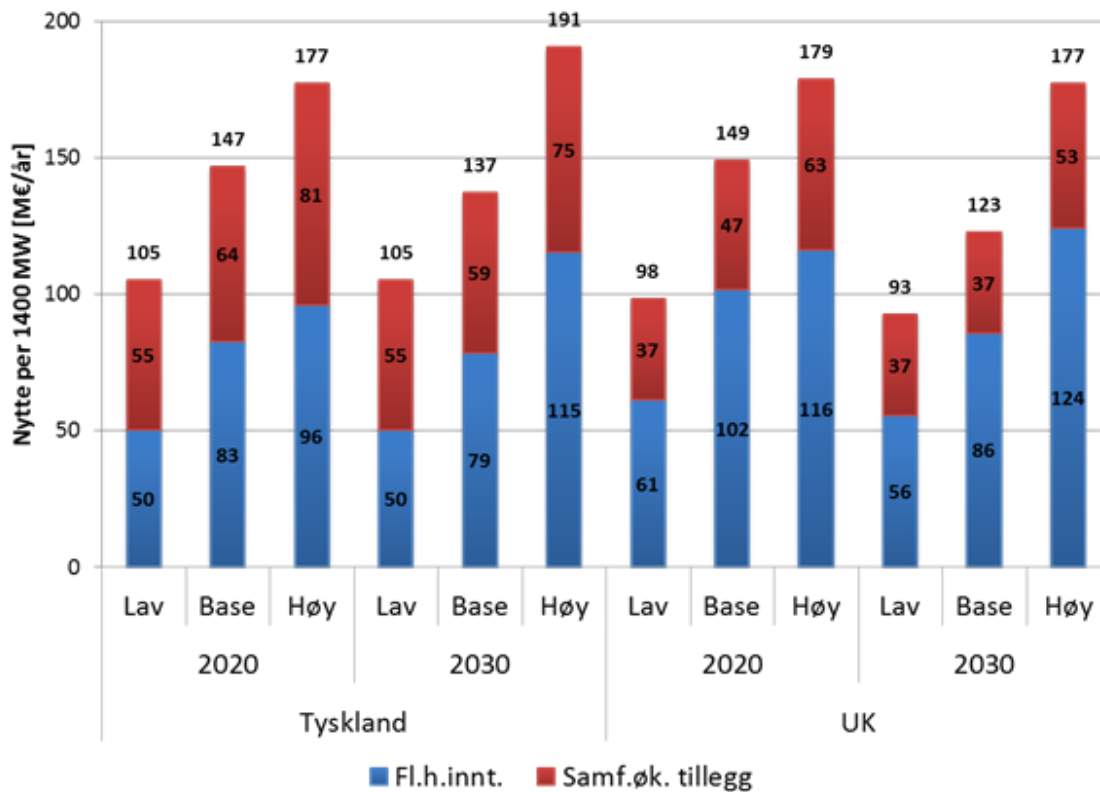
Analysen viser at det er mange drivere for usikkerhet og at den økonomiske konsekvensen kan være stor. Særlig er utfallsrommet for estimatet for energihandelsinntekter stort. Handelsløsningene og valg av diskonteringsrente har også stor betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. En samlet vurdering tilsier at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av begge prosjektene fremstår som robust positiv for Norge.

Det vil sannsynligvis finnes usikkerhetsmomenter som vi ikke kjenner til i dag.

Gjennomgangen av usikkerhet fokuserer på alternativ 1 og 2, slik de er beskrevet i innledningen til kapittel 3.

8.1 Utfallsrom for forventet nytte ved spothandel

For å få en samlet oversikt over hva de ulike usikkerhetsmomentene har å si for den samlede handelsgevinsten, har vi satt sammen et lavt og et høyt scenario for både 2020 og 2030. Her har vi endret på utvalgte forutsetninger i basisdatasettene som både har en betydelig usikkerhet og som vi vet har stor innvirkning på handelsgevinstene. Poenget har vært å endre på flere forutsetninger i parallell som drar nytten i hhv. positiv og negativ retning. Vi har imidlertid vært restriktive i forhold til hvor mye vi drar på. Målet har ikke vært å illustrere ekstremene, men heller skissere et mulig utfallsrom som kan vedvare over mye av kablens levetid.



Figur 4: Basisestimat og utfallsrom illustrert med et lavt og høyt scenario for 2020 og 2030

Som figuren over viser får vi med våre forutsetninger en forskjell i årlig gevinst mellom høyt og lavt på 70 til 90 Mill EUR per 1400 MW kabel. Vi mener dette gir et relativt realistisk bilde av usikkerheten. Samtidig er det viktig å være klar over at det er mulig å sette sammen andre kombinasjoner av forutsetninger som både gir et tilsvarende og større utfallsrom.

Det er også et poeng at høyt og lavt scenario er en tilnærming til forventet nytte ved en annen markedsutvikling. Svingninger i vær, brenselpriser og forbruk vil på samme måte som for basisestimatene kunne gi store avvik fra dette igjen.

8.1.1 Lavt scenario: Lavere kraftoverskudd i Norden - mindre forbruk og mindre fornybar i Europa for øvrig

Lavkonjunkturen fortsetter til 2020

Tankegangen bak vårt lave scenario for 2020 er at lavkonjunkturen fortsetter i Europa. Dette gir lavere forbruk og mindre utbygging av fornybar produksjon her. Det nordiske systemet har vi imidlertid valgt å beholde uforandret fra basisdatasettet. Vi tror det er lite sannsynlig at overskuddet i Norden blir mindre hvis lavkonjunkturen fortsetter fordi mye av produksjonsveksten allerede er vedtatt, mens veksten i forbruket er positivt korrelert med den økonomiske veksten i Europa. Konkret har vi justert følgende faktorer (alle tall er referert våre forutsetninger i basis 2020 og 2030):

- Forbruket er nedjustert med 5 prosent (utenfor Norden)
- Utbygging av ny fornybar er redusert med 20 prosent (utenfor Norden)
- Gass- og CO₂-prisen er nedjustert med hhv. 7 EUR/MWh og 7 EUR/tonn. Dette tilsvarer en reduksjon i marginalkostnadene for et typisk gasskraftverk på 15 EUR/MWh. Like viktig for nytten er det at vi med dette får mer like marginalkostnader i kull- og gasskraft.
- Bedre kapasitetsmargin (utenfor Norden)

Mer kostnadseffektiv reduksjon av klimautslippene mot 2030

Når vi kommer til 2030 mener vi det blir urealistisk å legge til grunn at vi fortsatt har lavkonjunktur. Vi har fortsatt lavere forbruk og mindre fornybar enn i basis, men nå kommer dette som en konsekvens av mer energieffektivisering. Dette er et mer kostnadseffektivt alternativ for å få ned utslippene, og dermed ikke helt utenkelig å se for seg. På nordisk side har vi i tillegg redusert det nordiske kraftoverskuddet.

- Forbruk og fornybar kraftproduksjon på kontinentet er redusert med hhv. 12 og 20 prosent. Dette tilsvarer en nedgang på 200 TWh forbruk og 140 TWh ny fornybar produksjon
- Overskuddet i Norden er redusert ved å ta ut 11 TWh svensk kjernekraftproduksjon og 3 TWh småkraft i Norge. Dette gir et nordisk overskudd på 15 – 20 TWh
- Kapasitetsmarginen i alle land utenfor Norden er justert opp
- Påslaget i CO₂-prisen i Storbritannia er fjernet slik at det nå er like CO₂ priser i hele Europa
- Brenselsprisene er ellers de samme som i basis 2030
- Sverige bygger ikke flere kabler etter NorBalt, som konsekvens av lavere prisvolatilitet på kontinentet og lavere overskudd i Sverige/Norden

Det er først og fremst flaskehalsinntektene som går ned i lavt scenario

Fordelingen av flaskehalsinntekt og «Samf.øk tillegg» i Figur 4 viser at det først og fremst er flaskehalsinntektene på selve kablene som trekker ned samlet nytte i vårt lave scenario. Det er hovedsakelig to grunner til dette:

1. Mange av faktorene vi har justert på bidrar til lavere prisvolatilitet på kontinentet. Dette reduserer flaskehalsinntektene men har liten innvirkning på PO/KO-gevinsten
2. Hydrologiske svingninger og stor andel regulert vannkraft gjør at PO/KO-gevinsten holder seg på et høyt nivå, selv om vi får et lavere nordisk overskudd og et redusert prisnivå hos våre handelspartnere

Dessuten blir reduksjonen i flaskehalsinntektene på eksisterende kabler mindre når prisvolatiliteten går ned hos våre handelspartnere. Det samme gjelder om PO/KO-gevinsten blir lavere, slik tilfellet er i 2030 der vi har redusert overskuddet på kraftbalansen i både Norge og resten av Norden. Begge disse sammenhengene gjør at den samlede gevinsten utenom flaskehalsinntektene varierer mindre mellom høy og lav.

Prisvolatiliteten går ned i Tyskland og Storbritannia

De fleste justeringene for 2020 og 2030 drar i retning av lavere prisvolatilitet i Tyskland og Storbritannia. Men hvis man ikke ser for seg en teknologisk revolusjon på lagring av energi og/eller store mengder forbruksfleksibilitet, er det en grense for hvor lav prisvolatiliteten i Europa kan bli, selv ved innføringen av kapasitetsmarkeder. I tillegg er det slik at insentivene for å utvikle mer fleksibilitet er lave når volatiliteten er lav, fordi prisvolatilitet er betalingen for nettopp dette. Vi har derfor noe mindre forbruksfleksibilitet i vårt lave scenario for 2030 enn i basis.

8.1.2 Høyt scenario: Høyere kraftoverskudd i Norden - økte brenselspriser

Vi har justert på et utvalg faktorer som trekker nytten opp, og som kan tenkes å opptre samtidig. De viktigste endringene er et større nordisk kraftoverskudd, høyere brenselspriser og mer prisvolatilitet på kontinentet og i Storbritannia.

Konkret har vi økt det nordiske kraftoverskuddet til rundt 35 TWh i både 2020 og 2030. Av de 8-10 TWh ekstra overskudd kommer ca. 3-5 TWh i Norge. Dette gir et samlet overskudd i Norge på ca. 15 TWh i 2020 og 12 TWh i 2030.

Marginalkostnadene er i 2020 økt med 20 % i alle kull- og gasskraftverk. CO₂ påslaget i EMR i Storbritannia er økt fra 6 EUR/tonn til 8 EUR/tonn. Ellers er 2020 likt basis 2020 når det gjelder kapasitetssammensetning og forbruk på kontinentet

I 2030 har vi tatt bort forbruksfleksibiliteten på kontinentet som vi har inkludert i basis. Sammen med strammere kapasitetsmargin gir dette både høyere pristopper og færre nullpriser. Både kull og gassprisene er økt med 20 prosent, mens CO₂-prisene er uendret. Påslaget i Storbritannia er det samme som i basis.

Både høyere flaskehalsinntekter og større PO/KO-gevinst trekker opp nytten

I 2020 er fordelingen rimelig jevn mellom økning i flaskehalsinntekt og «Samf.øk tillegg». Mer prisvolatilitet i Tyskland og Storbritannia, samt større kraftoverskudd i Norden gir større flaskehalsinntekter. Kombinasjonen av større overskudd og høyere brenselpriser løfter PO/KO-gevinsten. Grunnen til at det vi kaller samfunnsøkonomisk tillegg ikke øker mer, er at vi samtidig får større tap på eksisterende forbindelser.

Når vi kommer til 2030 er effekten på PO/KO-gevinsten noe svakere, på grunn av mindre overskudd i Norge og flere kabler fra Sverige. Derimot er prisstrukturen på kontinentet vesentlig høyere, noe som resulterer i tilsvarende økning i flaskehalsinntektene.

Det er verdt å merke seg at nytten i dette scenarioet ligger såpass høyt at det trolig vil komme flere kabler ut av Norden enn det vi har forutsatt. Dette vil trekke ned handelsgevinstene, og det kan derfor argumenteres for at nivået ikke er bærekraftig på sikt. Samtidig er det å bygge kabler både tid- og ressurskrevende. Handelsgevinster på dette nivået kan derfor vedvare over lengre perioder. I tillegg kan ulike markedssjokk gjøre nytten meget høy over kortere perioder slik at snittet også blir meget høyt. Med de store endringene som vi forventer/ikke forventer skal inntreffe både i det europeiske og det nordiske kraftsystemet de nesten 10-30 årene øker også muligheten for markedsmessige ubalanser og dermed høy handelsgevinst.

Større prisvolatilitet i Tyskland og Storbritannia

I 2020 er det stor forskjell i prisnivået mellom de tre scenarioene, noe som skyldes ulike forutsetninger om brenselprisene. I 2030 er prisnivået omtrent likt i lavt scenario og basis fordi brenselprisene er like. I høyt scenario er de økt med 20 prosent. Prisvolatiliteten i høyt scenario øker først og fremst på grunn av høyere priser i topplasttimene. Dette er spesielt tydelig i 2030, hvor natteprisene er omtrent like i alle tre scenarioene, men hvor topplasttimene er vesentlig høyere i høyt scenario. Her er det viktig å presisere at vårt høye scenario ikke er noen fasit på hva som eventuelt kan drive en utvikling med høyere nytte enn det vi har i våre basisestimater. Eksempelvis vil en utvikling med mer fornybar og en mindre stram kapasitetsmargin gi omtrent samme gevinst, men med lavere pristopper og flere timer med priser ned mot null.

8.1.3 Robust nytte til tross for usikkerhet

Utfallsrommet for størrelsen på den framtidige gevinsten av å bygge kabler til Tyskland og Storbritannia er stort. Samtidig viser våre analyser at nytten er relativt stabil og robust. Vi går her kort gjennom noen sentrale argumenter for dette.

Økt handelskapasitet gir høy nytte i et bredt spekter av framtidige utviklingsbaner

Kablene åpner for handel begge veier, enten i form av tilnærmet kontinuerlig flyt én vei eller med hyppige endringer i flytretningen. Denne fleksibiliteten gjør at kablene kan bidra til økt ressursutnyttelse, og dermed gi høy samfunnsøkonomisk gevinst, i et bredt spekter av framtidige utviklingsbaner.

Nåsituasjonen er at prisforskjellene time for time mellom Norge og hhv. Tyskland og Storbritannia er betydelige og Norge og Sverige har mye regulert vannkraft som har et stort og ubrukt potensial til å flytte på produksjonen. Kablene ville derfor generert store flaskehalsinntekter om de var klare til bruk nå⁷. Dagens system har også en stor andel uregulert produksjon i sommerhalvåret og hydrologiske svingninger har gitt flere perioder med ekstremt lave sommerpriser de siste årene. Vi ville dermed med dagens system fått en stor gevinst fra kablene i form av økt produsent- og konsumentoverskudd.

I våre estimater får vi en ekstra gevinst som skyldes forventninger om stort kraftoverskudd og mye uregulert produksjon. Dette betyr imidlertid ikke at framtidig nytte er avhengig av at dette blir den faktiske situasjonen

⁷ Historiske prisforskjeller indikerer at flaskehalsinntektene ville vært 80-90 Mill EUR per kabel i gjennomsnitt over de ti siste årene.

ut levetiden til kablene. Skulle vi for eksempel få en situasjon med underskudd, ville også dette gitt en ekstra høy gevinst, men da i større grad gjennom billigere import i tørre år.

I vår analyse har vi demonstrert at nytten er robust i et stort antall alternative utviklingsbaner for det europeiske kraftsystemet.

Fremtidig markedsutvikling er usikker, men noen hovedtrekk er tydelige

Til tross for at den framtidige utviklingen av kraftsystemene i Nordvest-Europa er forbundet med usikkerhet, er hovedtrekkene relativt klare.

- Europa er på vei mot en omlegging av kraftsystemet med vesentlig større andel fornybar produksjon og lavere klimautslipp. Tyskland og Storbritannia har kommet godt i gang og har etablert konkrete politiske mål og tiltak
- Det blir tilstrekkelig kapasitetsmargin i Storbritannia og på kontinentet, enten dette kommer etter påtrykk fra nasjonale myndigheter eller EU
- Norden får et større kraftoverskudd, og det kommer mer uregulert produksjon i Norge og Sverige gjennom sertifikatmarkedet
- Overføringskapasiteten ut av det nordiske området blir større fra både Sverige, Finland og Danmark, og handelen mellom Finland og Russland blir fleksibel

Dette begrenser scenariosikkerheten ved estimatene.

Mer kortsiktig prisvolatilitet i Norge har trolig moderat effekt på kabelnytt

Det er liten tvil om at den kortsiktige prisvolatiliteten i Norge vil øke når kablene til Tyskland og Storbritannia settes i drift. Dette reduserer flaskehalsinntektene og er en forklaring på hvorfor grensenytten av ny overføringskapasitet er avtagende. Modellforenklinger gjør at vi ikke får fram disse sammenhengene fullt ut i våre simuleringer, og det utgjør derfor en usikkerhet i våre estimater. Samlet sett mener vi likevel at effekten på total norsk nytte av økt kortsiktig prisvolatilitet i Norge blir moderat for de to kablene. Dette begrunner vi i følgende forhold:

- Det er fortsatt et stort potensial for å omdisponere produksjonen fra regulert vannkraft, noe som demper den økte påvirkningen fra tysk og britisk prisstruktur
- Vi får et større produsent- og konsumentoverskudd når den kortsiktige prisvolatiliteten øker, og dette beholder vi selv

I sum veier dette trolig opp for mye av reduksjonen i Norges andel av flaskehalsinntektene. Samtidig betyr dette at vi i våre estimater sannsynligvis overdriver flaskehalsinntektene og underdriver endringen i produsent- og konsumentoverskuddet.

En større økning av utvekslingskapasiteten enn det vi legger til grunn er ingen stor trussel

Flere forbindelser ut av det nordiske området enn de vi har lagt til grunn, vil trekke ned nytten av kablene til Tyskland og Storbritannia. Vi vurderer likevel ikke dette som noe stort usikkerhetsmoment ved våre estimater.

For det første tar det tid å beslutte og prosjektere nye forbindelser, og med unntak av North Connect kjenner vi ikke til noen konkrete planer utover det vi allerede har lagt til grunn for våre estimater. Sverige har nylig offentliggjort sin perspektivplan og åpner der for en ny forbindelse til Tyskland. Denne er imidlertid ikke planlagt å være klar før rundt 2025, og vil trolig tilsvare omtrent samme kapasitetsøkning som det vi allerede har forutsatt i vårt estimat for 2030. Med en normal utviklingstid på minimum 10 år er det derfor lite sannsynlig at det kommer noen helt nye prosjekter før tidligst i 2025, syv år etter at kabelen til Tyskland er planlagt satt i drift.

For det andre kan vi også regne med at flere kabler forutsetter at disse har en positiv samfunnsøkonomisk kost/nytte, siden dette er et krav for å få konsesjon. Hvis dette er tilfelle, er vi trolig i en situasjon der gevinsten av kablene til Tyskland og Storbritannia også er høy. Unntak fra dette kan være om investeringskostnadene er vesentlig lavere eller om de bygges av vannkraftprodusenter. Sistnevnte kan se en positiv gevinst av å bygge kabler, selv med svak samfunnsøkonomisk kost-nytte, siden verdøkningen av egen vannkraftproduksjon i

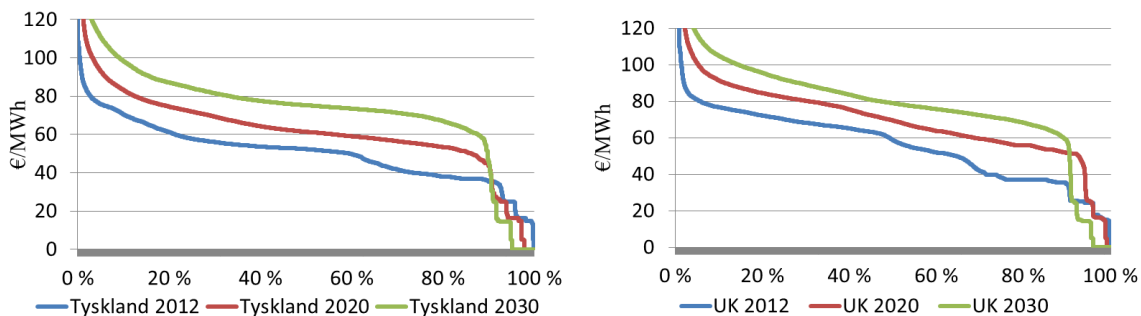
mange tilfeller vil være betydelig. Vi har imidlertid tiltro til at konsesjonsmyndighetene stopper nye prosjekter med negativ samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

For det tredje vil flere forbindelser sannsynligvis kreve investeringer i mer effekt i vannkraftsystemet. Dette vil i så fall demme opp for den avtagende nytten og dermed skjerme gevinsten av de første kablene.

Prisvolatiliteten i Tyskland og Storbritannia forventes å være stabil, selv med mer fornybar

Den framtidige prisvolatiliteten i Tyskland og Storbritannia kommer fortsatt til å være betydelig høyere enn i Norge. Og som varighetskurvene i Figur 5 viser, ligner prisen i våre simuleringer for 2020 og 2030 mye på dagens situasjon, når vi ser bort fra forskjellen i prisnivå. Dette til tross for en drastisk vekst i andelen fornybar produksjon i samme periode.

Årsaken til at vi ikke får større endringer i prisvolatiliteten, er at termiske kraftverk fortsatt er prissettende i det meste av tiden, selv i 2030. Det betyr at marginalkostnader og start-stoppekostnader ved termiske verk fortsatt er den viktigste prisdriveren på kontinentet. Start-stoppekostnader kan sågar få større betydning fordi uregulerbar produksjon gjør at termiske verk må startes og stoppes oftere for å utjevne disse variasjonene. Mer fornybar gir riktig nok noe større volatilitet, men som vi ser av kurvene vokser andelen timer med meget lave kraftpriser relativt lite. I 2030 er prisene lavere enn 20 EUR/MWh i mindre enn 10 prosent av tiden, både i Tyskland og Storbritannia.



Figur 5: Varighetskurver for simulert pris for Tyskland og Storbritannia i 2012, 2020 og 2030

Vi har gjennomført en lang rekke sensitivitetsanalyser der vi blant annet har endret på mengden fornybar produksjon i både Tyskland og Storbritannia. Det vi da har sett er at vi må øke andelen fornybar relativt mye for at det skal bli vesentlige endringer i prisvolatiliteten. Dette skyldes for det første at det skal store volumer til før forbruket kan dekkes av fornybar og kjernekraft alene. Stor overføringskapasitet internt og mot andre land⁸ er også en viktig grunn til at andelen timer med priser ned mot null blir relativt lavt.

Innføringen av kapasitetsmekanismer er en annen viktig årsak til at veksten i fornybar produksjon ikke gir så store endringer i prisvolatiliteten. Dette sikrer en bedre kapasitetsmargin enn om termiske verk skulle hentet hele sin inntjening i spot- og balansemarkedene alene. Og med bedre kapasitetsmargin får vi færre og lavere pristopper i perioder med mye forbruk og lav fornybarproduksjon.

Fortsatt vekst i fornybar etter 2030 kan gi økt volatilitet, men da blir det også mer sannsynlig at det kommer mer forbruksfleksibilitet. Dette bidrar også til å gjøre volatiliteten, og dermed nytten av våre kabler mer stabil over tid.

Ulike faktorer utligner hverandre og gir mer stabil nytte

De mange faktorer som påvirker nytten kan og vil i mange tilfeller utligne hverandre. I sum har dette en stabiliserende effekt på samlet norsk nytte.

Flaskehalsinntekt og PO/KO er delvis negativt korrelert

⁸ Med våre forutsetninger er samlet overføringskapasitet ut av Tyskland på 26 000 MW i 2030

Produsent- og konsumentoverskuddet, flaskehalsinntektene og tapene på eksisterende forbindelser er tett forbundet med hverandre gjennom kablens påvirkning på norske kraftpriser. I perioder der prisvirkningene er små kommer så å si hele gevinsten i form av flaskehalsinntekt. Det samlede produsent- og konsumentoverskuddet, og flaskehalsinntektene på andre forbindelser, forblir tilnærmet uendret. Når vi derimot har perioder med store prisvirkninger blir flaskehalsinntektene lavere, og vi taper mye på eksisterende forbindelser. Dette blir imidlertid oppveiet av en stor økning i produsent- og konsumentoverskuddet. Disse sammenhengene bidrar til å gjøre norsk nytte mer stabil.

Den store økningen i det samlede produsent- og konsumentoverskuddet gjør også at risikoen blir fordelt på flere ulike faktorer. Dermed må flere forhold trekke i samme positive eller negative retning om det skal ha stor effekt på samlet norsk nytte.

Langsiktige markedstilpasninger reduserer utfallsrommet

Det er mulig å sette sammen forutsetninger som gir både høyere og lavere nytte enn det vi har skissert i vårt mer konservative utfallsrom. Samtidig er det slik at om vi setter sammen en kombinasjon av forutsetninger som enten gir en meget lav eller høy nytte, så vil dette være uttrykk for et system som er ute av sin naturlige balanse. Desto lengre ute av balanse systemet er, jo større er sannsynligheten for at tilpasninger vil finne sted som bidrar til å gjenopprette balansen. Eksempler på denne typen tilpasninger kan være:

- Mer forbruksfleksibilitet ved fortsatt vekst i fornybarandelen i Tyskland og Storbritannia, utover det vi har lagt til grunn i 2030. Dette demper økningen i prisvolatiliteten ved mer fornybar
- Mindre ny overføringskapasitet fra Sverige mot Polen og Tyskland hvis vi kommer til 2020 og vi da har havnet i vårt scenario for lav nytte

Denne typen tilpasninger er med på å redusere det teoretiske utfallsrommet og gjør dermed våre nytteestimer mer robuste.

Uavhengighet mellom driverne for nytten gir mer stabile estimater

Mange av driverne for nytten er uavhengige av hverandre. *Sannsynligheten* for at flere faktorer skal dra i samme retning er derfor lavere enn om de hadde vært korrelerte. For eksempel er det liten sammenheng mellom framtidige brenselpriser og størrelsen på det nordiske kraftoverskuddet. Dette bidrar til å redusere sannsynligheten for at ekstreme utfall skal forekomme og dermed til at estimatene blir mer stabile.

8.1.4 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i lavt og høyt scenario

Basert på gjeldene kostnadsestimater for Tysklandsforbindelsen er det nødvendig med 86 Mill EUR / 700 MNOK i årlige samlede nytteverdier for å oppnå en internrente som er lik avkastningskravet på 4 %. I det lave scenarioet forventes summen av årlige endringer i flaskehalsinntekter og PO/KO i gjennomsnitt å bli ca. 860 MNOK. Beregnet internrente blir da omtrent 8 % og netto nåverdi er 5 500 MNOK dersom øvrige forutsetninger på kostnads- og inntektssiden holdes konstant. En samlet vurdering tilsier at prosjektet er robust overfor scenarioet med lave inntekter. I scenarioet med høye inntekter blir internrenten omtrent 14 % med 16 400 MNOK i netto nåverdi.

For Englandsforbindelsen er det nødvendig med 86 Mill EUR / 700 MNOK i årlige samlede nytteverdier for å oppnå en internrente som er lik avkastningskravet på 4 %. I det lave scenarioet forventes summen av årlige endringer i flaskehalsinntekter og PO/KO i gjennomsnitt å bli i underkant av 770 MNOK. Årlig merinntekt for Norge fra handel med reserver er forventet å være omtrent 50 MNOK og kapasitetsmekanismer bidrar med 120 MNOK årlig. Totale årlige gevinster er da omtrent 940 MNOK, og beregnet internrente blir omtrent 6 % og netto nåverdi 3 850 MNOK dersom øvrige forutsetninger holdes konstant. En samlet vurdering tilsier at prosjektet er robust overfor scenarioet med lave inntekter. I scenarioet med høye inntekter blir internrenten omtrent 13 % med 14 300 MNOK i netto nåverdi.

8.2 Usikkerhet forbundet med midlertidig begrensning av handelskapasitet

På norsk side er det usikkert om kapasiteten til de nye forbindelsene kan utnyttes fullt ut fra oppstart på grunn av usikkerheten knyttet til fremdriften i prosjektene i Vestre korridor. Problemstillingen er av midlertidig karakter i den forstand at de planlagte tiltakene forventes å være tilstrekkelig til å kunne utnytte handelskapasiteten fullt ut når de er gjennomført.

Omfanget og kompleksiteten forbundet med arbeidet i Vestre korridor er stor. Dette gir opphav til gjennomføringsrisiko.

- Trinn 1 av Vestre korridor planlegges ferdig innen utgangen av 2018
- Spenningsoppgradering av Lyse-Sauda (Trinn 2) skal ferdigstilles i 2019
- 420 kV Ertsmyra-Solhom-Arendal (Trinn 3) skal ferdigstilles i 2020.

Forsinket ferdigstilling av Trinn 1 vil medføre at begge kablene kan måtte driftes med begrenset kapasitet i en lengre periode enn det som er lagt til grunn. Kabelen til England planlegges ferdig i desember 2020, så det skal en vesentlig forsinkelse til for at den berøres av dette. Dersom for eksempel verken oppgradering av Lyse- Duge og Solhom-Tonstad til tripleks, Sauda-Hylen-Lyse (fra Trinn 2) eller Lyse-Støleheia (eget prosjekt), blir ferdig som planlagt, kan de samfunnsmessige nyttegevinstene reduseres med i størrelsesorden 10 Mill EUR per år ved ellers intakt nett. En slik forsinkelse vil også kunne føre til ytterligere flaskehalsproblematikk i det norske nettet. Ytterligere forsinkelse av Trinn 2 og 3 kan bety et begrenset samfunnsøkonomisk tap på 7 Mill EUR per år. Kabelen til Tyskland er særlig eksponert siden den tilknyttes nettet lenger sør og siden driftsettelse planlegges to år tidligere enn Englandskabelen.

Statnett kan tilpasse aktiviteten og tiltakene i Vestre korridor til fremdriften av Tysklandsprosjektet. I kostnadsestimatene for Trinn 2 og 3 er denne usikkerheten allerede inkludert. Ved revisjoner som ikke kan unngås i 2018 og 2019, eller ved situasjoner hvor nettet av andre årsaker ikke er intakt, vil de økonomiske konsekvensene kunne være større. I disse situasjonene vil det måtte foretas en avveining av verdien av å utnytte kapasiteten opp mot kostnadene ved å ha kapasiteten tilgjengelig. Vi har derfor ikke nedjustert lønnsomheten av prosjektene i våre beregninger ytterligere for å ta hensyn til slike mulige situasjoner.

En eventuell forsinkelse av oppgraderingen av Sauda – Lyse vil kunne føre til en reduksjon av handelskapasiteten på Englandskabelen i 15 % av tiden i sommerhalvåret. Dette gjelder kun i eksportsituasjoner. Reduksjonen kan bli inntil 500 MW. En forsinkelse på ett år vil samlet sett ha liten økonomisk konsekvens for prosjektet. Generelt anser vi både risiko og konsekvens for at Englandsforbindelsen vil oppleve redusert handelskapasitet utover det vi har lagt til grunn allerede som liten.

Prosjektet Lyse-Støleheia er i en tidlig fase og konsesjonssøknad sendes våren 2013. Våre analyser tyder imidlertid på at de markedsmessige konsekvensene for kablene er relativt små ved intakt nett dersom dette prosjektet blir forsinket.

Oppgraderingen av strekningen Sauda-Samnanger vil fullføres etter at Englandsforbindelsen er satt i drift. Det vil imidlertid som i dag bli nødvendig å ha et anmeldingsområde nord for Sauda. Dette innebærer at markedet vil håndtere begrensninger i nettet som følge av ombyggingen. Det igjen betyr at det trolig ikke vil være behov for reduksjon av handelskapasiteten på kabelen.

Det vil også kunne oppstå forhold i overføringsnettet som tilsier at kapasiteten må begrenses av hensyn til driften av det norske systemet som vi ikke kjenner til i dag. En mulig kilde er revisjoner, og den økonomiske konsekvensen vil være situasjonsavhengig. Utover det vi allerede har tatt hensyn til av revisjoner i våre beregninger, forventer vi ikke store negative økonomiske konsekvenser over tid.

I Tyskland er de nødvendige tiltakene identifisert og er en del av det eksisterende planverket for utviklingen av nettet. Det er likevel en risiko for at oppgraderingene ikke blir ferdigstilt som planlagt til 2022. Dette vil kunne få en negativ økonomisk konsekvens. Vi har tidligere sjablongmessig vurdert et mulig tap på 5-10 % av årlige flaskehalsinntekter pr år. Det vil si få fall kunne bety redusert flaskehalsinntekt for Norge i størrelsesorden 4 – 8 Mill EUR per år.

Men hvorvidt nytten blir dratt i positiv eller negativ retning er avhengig av hvordan flaskehalsene blir håndtert og hvor omfattende forsinkelsene er. De to vanligste måtene å håndtere flaskehals på er bruk av prisområder og motkjøp (spesialregulering). Den tyske regulatoren har så langt slått fast at det ikke er riktig å innføre prisområder i Tyskland, og at motkjøp er å foretrekke. Det betyr at frem til de nødvendige nettforstrekingene er på plass i 2022, vil forbindelsen kunne bli nedregulert i perioder, spesielt i tilfeller med for mye kraftproduksjon i Nord-Tyskland. I ytterste konsekvens kan imidlertid Tyskland bli tvunget til å innføre prisområder for å håndtere de store flaskehalsene. En studie gjennomført av universitetet i Aachen konkluderer med at dersom det skulle innføres prisområder i Tyskland, vil flaskehalsinntektene til den planlagte overføringsforbindelsen øke. Dette henger sammen med at ved innføring av prisområder vil kraftprisene i Nord-Tyskland i større grad bli korrelert med vindkraftproduksjonen, noe som vil bidra til å øke prisvolatiliteten.

Også det britiske sentralnettet vil gjennomgå omfattende forsterkninger, både på land og på sokkelen, for å få kapasitet nok til å kunne håndtere de store mengdene ny fornybar kraftproduksjon som trenger nettilknytning og markedsadgang i årene som kommer. I Storbritannia er imidlertid systemet innrettet slik at TSO-en garanterer begrensingsfri tilknytning til sentralnettet fra en bestemt dato. Dersom garantien ikke innfris, blir kabeleierne kompensert for det tapet de lider. Derfor har vi ikke foretatt en reduksjon av forventede flaskehalsinntekter fra Englandskabelen.

8.3 Usikkerhet i øvrige handelsløsninger

Handelskapasiteten i de to forbindelsene kan brukes på flere måter. Det vanligste i Norge er å gi kapasiteten til spotmarkedet og selge den ved implisitt auksjon. Andre bruksmåter er intradaghandel, handel med reserver og langsiktige transmisjonsrettigheter. Et bærende prinsipp for Statnett er at man søker de handelsløsninger som gir et størst mulig samfunnsøkonomisk overskudd. I tillegg blir økningen i tariffgrunnlaget lavere jo mer driftsinntekter forbindelsen klarer å skape.

Avvik fra bruk av kapasiteten til ordinær spothandel gjøres primært med en begrunnelse i at det vil være mer lønnsomt eller ha andre vesentlige fordeler. Et viktig poeng er at handel med flere produkter (spothandel, reservehandel og inntekter fra kapasitetsmekanismer) bidrar til redusert usikkerhet i prosjektene fordi det vil variere over tid og etter situasjon hvilket av produktene som er mest lønnsomt. Å kunne benytte flere produkter vil derfor gi høyere og mer stabile inntekter over tid. Hvis kapasiteten kun benyttes til spothandel, og ikke som beskrevet, vil lønnsomheten reduseres med 2 700 MNOK for Tyskland og 2 600 MNOK for England.

Under beskrives usikkerheten forbundet med de forutsetninger som er gjort for handelsløsninger. Vesentlige avvik i handelsløsninger fra det vi forventer nå vil bli fanget opp i analysene før den endelige investeringsbeslutningen i 2014.

8.3.1 Langsiktige transmisjonsrettigheter

I henhold til europeiske retningslinjer skal alle aktører i de europeiske elektrisitetsmarkedene ha tilstrekkelige muligheter til risikosikring mellom budområder. Dersom det ikke allerede finnes likvide finansielle markeder for sikring mellom budområder, sier «Framework Guideline for Capacity Allocation and Congestion Management» at systemoperatørene skal pålegges å tilby langsiktige transmisjonsrettigheter («LTR»). ENTSO-E mener at det bør være et unntak som sikrer at Statnett ikke blir pålagt å utstede LTR, men det er EUs medlemsland som endelig skal beslutte det bindende regelverket. På nåværende tidspunkt kjenner vi ikke utfallet av saken, og det foreligger således en viss risiko for at Statnett blir pålagt å utstede langsiktige transmisjonsrettigheter. Det er imidlertid uklart hvor lange kontrakter et slikt pålegg kan omfatte, men det er lite sannsynlig at de vil være vesentlig lengre enn ett eller to år.

Hvis det skjer, eller vi selv velger å innføre LTR, vil dette kunne gi noen andre fordelingsvirkninger av nyttegevinstene enn det vi har lagt til grunn. Flaskehalsinntektene vil kunne bli noe lavere, mens andre aktører vil kunne øke sine inntekter. Bruk av LTR vil på den andre siden kunne gi mer stabile inntekter og dermed være av betydning for finansieringskostnadene. Statnett har tradisjonelt solgt all kapasitet i spotmarkedet med begrunnelse i at vi ikke trenger å selge kapasitet på forhånd av hensyn til finansieringen, samt at vi har

virkemidler som gjør oss i stand til å fordele tariffvirkningene av kortsiktige svingninger i flaskehalsinntektene over lengre perioder.

Det er ikke ønskelig å utelukke muligheten for at salg av transmisjonsrettigheter kan være hensiktsmessig i framtiden. For å ivareta denne muligheten er det åpnet opp for at partene kan selge flaskehalsinntekten gjennom finansielle- og fysiske transmisjonsrettigheter. Dersom partene har ulike preferanser med hensyn til et eventuelt slikt salg, kan hver part selv bestemme for sin andel av den kapasiteten som er forbeholdt energimarkedet. Statnett har i den forbindelse vurdert partenes incentiver og effektiviteten i flyten, og en slik løsning er ikke funnet å gi uheldige konsekvenser for den samfunnsøkonomiske verdien av kablene.

8.3.2 Handel med reserver

Statnett legger til grunn at vi får bruke deler av kapasiteten til å handle med reserver. Dette gjøres under en forutsetning om at det gir en merverdi utover det å bruke kapasiteten til spothandel. Siden ikke alle nødvendige myndighetstillatelse foreligger på nåværende tidspunkt, er det en risiko for at handel med reserver ikke vil være mulig. Det europeiske regelverket beskriver adgangen til å handle med reserver. Hovedregelen er at utvekslingskapasitet skal stilles tilgjengelig til spotmarkedet. Imidlertid er det gjort unntak for når det kan dokumenteres at reservasjon gir økt samfunnsøkonomisk overskudd. Den økonomiske konsekvensen av at det ikke handles med reserver er at beregnet lønnsomhet faller med 850 MNOK for Tyskland og 750 MNOK for England.

Det er også usikkerhet knyttet til selve verdianslaget for handel med reserver. Det skyldes at dagens produkter for balansetjenester ikke er direkte sammenlignbare, fordi markedene for disse tjenestene er umodne, og fordi man ikke har gode modeller til å simulere disse markedene. Våre anslag baserer seg derfor i stor grad på empiriske analyser sammen med kunnskap om teoretiske sammenhenger. I tillegg har vi benyttet kraftmarkedsmodeller.

Våre estimater baserer seg på at opptil 300 MW skal kunne brukes til handel med reserver.

8.3.3 Kapasitetsmarkeder

Basisestimatene for spothandelsnyttan legger til grunn at kapasitetsmarkeder blir innført i både Tyskland og Storbritannia. Dette har som førsteordenseffekt at inntektene fra kablene blir lavere enn om slike mekanismer ikke innføres. Statnett legger til grunn at kablernes bidrag til de andre landenes forsyningssikkerhet blir kompensert.

Vi har lagt til grunn at begge kablene skaper en årlig inntekt på 30 Mill EUR fra kapasitetsmarkeder (6.2.4). Det er forutsatt at disse inntektene deles likt mellom kabeleierne. Estimaten er lagt inn som en del av det økonomiske fundamentet for regnestykkene som presenteres i denne søknaden. Da det er knyttet stor usikkerhet til mange forhold rundt slike markeder er det også stor usikkerhet knyttet til estimatene.

8.3.4 Ramping

Restriksjoner på hvor mye en kan rampe kablene ut av det nordiske synkronområdet er nødvendig av hensyn til driftssikkerheten, men reduserer nytten av hver kabel. Med flere kabler inn i det nordiske systemet, er det viktig å se på mulige forbedringer av rampingreglene for å redusere konsekvensene av driftsmessige restriksjoner.

Dagens nordiske regler for ramping, som tillater flytendringer på 600 MW/time per mellomlandsforbindelse, innebærer at det vil ta i underkant av fem timer å reversere flyten på en kabel på 1400 MW. Statnett arbeider allerede for å få endret rampingregimet før Skagerrak 4 idriftsettes. Dersom vi lykkes med dette, vil kontinuerlig ramping være på plass før de planlagte forbindelsene til Tyskland og Storbritannia settes i drift. Får vi innført kontinuerlig ramping legger Statnett til grunn at flyten vil kunne endres med 1000 MW/time.

Innføring av kontinuerlig ramping vil innebære en endring fra dagens praksis, med ramping kun 10 minutter før og etter timeskift, totalt 20 minutter per time. Kontinuerlig ramping vil kreve en endring av den nordiske systemdriftsavtalen. Nordiske TSOer og andre berørte TSOer i CWE-området har igangsatt et arbeid for å få

innført kontinuerlig ramping. I følge arbeidsplanen skal nødvendige endringer i systemdriftsavtalene i Norden og Sentral-Europa godkjennes av de regionale driftskomiteene.

Å forkorte tiden det tar å reversere flyten vil prinsipielt føre til økte handelsinntekter fra forbindelsen. Basisestimatet forutsetter 1000 MW/time, men dersom dette ikke blir oppfylt vil lønnsomheten kunne bli redusert. Hvor mye vil være avhengig av prisforskjellene i det aktuelle tidsrommet og hvor fort flyten faktisk kan snus. I timene med ramping er prisforskjellene systematisk mindre enn ellers, men nytte tapet kan likevel bli betydelig ved lang rampingperiode.

Våre analyser indikerer at tapet ved at kablene ikke kan snu flyten umiddelbart tilsvarer omtrent 1 % av flaskehalsinntektene, dette er inkludert i gjeldende estimater. Ytterligere inntektstap ved rampingrate på 600 MW/time er omtrent 1 % for England og 2 % for Tyskland. Hvis flyten snus basert på 400 MW/h, blir det totale tapet i flaskehalsinntekter i størrelsesorden henholdsvis 3,6 % for England og 7,1 % for Tyskland. Årsaken til at de markedsmessige konsekvensene ved ikke-kontinuerlig ramping er større for Tyskland, kan trolig knyttes til varighetskurvene for kraftprisene og tilhørende kraftflyt. Over forbindelsen til England forventer vi mer ensidig kraftflyt, og dermed mindre behov for ramping, som følge av forventninger om høyere kraftpriser der.

Avtalt arbeid med rampingregimet

I begge prosjektene er partene enige om å jobbe for en god rampingløsning. Nordiske TSOer og andre berørte TSOer i CWE-området har igangsatt et arbeid for å få innført kontinuerlig ramping. Det er nødvendig å endre systemdriftsavtalene i Norden og i Sentral-Europa, og endringene må godkjennes av de regionale driftskomiteene.

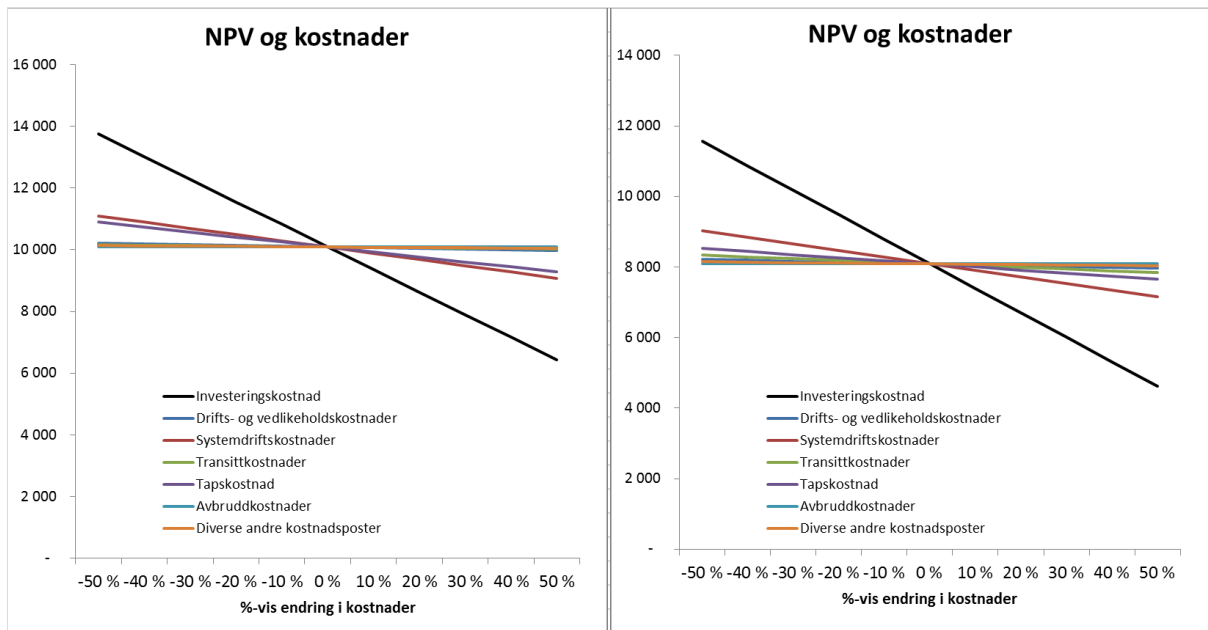
Det vil inngås en avtale om rampingregimet i hvert av prosjektene før investeringsbeslutning.

8.3.5 Flytbasert markedsklarering

Statnett analyserer og vurderer muligheten for innføring av en flytbasert markedsklarering. En overgang til flytbasert markedsklarering i Norden kan potensielt få konsekvenser for lønnsomheten av nye kabelforbindelser ved at kapasiteten i det nordiske kraftnettet styrkes. Dette arbeidet er på et svært tidlig stadium slik at det per i dag ikke er mulig å utdype hvordan en eventuell innføring vil påvirke kabelforbindelsene.

8.4 Usikkerhet i kostnadsestimat

Det er knyttet usikkerhet til forutsetningene for kostnadsestimatene. Figuren under viser den generelle sammenhengen mellom % -vise varige endringer i årlige kostnader og endring i beregnet nåverdi. Figuren viser også at det er investeringskostnadene (inkludert innenlandske nettforsterkninger) som er den eneste kostnadsposten av vesentlig betydning.



Figur 6: Sammenhengen mellom varige prosentvise endringer i kostnader og nåverdi for Tyskland (venstre) og England (høyre)

Under belyses usikkerheten i de ulike kostnadselementene nærmere.

8.4.1 Investeringskostnader kabel, ledning og landanlegg

Resultatet fra kostnadsestimeringen for Tyskland viser et basisestimat uten byggelånsrenter på 10 800 MNOK, og et påslag for usikkerhet på om lag 1 800 MNOK. Forventet investeringskostnad for kabel, ledning og landanlegg er da 12 600 MNOK (Statnetts andel er 50 %). Forventet kostnadsramme (P85, den kostnaden prosjektet med 85 % sannsynlighet er innenfor) er 15 200 MNOK. Usikkerheten ligger i intervallet +/- 25 %. Kostnader ved innenlandske nettførsterkninger er ikke inkludert i disse tallene.

For England er basisestimatet (uten byggelånsrenter) estimert til om lag 12 000 MNOK og påslaget for usikkerhet til 1 700 MNOK. Totalt gir dette et anslag på 13 700 MNOK (Statnetts andel er 50 %). P85 er omtrent 16 300, og usikkerhetsanalysen konkluderer med et intervall på usikkerheten på omtrent +/- 25 %. Kostnader ved innenlandske forsterkninger kommer i tillegg.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved endringer i investeringskostnader er vist i tabellen under. Alle tall i MNOK og nåverdi.

Situasjon	Tyskland 2018	England 2020
Forventet (P50)	10 100	8 100
Reduksjon på 25 %	11 450	9 500
Økning på 25 %	8 650	6 700
P85	8 900	6 900

Tabell 9: Nåverdien av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten som funksjon av endringer i investeringskostnader. Alle tall i MNOK.

Under diskuteres de ulike forutsetningene som ligger til grunn for investeringskostnadene.

Endringer i prosjektenes omfang, teknisk løsning og ekstremhendelser

Investeringskostnadene er estimert etter Statnetts retningslinjer for kostnadsestimering hvor det er gjennomført usikkerhetsanalyse av basisestimatene. Selv om det er gjennomført en grundig usikkerhetsanalyse omfatter den ikke alle tenkelige fremtidige hendelser. Usikkerhetsanalysen omfatter blant annet ikke vesentlige endringer i tekniske løsninger eller endringer i prosjektenes omfang. Hendelser med liten sannsynlighet og stor konsekvens (ekstremhendelser) er heller ikke inkludert i analysen. Det betyr at endringer i prosjektets tekniske løsninger og omfang samt ekstremhendelser vil kunne være årsaker til endringer i investeringskostnadene.

Anskaffelse av kabel og omformerstasjon

Leverandørmarkedet for kabel og omformerstasjon er preget av få tilbydere og mange konkurrerende prosjekter. En markedssituasjon som avviker fra det som vi har lagt til grunn vil i noen grad kunne endre kostnadsestimatet.

Utsendelse av forespørselsdokumenter vil være viktig for å finne ut om prosjektene lar seg gjennomføre med den tidsplan og det kostnadsestimatet som er lagt til grunn. Skulle det vise seg at det ikke lar seg gjøre og det for eksempel medfører flere års utsettelse eller flere års lengre byggetid, så vil dette medføre så store endringer i prosjektene at det må håndteres særskilt. Eventuelle endringer i prosjektene vil bli fanget opp og vurdert i den samfunnsøkonomiske analysen ved investeringsbeslutning.

Fremdriftsplan

Kostnadsestimatet forutsetter investeringsbeslutning medio 2014 og idriftsettelse i slutten av 2018 for Tysklandsprosjektet og tilsvarende 2020 for Englandsprosjektet, og at prosjektene forøvrig gjennomføres i henhold til planlagt framdrift. Usikkerheten forbundet med tidsplanen for prosjektene er primært relatert til leverandørkapasitet. Kostnader forbundet med endringer i tidsplanen er inkludert i usikkerhetsanalysen, og dermed i forventet investeringskostnad. Framdriftsplanene forutsetter at nødvendige konsesjoner tildeles i tide og at leverandørmarkedet kan levere de tjenester som er nødvendig. Eventuelle ekstraordinære merkostnader for å opprettholde planlagt fremdrift ved uforutsette forsinkelser er ikke inkludert i kostnadsestimatet.

Valuta og råvarepriser

Fram til 2014 har analysen hensyntatt usikkerhet i metaller og valuta. Valutakurser og råvarepriser skal sikres i henhold til Statnetts praksis ved inngåelse av leverandørkontrakter umiddelbart etter investeringsbeslutning som er planlagt medio 2014.

Prosjektene er således eksponert for endringer i valutakurs mot den valutaen kostnadene oppstår i, særlig mot dollar og euro. En appresiering av norske kroner vil kunne gi reduserte investeringskostnader som følge av at våre kostnader målt i norske kroner reduseres. Motsatt vil en depresiering av norske kroner kunne gi dyrere innkjøp målt i norske kroner.

Metallkostnader utgjør omtrent 20 % - 30 % av kabelkostnadene og 50 % av dette igjen er kobber og bly. Særlig kobber har vært volatil de senere år, i løpet av de to siste årene har kobberprisen svingt mellom 6 000 – 10 000 USD/tonn, og ligger i dag på omtrent 8 000 USD/tonn. Frem til sikring av råvareprisene medio 2014 er prosjektene eksponert mot endringer i disse. I usikkerhetsanalysen er +/- 25 % lagt til grunn.

8.4.2 Uforutsette innenlandske nettinvesteringer

Det kan oppstå behov for ytterligere investeringer i det norske nettet som vi per i dag ikke har identifisert. Den økonomiske konsekvensen vil tilsvare nåverdien av den nettokostnaden som da vil måtte allokere til prosjektene i tråd med de prinsipper som er beskrevet tidligere. Sannsynligheten for dette tilfellet anses som liten sett i lys av det grundige arbeidet som er gjort med analyser av nettsituasjon i Norge, og de omfattende oppgraderingsplanene som er besluttet.

Kostnader for Sauda-Samnanger er inkludert i lønnsomhetsberegningene til Englandsprosjektet. Sauda-Samnanger er i en særlig tidlig fase hvor behovet er under utredning. Et eventuelt redusert behov for dette tiltaket, eksempelvis som følge av innføring av flytbasert markedskobling, vil øke den beregnede lønnsomheten

av forbindelsen. Det kan skyldes at prosjektet gjennomføres senere enn det som er lagt til grunn eller at nettokostnaden blir lavere enn forventet.

Selve nivået på de allokerte kostnadene fra innenlandske nettførsterkninger er også beheftet med usikkerhet. Estimatenes er basert på forventningsverdier da flere av prosjektene er i en tidlig fase. Disse har imidlertid vært underlagt egne usikkerhetsanalyser. Videre vil det være en vurdering hvilken fordeling som skal gjøres mellom forsert reinvestering, medgåtte kostnader og det som er relatert til kapasitetsøkninger som følge av forbindelsen (dette gjelder i hovedsak for Vestre korridor trinn 1).

8.4.3 Transitkostnader (Inter TSO Compensation - ITC)

Fremtidig utforming av ITC-regimet i Europa vil kunne påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i positiv eller negativ retning. Den største risikoen er forbundet med en eventuell økning av ordningens omfang. Det vil kunne påføre Norge en vesentlig merkostnad. Mot Tyskland er risikoen redusert gjennom avtalefestet enighet om deling av kostnader og inntekter som skyldes flyt på Tysklandskabelen.

Det er krevende å vurdere hvordan ITC-oppgjøret vil bli påvirket som følge av en ny kabel. Det er flere grunner til dette:

- 1) Det er usikkert hvor omfattende den europeiske ITC-ordningen vil bli i fremtiden. Det foregår nå en prosess for å evaluere omfanget av kapitalkompensasjon. En konsulentrapport utarbeidet av Consentec på oppdrag fra ACER foreslår en betydelig økning i kompensasjon for kapitalkostnader, opptil 1500 Mill EUR/år.
- 2) Det er usikkert hvordan handelen i hele Europa vil utvikle seg. Økt handel totalt vil isolert sett tilsi at den norske kostnaden reduseres, da ordningen er et spleiselag for alle som er netto eksportører eller importører, målt time for time.
- 3) Det er usikkert hvordan flyten blir på den nye kabelen og hvordan den vil samspille med flyt på de andre kablene.

ACER har nylig uttalt et ønske ovenfor kommisjonen om å begrense fondet til eksisterende infrastruktur og at det deretter bør fases ut og erstattes med en modell som deler investeringskostnader basert på nytteberegninger. Dette skal revurderes i 2015.

8.4.4 Systemdriftskostnader

Systemdriftskostnadene anses som usikre med tanke på at fremtidig behov og prisnivå er utfordrende å estimere. Selv om utfallsrommet for systemdriftskostnader kan være relativt stort, er nivået på kostnadene av en slik størrelse at usikkerhetens betydning er relativt liten.

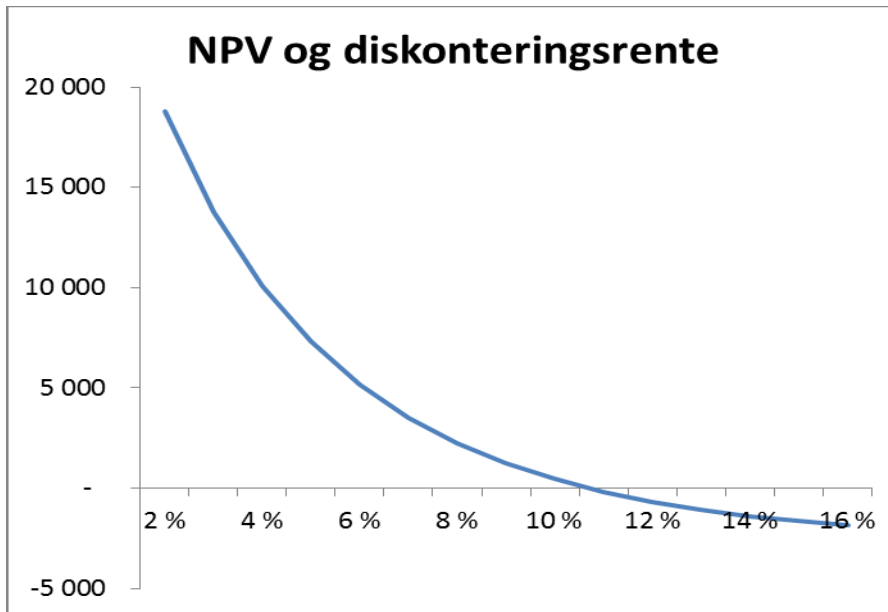
8.5 Diskonteringsrente

Valg av diskonteringsrente har stor betydning for den beregnede lønnsomheten, og prosjektenes følsomhet bør testes gjennom sensitiviteter. Tidligere vurderinger gjort i tilknytning til blant annet NorNed og NSI anbefalte en høyere diskonteringsrente. Årsakene til det relativt sett høyere anslaget enn vi bruker, er flere, men de viktigste er relatert til vurderinger av realrente og hva som er et rimelig påslag for systematisk usikkerhet.

Realrenten er i dag på et historisk lavt nivå, og de fleste gjeldende anslag på denne størrelsen er i størrelsesorden 2,0 % - 2,5 %. Nivået på risikopåslaget drives av hva som er et passende anslag for systematisk risiko og fremtidig avkastning på en referanseportefølje. Tidligere analyser Statnett har fått gjennomført har konkludert med et risikopåslag i intervallet 2,5 % - 3,5 % for nettinvesteringer, inkludert mellomlandsforbindelser, mens NOU 2012:16 anbefaler en risikopremie på 1,5 % for et normalt offentlig prosjekt.

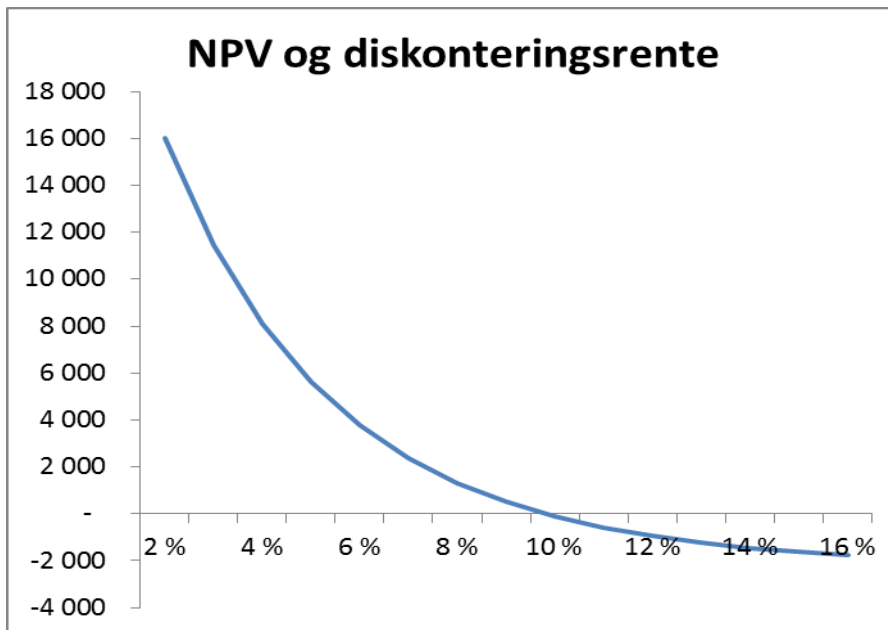
Med dette utgangspunkt er et rimelig intervall på diskonteringsrenten i intervallet 4 % - 6 %. Det gir en lønnsomhet i størrelsesorden 5 150 MNOK til 10 100 MNOK for kabelen til Tyskland. Prosjektets beregnede internrente er ca. 11 %, så prosjektet er robust i forhold til rimelige nivåer for diskonteringsrente. Internrente

kan forstås som avkastningen til den kapitalen som til enhver tid er bundet i prosjektet. Internrenten er den diskonteringsrenten som gir null i nåverdi.



Figur 7: Sammenhengen mellom beregnet nåverdi (MNOK) og valg av diskonteringsrente for Tyskland.

For England gir en diskonteringsrente i intervallet 4 % - 6 % lønnsomhet i størrelsesorden 3 750 MNOK til 8 100 MNOK. Prosjektets beregnede internrente er ca. 10 %, så prosjektet er robust i forhold til rimelige nivåer for diskonteringsrente.



Figur 8: Sammenhengen mellom beregnet nåverdi (MNOK) og valg av diskonteringsrente for England.

8.6 Idriftsettelse

Utsatt idriftsettelse vil redusere lønnsomheten i prosjektene, mens tidligere oppstart enn planlagt vil kunne øke lønnsomheten. Om forsinkelsen eller fremskyndelsen også medfører endringer i kostnadsnivået vil måtte avveies mot fordelene en tidlig idriftsettelse gir.

Begge prosjektene planlegger med inngåelse av leverandørkontrakter medio 2014 og idriftsettelse av Tysklandskabelen planlegges i 2018 og av Englandskabelen i 2020. Planlagt fremdrift er betinget av at nødvendige konsesjoner tildeles i tide samt at leverandørmarkedet kan levere de produkter prosjektene trenger til rett tid. I tillegg kan andre forhold, både i Norge og hos partnerne, kunne forsinke idriftsettelsen, men en mer detaljert gjennomgang av mulige årsaker presenteres ikke her. Prosjektene opererer med vanlige prinsipper for risikostyring i forhold til framdrift. Grundige risikovurderinger og usikkerhetsanalyser av gjennomføringsplanene vil etableres før det fattes investeringsbeslutninger.

En forenklet beregning indikerer at ett års forsinkelse innebærer en tapt nåverdi på ca. 550 – 650 MNOK for hvert av prosjektene dersom øvrige kostnader ikke endres vesentlig. Dersom det besluttes å iverksette tiltak for å opprettholde fremdriftsplanen, vil dette kunne få kostnadskonsekvenser som ikke er inkludert i den forenklete beregningen over.

8.7 Analysehorisont, levetid og restverdi

Forbindelsene forventes å ha lang levetid, muligens også over 40 år som er forutsatt. Effekten av endret levetid på lønnsomheten vil være som følger (uten andre vesentlige endringer i kostnader eller inntekter):

- Hvis levetiden blir over 40 år, undervurderes lønnsomheten
- Hvis levetiden blir kortere enn 40 år, overvurderes lønnsomheten

Det finnes få empiriske observasjoner av levetiden av kabelforbindelser av denne typen, men erfaringer fra Skagerrakforbindelsen indikerer at den tekniske levetiden er høyere enn 40 år. Forventet gjenværende levetid på de eldste Skagerrak-kablene er vesentlig, slik at deres totale levetid trolig blir mer enn 50 år. Den økonomiske konsekvensen av dette inntreffer først langt ut i tid, og det er også et spørsmål om behovet for reinvesteringer skal inkluderes. Dersom anlegget viser seg å kunne leve i 45-50 år før vesentlige reinvesteringer

må gjøres, og analysehorisonten økes tilsvarende, øker lønnsomheten for Tyskland med 800 MNOK - 1 500 MNOK. Tilsvarende tall for England er 700 MNOK – 1300 MNOK.

Restverdien som er beregnet er basert på en enkel tilnærming, og er et uttrykk for nåverdien av den bokførte verdien av de innenlandske nettførsterkningene. I praksis vil restverdien av disse anleggene være større, jfr. blant annet diskusjonen om realopsjoner og verdien av ledig kapasitet som kan brukes til andre formål. Videre vil metallet i sjøkablene kunne ha en restverdi som det kan være lønnsomt å hente opp og selge dersom kablene skal fjernes eller reinvesteres. Verdien av dette er ikke beregnet. Her må kostnadene ved fjerning av kablene eventuelt trekkes fra.

8.8 Overføringskapasitet

Når det gjelder handelskapasitet er det i de økonomiske analysene lagt til grunn 1400 MW på sendersiden av forbindelsene for begge prosjektene. For Tysklandsprosjektet blir trolig kapasiteten definert på mottakersiden. Det innebærer en økonomisk gevinst tilsvarende den økte handelskapasiteten som blir gjort tilgjengelig.

8.9 Nedsidescenario

Sensitivitetene beskrevet ovenfor beskriver den økonomiske konsekvensen hvis kun én faktor endres om gangen. For å få en bedre beskrivelse av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten når flere samtidige negative hendelser inntreffer, har vi laget et nedsidescenario. Dette er ikke et uttrykk for hva vi anser som verst tenkelig utfallsrom, men heller et mulig fremtidsbilde som kan gi en lav samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Med utgangspunkt i tidligere vurderinger har vi konstruert følgende nedsidescenario:

- Lave inntekter fra spothandel (jfr. tidligere omtale)
- Ingen inntekter fra handel med reserver
- Ingen inntekter fra deltagelse i kapasitetsmekanismer
- Høyere investeringskostnader (P85) på sjøkabel og omformerstasjon
- Redusert levetid/analysehorisont til 30 år.

Beregnet samfunnsøkonomisk lønnsomhet for prosjektet til Tyskland er i dette scenarioet omtrent 1 000 MNOK. I tillegg kommer da konsekvensene av ikke-prissatte virkninger.

Beregnet lønnsomhet for England i dette scenarioet blir negativ med omtrent 300 MNOK ved en diskonteringsrente på 4 %. Siden man i dette scenarioet tar høyde for veldig mye usikkerhet i prosjektets kontantstrømmer, kan det argumenteres for at det ville vært rimelig å bruke en diskonteringsrente som er nærmere den risikofrie realrente for å unngå «dobbeltkorreksjon» av usikkerheten. Internrenten før restverdi er omtrent lik 3 %, altså over risikofri realrente. I tillegg kommer da konsekvensene av ikke-prissatte virkninger. I dette scenarioet er kraftbalansen i Norden strammere og kablens betydning for forsynings sikkerheten vil relativt sett være større.

Vi har tidligere diskutert at kostnadsanslagene for innenlandske nettførsterkninger er usikre, og økte kostnader her vil kunne redusere lønnsomheten ytterligere. Det samme gjelder for forsinkelser i Vestre korridor og eventuelle ytterligere reduksjoner i handelskapasiteten.

8.10 Oppsidescenario

På samme måte som i forrige kapittel, er det interessant å beskrive de økonomiske konsekvensene av et scenario som omhandler flere positive samtidige hendelser. Scenarioet er ikke å anses som beste tenkelige utfallsrom, men heller en mulig fremtid som gir høy lønnsomhet.

- Høyere inntekter (jfr. tidligere omtale)
- Levetid og analysehorisont: 50 år

Dette gir en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på ca. 18 600 MNOK for prosjektet til Tyskland og på ca. 16 250 MNOK for England hvis øvrige forutsetninger holdes uendret.

8.11 Oppsummering usikkerhetsanalyse

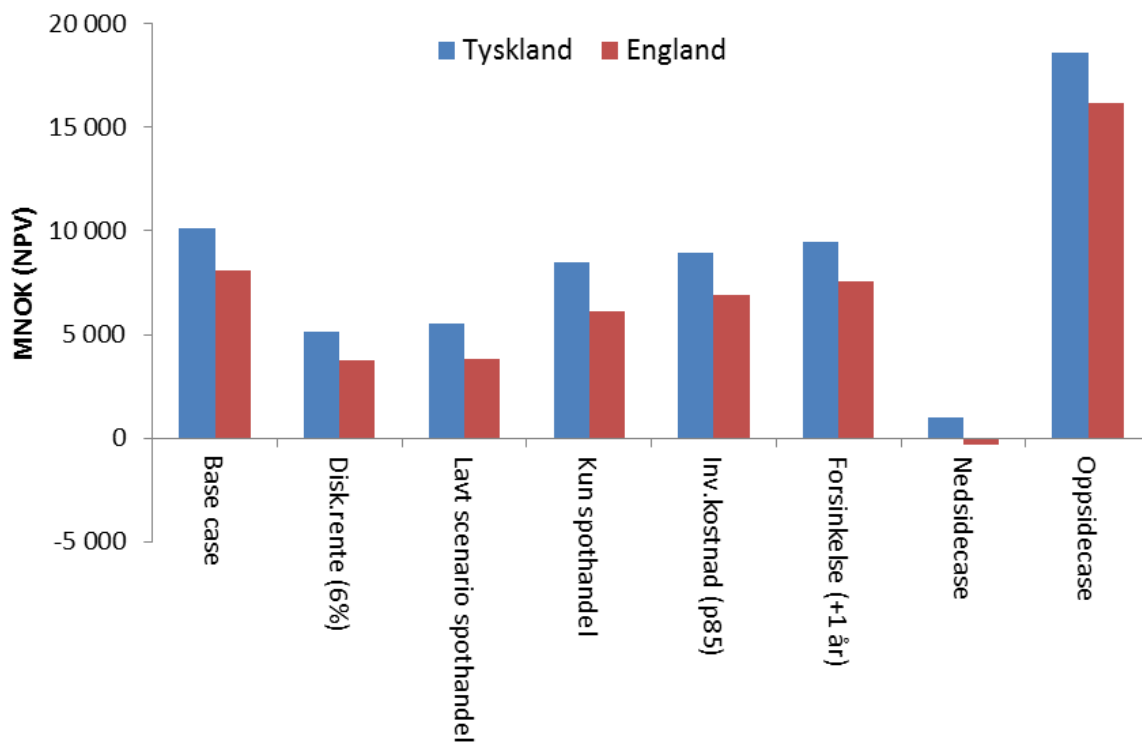
På bakgrunn av den foregående usikkerhetsanalysen fremstår begge prosjektene som robust samfunnsøkonomisk lønnsomme for Norge. Gjennomgangen av utfallsrommet for inntekter fra spothandel viser at kablene har høye inntekter i et bredt spekter av fremtidige utviklingstrekk. Den negative sammenhengen mellom endringer i flaskehalsinntekter og konsument-/produsentoverskudd understreker dette poenget.

Videre viser analysene at prosjektene er samfunnsøkonomisk lønnsomme også hvis kapasiteten kun benyttes til spothandel. Lønnsomheten blir imidlertid mindre robust.

På kostnadssiden er det særlig investeringskostnadene i kabel og omformer samt de innenlandske nettførsterkningene som påvirker lønnsomheten. Vår usikkerhetsanalyse av investeringskostnaden i selve kabelen og omformerstasjonen tyder også på at lønnsomheten er robust. Forsinkelser i arbeidet med Vestre korridor kan medføre at vi vil erfare mer omfattende reduksjoner i handelskapasiteten enn vi har lagt til grunn, men den økonomiske konsekvensen av dette fremstår som relativt liten sammenlignet med prosjektenes samlede lønnsomhet. De to kabelprosjektene ville fremstått som lønnsomme selv dersom alle kostnadene for Vestre korridor ble henført kabelprosjektene.

Vi har også sett på hvilke situasjoner som kan gi både lav og høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Selv i situasjonen der vi tar hensyn til flere negative hendelser samtidig, fremstår ikke prosjektene som tydelig ulønnsomme for det norske samfunnet. Prosjektene fremstår også som lønnsomme med tanke på valg av diskonteringsrente.

I tillegg til at nåverdien er høy er også prosjektenes internrente høy og tilbakebetalingstiden kort til å være infrastrukturprosjekt med lang levetid.



Figur 9: Oppsummering av usikkerhetsanalysen.

Del IV VEDLEGG

1 SAMFUNNSØKONOMI – METODE OG FORUTSETNINGER

1.1 Samfunnsøkonomisk metode

De planlagte forbindelsene er investeringer i ny handelskapasitet mellom ulike markedsområder. Den fysiske utnyttelsen av forbindelsene vil bli styrt av velfungerende kraftmarkeder i hver ende av kablene. Utviklingen av det europeiske regelverket (eng: «codes») vil bidra til like og effektive handelsløsninger på tvers av Europa. Vår vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten kan dermed ta utgangspunkt i samme rammeverk som Statnett benytter ved analyser av investeringer i det norske/nordiske nettet, og som vi har brukt for NorNed og SK4.

En nettinvestering er samfunnsøkonomisk lønnsom dersom nyttegevinster som følger av økt overføringskapasitet er større enn investeringskostnader og økningen i variable kostnader (inkludert miljøkostnader).

Beregningene er avgrenset til virkninger på norsk samfunnsøkonomi, altså er virkninger for utenlandske aktører i utgangspunktet holdt utenfor. Markedsanalysen viser likevel noen konsekvenser for øvrige nordiske land. Analysene er også avgrenset til å se på virkninger i kraftsystemet.

Lønnsomhetsvurderingene bygger på utredninger gjort av Statnett med støtte fra eksterne miljøer.

I beregning av samfunnsøkonomisk lønnsomhet tas det utgangspunkt i reelle størrelser og både prissatte og ikke-prissatte virkninger skal vurderes. Alle positive og negative effekter tallfestes i kroner så langt det lar seg gjøre. Dette er basert på prinsippet om at en konsekvens er verdt det befolkningen til sammen er villig til å betale for å oppnå den. Dersom betalingsvilligheten for alle tiltakets nyttevirksomheter er større enn summen av kostnadene, defineres tiltaket som samfunnsøkonomisk lønnsomt (NOU 2009: 16).



Figur 10: Skjematisk fremstilling av vår tilnærming til den samfunnsøkonomiske analysen.

De prissatte virkningene er:

- Investeringskostnader for sjøkabel, landkabel, ledning, stasjonsanlegg og prosjektutvikling
- Reinvesteringer i stasjonsanlegg for komponenter med kortere levertid enn analysehorisonten
- Investeringskostnader for innenlandske nettførsterkninger
- Drift- og vedlikeholdskostnader for kabel, ledning, landanlegg og forsikring
- Verdi av energihandel:
 - Kapasitetsinntekt mellom Norge og mottakerland
 - Overføringstap i kabel og landanlegg
 - Endring i kapasitetsinntekt på andre forbindelser
 - Endring i konsument- og produsentoverskudd
- Endring i tapskostnader i det norske overføringsnettet
- Endring i systemdriftskostnader
- Endring i transittkostnader (ITC)
- Handel med reserver
- Deltagelse i kapasitetsmekanismer

Det er ikke alle relevante virkninger som lar seg verdsette på en tilfredsstillende måte, disse kalles ikke-prissatte virkninger. Disse komponentene kan likevel være av stor betydning i forhold til den samfunnsøkonomiske vurderingen.

Meget negativ konsekvens	Stor negativ konsekvens	Middels negativ konsekvens	Liten negativ konsekvens	Ingen/ubetydelig konsekvens	Liten positiv konsekvens	Middels positiv konsekvens	Stor positiv konsekvens	Meget positiv konsekvens
----	---	--	-	0	+	++	+++	++++

Tabell 10: Konsekvensskala som er brukt for å vurdere betydningen av ikke prissatte effekter.

De ikke-prissatte virkninger er:

- Forsyningssikkerhet
- Effektivt kraftmarked
- Klima og miljø

I tillegg har vi vurdert realopsjoner. Beslutningen om gjennomføring av et tiltak bygger alltid på den informasjon som er tilgjengelig på beslutningstidspunktet, og av og til kan tiltak utformes slik at innholdet kan tilpasses dersom ny informasjon tilsier det. Opsjonen kan ha en positiv verdi ved at tiltaket fram i tid blir bedre tilpasset fremtidige nytte- og kostnadsstrømmer.

I vårt tilfelle er det ikke identifisert noen relevante realopsjoner ved å tilpasse kostnadene, men det finnes en opsjon på inntektssiden. En nettførsterkning som er nødvendig for en mellomlandsforbindelse kan øke overføringskapasiteten mer enn det som isolert sett trengs av kablet, og dermed frigjøre kapasitet til andre formål.

1.2 Generelle forutsetninger

1.2.1 Diskonteringsrente

De samfunnsøkonomiske konsekvensene av en investering i ny handelskapasitet mot utlandet er av en langsiktig karakter, både på nyttesiden og kostnadssiden. En samlet vurdering av tiltakenes virkninger krever at man kan sammenligne kostnader og nytte som påløper på ulike tidspunkt. Det lange tidsperspektivet understreker også den underliggende usikkerheten forbundet med fremtidige kostnader og inntekter.

Alle økonomiske analyser må ta hensyn til relevant usikkerhet. Normalt gjøres det ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer til et felles tidspunkt (nåverdi) der diskonteringsrenten er representert ved investeringsens avkastningskrav. Avkastningskravet skal tilsvare den avkastning den bundne kapitalen kunne fått i beste alternative bruk, og består av en risikofri rente og et påslag for risiko.

Begrepet risiko kan deles opp i systematisk og usystematisk risiko. Den usystematiske er prosjektspesifikk og håndtert ved at kontantstrømmene i størst mulig grad reflekterer forventningsverdier. Størrelsen på risikotillegget bør avhenge av samvariasjon mellom prosjektets avkastning og hvor godt det går i norsk økonomi for øvrig. Altså i hvilken grad verdien av prosjektet er konjunkturfølsomt (systematisk risiko). En positiv sammenheng øker prosjektets risiko, mens en negativ sammenheng reduserer risikoen.

Diskonteringsrenten har signifikant innvirkning på lønnsomheten samtidig som det er knyttet stor usikkerhet til hva som er riktig nivå. Det finnes flere metoder for estimering av diskonteringsrente og alle har sine egne styrker og svakheter. Til tross for dette er det likevel allmenn praksis å legge til grunn prinsippet om at en krone i morgen er mindre verdt enn en krone i dag pga. risiko og tidsaspektet.

NOU 2012:16 om samfunnsøkonomiske analyser ble publisert i oktober 2012, og den behandler valg av diskonteringsrente. Den anbefaler følgende:

- I prinsippet bør reell risikojustert kalkulasjonsrente reflektere risikofri rente og risikoen i prosjektet og således reflektere prosjektets alternativkostnad, men diskonteringsrenten til bruk i vurdering av offentlige tiltak bør imidlertid være basert på enkle regler som fanger opp de viktigste sidene ved problemstillingen.
- For offentlig forretningsdrift i direkte konkurranse med private aktører vil det være naturlig å benytte en kalkulasjonsrente som tilsvarende den som private bedrifter står overfor.
- Til bruk i samfunnsøkonomisk analyse av et normalt offentlig tiltak, som et samferdselstiltak, vil en reell risikojustert kalkulasjonsrente på 4 prosent være rimelig for virkninger de første 40 år fra analysetidspunktet.
- Utover 40 år er det rimelig å anta at man ikke kan sikre en langsiktig rente i markedet og kalkulasjonsrenten bør da settes ut fra en fallende sikkerhetsekivalent rente. For årene fra 40 til 75 år fram i tid anbefales en rente på 3 prosent. Som diskonteringsrente for årene deretter anbefales en rente på 2 prosent.

Etter en samlet vurdering anbefaler ikke utvalget etablering av flere risikoklasser med ulike risikojusterte diskonteringsrenter. For tiltak som helt klart har en lav eller negativ systematisk risiko vil det være naturlig å bruke en kalkulasjonsrente som er lavere. For tiltak som har helt klart høyere systematisk risiko vil det tilsvarende være riktig å bruke en kalkulasjonsrente som er høyere.

I tråd med proposisjonen til Stortinget om endringer i energiloven, legger vi til grunn at Statnett ikke er i direkte konkurranse med private aktører. Å bruke private aktørers bedriftsøkonomiske avkastningskrav vurderes derfor som ikke aktuelt.

Våre analyser tyder på at prosjektenes nyttegevinster har en lav positiv systematisk risiko. Den systematiske risikoen avhenger av en rekke forhold som kraftprisene i de aktuelle landene, korrelasjoner mellom de to lands nasjonalinntekt og hvor følsomme kraftprisene er for konjunkturedringer. Kabelprosjekter har en annen type systematisk risiko enn ordinære nettprosjekter og øvrige offentlige prosjekter, men ikke nødvendigvis høyere.

Kraftprisene bestemmes av grensekostnad for siste produserende enhet hver time. I et vannbasert kraftsystem tilsvarer alternativkostnaden (vannverdien) ofte verdien av å produsere kraft på et annet tidspunkt. På grunn av at den norske vannverdien er avhengig av kraftprisene i utlandet, påvirkes det norske prisnivået av konjunkturer. I Norge, som i andre land, vil derimot forbruket av elektrisitet kunne være følsomt for konjunkturrelle forhold. Økt norsk kraftbruk som en konsekvens av en konjunkturoppgang i Norge vil isolert sett normalt øke kraftprisen i Norge. I det termiske markedet bestemmes grensekostnaden ofte av råvareprisene på innsatsfaktorene i produksjonen, for eksempel kull, olje og gass. Økte brenselskostnader (særlig pga. gass og olje) vil normalt gi økte inntekter for både kablene og norsk økonomi for øvrig.

En konjunkturoppgang i Norge er som regel positivt korrelert med konjunkturoppgang hos våre handelspartnere som følge av internasjonal handel, og normalt gir en konjunkturoppgang økte kraftpriser i både Norge og hos handelspartnerne. Det er den relative endringen mellom kraftprisene i Norge og utlandet som er relevant for den systematiske risikoen. Om prisoppgangen i utlandet er større enn i Norge, vil den systematiske risikoen være positiv ved norsk eksport (da øker prisforskjellen) og negativ ved import (prisforskjell reduseres). Hvis den relative prisoppgangen i utlandet er mindre enn i Norge, vil den systematiske risikoen være negativ i eksport (prisforskjell reduseres) og positiv i import (prisforskjell øker). Dette betyr også at en balansert kraftutveksling vil trekke den systematiske risikoen mot null.

Vår vurdering er at utenlandske kraftpriser er mer følsomme for konjunkturer enn norske kraftpriser og vi ser for oss mer eksport enn import på forbindelsene. Samtidig vet vi at flaskehalsinntekter og endringer i PO/KO er negativt korrelert. Det har som konsekvens at prosjektenes samlede inntekter er mer stabile enn flaskehalsinntektene skulle tilsi. Samlet sett mener vi derfor at den systematiske risikoen er positiv, men lav.

Prosjektene har videre en høy andel faste kostnader som påløper tidlig og gjør at kostnadsnivået ikke kan tilpasses inntektsnivået på et senere tidspunkt. Inntekter og kostnader er også følsomme for utviklingen i enkelte valutakurser.

Historiske prisforskjeller mellom Norge, Tyskland, Nederland og England viser at norske kraftpriser er mindre korrelert med britiske kraftpriser enn med tyske og nederlandske. En forbindelse til England vil derfor kunne utgjøre et ukorrelert enkeltelement i kabelporteføljen som vil bidra til å redusere volatiliteten i kabelporteføljens totale lønnsomhet og derigjennom redusere den totale risikoen. På lengre sikt forventes prisdannelsen i Tyskland og England å konvergere fordi begge land blir mer avhengig av gasskraft i vårt 2030-bilde og fordi Storbritannia kobles tettere med kontinentet.

Over tid forventes det på denne bakgrunn en positiv samvariasjon mellom prosjektets inntekter og norsk økonomi som helhet. Vi mener den systematiske risikoen ikke skiller seg vesentlig fra et normalt offentlig prosjekt. Etter anbefaling fra NOU 2012:16 bruker vi en diskonteringsrente på 4 % de første 40 år og deretter 3 % ut analyseperioden. Følsomhet for valg av diskonteringsrente testes gjennom sensitiviteter.

1.2.2 Valutakurs

Prosjektene vil foreta innkjøp i utenlandsk valuta, særlig euro og dollar, mens inntekter vil oppstå i euro som senere veksles om til norske kroner. Ved estimering av investeringskostnad er aktuelle valutakurser og råvarepriser på estimeringstidspunktet lagt til grunn i basisestimater, og variasjoner av dette fanges opp i påslaget for usikkerhet. Råvarepriser og valutakurser sikres ved inngåelse av leverandørkontrakter.

Vi legger til grunn at oppgjøret for handel på forbindelsen til England skjer i euro for Norges vedkommende. Dette er imidlertid ikke avtalt på nåværende tidspunkt.

Valuta	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019->
NOK/EURO	7,39	7,52	7,66	7,81	7,96	8,1	8,1

Tabell 11: For valutakurser legger Statnett til grunn observerte terminpriser per 2. januar 2013.

1.2.3 Levetid, analyseperiode og restverdi

Forbindelsene vil som nevnt ha virkninger langt fram i tid. Forutsetninger om levetid, analyseperiode og restverdi har potensielt stor innvirkning på den beregnede samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

Vi definerer levetiden som den perioden tiltakene forventes å være i bruk. Teknologien som prosjektene legger opp til å bruke er velprøvd og det finnes rikelig med driftserfaring.

Basert på andre HVDC-kabler og prosjektenes egne designkrav legger Statnett til grunn at den tekniske levetiden og økonomiske avskrivningstid er 40 år, som er det samme som for NorNed. Ved utløpet av levetiden vil en større reinvestering bli en selvstendig beslutning med en egen samfunnsøkonomisk analyse.

For innenlandske nettinvesteringer benyttes en levetid på 70 år for ledninger og 40 år for stasjoner på aggregert nivå.

For at alle virkninger skal fanges opp bør ideelt sett levetid og analyseperiode sammenfalle. Vi setter analyseperioden til 40 år etter idriftsettelse av prosjektet. En vanlig forenkling når en beregner samfunnsøkonomiske virkninger, er å holde alle priser reelt fast gjennom analyseperioden. Det er også gjort her, med mindre annet er påpekt. Et unntak som er verdt å nevne spesifikt er nyttegevinstene fra spothandel der vi har anslag for 2020 og 2030. For årene mellom interpolerer vi størrelsene slik at realverdiene ikke er konstante i denne perioden. Etter 2030 holder vi i praksis alle vesentlige virkninger konstante ut analyseperioden (med et lite unntak for drifts- og vedlikeholdskostnadene).

Siden det er sammenfall mellom avskrivningstid og analysehorisont for kabel og omformerstasjon, blir restverdien lik null med unntak av restverdien til de innenlandske nettførsterkningene. Denne restverdien beregnes som nåverdien av den bokførte verdien av anleggene ved utløpet av analyseperioden.

1.2.4 Skatter og avgifter

Den planlagte utvidelsen i handelskapasiteten ut av Norge er av et slikt omfang sett i forhold til kraftsystemets størrelse at prisene og inntekter fra salg av kraft påvirkes. Det store innslaget av offentlig eierskap av kraftproduksjon betyr at en stor del av utbyttet ender som inntekter for offentlig sektor. Fordi vannkraftverkene utnytter lokale ressurser, mottar også vertskommunene en forholdsmessig del av ressursverdien gjennom skatter, avgifter og konsesjonskraft. Dette gjør at kraftforsyningen bidrar med betydelige verdioverføringer, ikke bare til staten, men også direkte til kommunesektoren.

I analysen har vi lagt til grunn at endringer i skatter, avgifter og utbytte er en omfordelingseffekt mellom kraftselskap, forbrukere og staten, og dette er ikke vurdert nærmere. Tiltaket finansieres ikke over statsbudsjettet, og det er på nåværende tidspunkt ikke planlagt innføring av nye skatter eller avgifter. Vi forutsetter at det ikke påløper merkostnader for innsamling av de økte skatteinntektene. Snarere kan man argumentere for at siden statens skatteinntekter øker, reduseres skattefinansieringskostnaden. Finansdepartementets veileder anbefaler å benytte en skattekostnad på 20 øre pr krone innkrevd skatt. Vi har ikke beregnet netto økt skatteinngang, og holder den positive virkningen utenfor våre analyser.

Vi forutsetter at NorNed-modellen legges til grunn ved betaling av inntektsskatt og MVA, det vil si at Statnett betaler skatt og avgifter i Norge etter norske regler. Vi forventer dermed ingen skattelekkasjer. På nåværende tidspunkt er ikke dette endelig avklart med norske og utenlandske skattemyndigheter, og det foreligger en risiko for at Statnett får driftssted i Tyskland og/eller England med de skattemessige effektene det vil få. En mulig konsekvens kan være skattelekkasje fra Norge til utlandet, noe som vil bli en samfunnsøkonomisk kostnad som ikke er inkludert i beregningene.

Eiendomsskatt er skatt betalt av verdien av fast eiendom til kommunen eiendommen ligger i. Opprinnelig skulle eiendomsskatten dekke kommunenes utgifter i tilknytning til grunneiendommer i kommunen. I dag er ofte eiendomsskatten av mer fiskal art i form av at den kan disponeres relativt fritt. Våre anlegg forventes ikke å medføre vesentlig økte kostnader hos vertskommunene. Eiendomsskatt anses dermed som en marginal omfordelingseffekt mellom nettkunder og kommune, og beskrives ikke nærmere.

Alle tall i analysene er eksklusiv MVA.

1.2.5 Eierskapsmodell

For begge prosjektene legges det til grunn at eierskapet deles 50/50 mellom Statnett (Norge) og våre utenlandske partnere, TenneT/KfW i Tyskland og NGIL i England. I praksis betyr det at direkte prosjektspesifikke kostnader deles 50/50 mellom henholdsvis Norge og Tyskland og Norge og England.

Med direkte prosjektspesifikke kostnader menes investeringskostnader i kabel og landanlegg, drifts- og vedlikeholdskostnader og tapskostnader i anlegget. Systemkostnader, kostnader ved innenlandske nettførsterkninger bak omformerstasjonen og overføringstap i de bakenforliggende nett, deles ikke. Endring i transittkostnader og – inntekter i Norge og Tyskland som følge av Tyslandskabelen skal deles 50/50 med partner, mens for Englandskabelen belastes kostnadene det enkelte land.

For inntektene legges det til grunn at flaskehalsinntekter, gevinster fra salg av reserver og inntekter fra kapasitetsmekanismer deles jevnt mellom landene. Endringer i konsument- og produsentoverskudd blir værende i Norge, mens endringer i flaskehalsinntekter på andre kabler ikke deles med partnerne i England og Tyskland, men i henhold til etablerte fordelingsnøkler.

1.2.6 Handelsløsninger

Utvikling av et felles integrert europeisk kraftmarked med tilhørende regulering gir trygghet for effektive, likvide og transparente handelsløsninger på begge sider av forbindelsene. I tillegg vil de endelige avtalte handelsløsningene mellom partnerne ha stor innvirkning på prosjektenes samfunnsøkonomiske lønnsomhet. I analysene legger vi til grunn de handelsløsningene vi søker og tror vi oppnår på nåværende tidspunkt.

Følgende handelsløsninger legges til grunn for den samfunnsøkonomiske analysen for begge forbindelser:

- All spothandel skal skje gjennom den nye markedskoblingsalgoritmen som utvikles for hele Nordvest-Europa og vi får dermed implisitt auksjon også på disse kablene
- Overføringstap på kablene inkluderes i markedsalgoritmen slik at handel kun skjer dersom prisforskjellen er minst like stor som den marginale tapskostnaden
- Opptil 300 MW kan brukes til handel med reserver under forutsetning av at den er minst like lønnsom som spothandel, og at optimeringen skjer fortløpende
- Kablene blir premiert gjennom kapasitetsmekanismer
- Rampingrestriksjoner begrenser i liten grad handelsgevinster (innebærer endring fra dagens regler).

Utnyttelsen av forbindelsene styres av kraftprisene på hver side av forbindelsen. Når forholdet mellom kraftprisene i de to områdene endres, kan også kraftflyten på forbindelsen endres. Slike endringer må ikke skje for fort av hensyn til driften av kraftsystemet. Det legges til grunn rampingrestriksjoner tilsvarende 1000 MW pr. time pr. forbindelse. Med andre ord forventes dagens regler å bli endret, og at dette skjer i god tid før idriftsettelse.

Om dette ikke skulle bli de endelige handelsløsningene, vil dette kunne få konsekvenser for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.

1.2.7 Øvrige forutsetninger

Den samfunnsøkonomiske analysen gjøres med utgangspunkt i reelle størrelser. Input til analysene er i 2012 kroner, men vi ønsker at lønnsomheten presenteres i en verdi nærmest mulig beslutningstidspunktet. For å regne om til 2013-verdier forutsetter vi at realprisene er konstante, og dermed kan regnes om ved hjelp av forventet inflasjon i 2013. SSB oppgir denne per mars 2013 til 1,5 %. Endring av nåverditidspunkt medfører at diskonteringen også endres, slik at samlet effekt av omregningen blir lik den nominelle renten i 2013. Det vil si omtrent 5,6 % (nominell rente = realrente + inflasjon + realrente*inflasjon). Alle inputstørrelser i søknaden presenteres i 2012-kroner, mens alle resultater og nåverdier er omregnet til 2013-kroner.

Kablenes energitilgjengelighet er viktig for anslag på nyttevirkninger og kostnader. Tilgjengeligheten påvirkes av planlagt vedlikehold, tekniske feil og beredskapsløsninger. Det legges til grunn at omformerstasjon er ute av drift en uke i året for vedlikehold og omtrent 20 timer på grunn av forstyrrelser i kontrollsystemene. Med god

beredskap på land forventes det at utetid som følge av feil i kablene vil være ca. 1,5 uker i året. Samlet forventet tilgjengelighet er da ca. 95 %. Dette samsvarer med observerte størrrelser for andre forbindelser.

Som nevnt fokuserer vi på virkninger for Norge. Det reiser et spørsmål om i hvilken grad man skal korrigere for norske eierinteresser i utlandet og utenlandske eierinteresser i Norge. Av hensyn til kompleksiteten i en eventuell vurdering, velger vi å holde oss til landegrensene. Vi korrigerer derfor ikke for dette.

1.3 Forholdet til andre utenlandsforbindelser

1.3.1 Nye forbindelser

I den grad overføringskapasitet til utlandet ikke kan bygges ut i uendelig grad, bør den utnyttes på en måte som er best mulig for det norske samfunnet. Sentrale forhold som er relevant ved utvikling av kabelforbindelser er modenhet, tidshorisont, nettforhold, handelsløsninger, samarbeidspartner, prosjektrisiko, teknisk løsning og kapital.

Utvikling av et kabelprosjekt til utlandet er en omfattende prosess. Prosjektene til England og Tyskland er fra Statnetts perspektiv de eneste med status som reelle beslutningsalternativer, og er etter en helhetlig vurdering de beste prosjektene på nåværende tidspunkt. Det er usikkert om, og eventuelt når, øvrige alternativer vil kunne la seg realisere.

Flere andre kabelforbindelser mot kontinentet har vært aktuelle. Statnett har ervervet NorGer og relevant informasjon og underlag fra dette er inkludert i dagens Tysklandsprosjekt.

NorthConnect er et prosjektselskap som nå er eid av private aktører i Sverige og Norge og som har som målsetning å bygge og drive en HVDC-forbindelse mellom Skottland og Norge.

En ny kabel til Nederland (NorNed2) har vært aktuelt, men lot seg ikke realisere innenfor de rammer som var forutsatt for prosjektet. Per i dag er NorNed2 ikke et aktuelt beslutningsalternativ.

1.3.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet tidligere prosjekter

Investeringen i NorNed ble i 2004 forventet å gi en samfunnsøkonomisk gevinst på ca. 160 MNOK pr år over prosjektets levetid. De årlige kostnadene var på ca. 200 MNOK, mens forventningsverdien til inntektene/nyttvirkningene var 360 MNOK. Forventet nåverdi av prosjektet var ca. 2 000 MNOK. Sentrale forutsetninger var at kablet ble satt i drift 1.1.2008, levetiden for anlegget er på 40 år og en reell diskonteringsrente på 6 %. Våre analyser tyder på at prosjektet har vært og er meget samfunnsøkonomisk lønnsomt for Norge og Nederland. Kablet ble satt i drift i mai 2008, og så langt utgjør opptjente flaskehalsinntekter omtrent halvparten av de påløpte kostnadene.

Netto nåverdi av SK4 ble ved innsendelse av konsesjonssøknad og godkjenning av avtaleverket (høsten 2009) vurdert til å ligge på mellom 1 000 og 2 000 MNOK. En oppdatert lønnsomhetsvurdering i 2010 indikerte at nåverdien var ca. 2 100 MNOK, inklusiv en andel av innenlandske nettforsterkninger. Dette tilsvarer en internrente på omtrent 11,5 %. Nåverdien ble beregnet med en diskonteringsrente på 5 % reelt og 40 års levetid. Når det gjelder Skagerrak 1-3 viser historien at forbindelsen, på samme måte som NorNed, har vært en veldig god investering fra et samfunnsøkonomisk perspektiv.

2 ENDRINGER I TARIFFGRUNNLAGET

Statnett legger til grunn at den norske delen av investeringen vil inngå i sentralnettet på lik linje med våre øvrige mellomlandsforbindelser. Det innebærer at Statnetts tillatte inntekt blir beregnet etter det til enhver tid gjeldende regelverk for økonomisk regulering som fastsettes av NVE. Statnett vil få en inntektsramme som fastsettes slik at våre inntekter over tid skal dekke kostnadene ved drift og avskrivning av anleggene, samt gi en rimelig avkastning på investert kapital, gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av nettet. Summen av inntektsrammen og de kostnader som kan dekkes inn som et tillegg til årlig inntektsramme utgjør vår tillatte inntekt. Tillatt inntekt for disse investeringene vil bli beregnet på samme måte som for alle øvrige investeringer i Statnett.

Flaskehalsinntekter og øvrige handelsinntekter på forbindelsen er å anse som en inntekt ved salg av en nettjeneste i henhold til NVEs regelverk, og tariffene skal beregnes slik at nettvirksomhetens samlede faktiske inntekt over tid ikke overstiger Statnetts tillatte inntekt. I praksis betyr det at alle flaskehalsinntekter og øvrige inntekter som oppstår fra forbindelsene videreføres til brukerne av det norske sentralnettet i form av lavere tariffer enn ellers. Midlertidige avvik mellom faktisk og tillatt inntekt utjevnes over tid i henhold til ordningen med mer-/mindreinntekt.

Med andre ord betyr dette at sentralnettskundene dekker kostnadene ved mellomlandsforbindelsene, og de nyter godt av alle de direkte inntektene. Tilsvarende modell gjelder for alle utenlandsforbindelser fra Norge, og samlet sett har denne ordningen over tid bidratt til å redusere sentralnettstariffen i Norge.

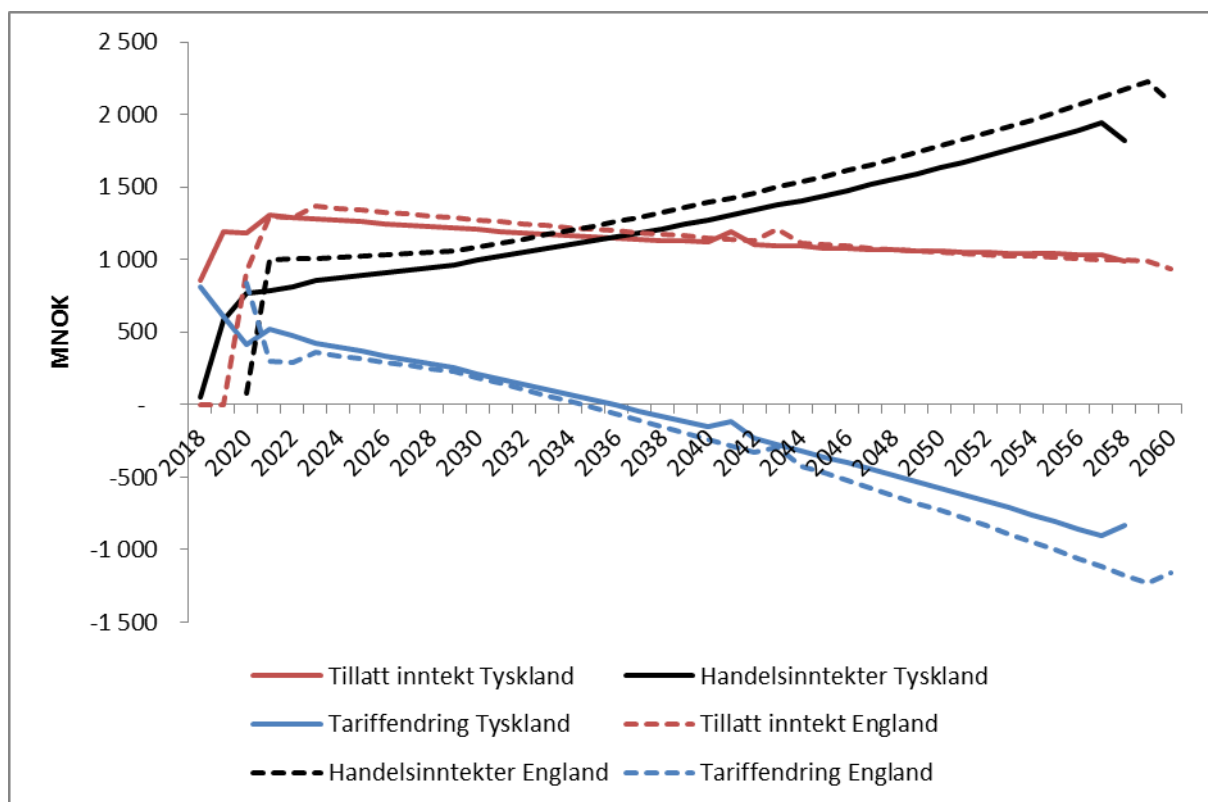
Endringer i tariffgrunnlaget vil kunne forklares med utgangspunkt i forskjellen mellom Statnetts tillatte inntekt og summen av de nominelle handelsinntektene som oppstår over tid. I våre forenklede analyser har vi ikke tatt hensyn til at både handelsinntektene og tillatt inntekt vil svinge fra år til år. Det er særlig flaskehalsinntektene fra spothandel som er volatile. Videre vil valutakursutvikling og den nominelle veksten i handelsinntektene være av betydning. I våre beregninger har vi lagt til grunn at de nominelle driftsinntektene øker med 2,5 % årlig. Tillatt inntekt vil også vise større variasjon enn beregningene tilsier som følge av endringer i renter, kraftpriser, etc. Over tid vil dette imidlertid fanges opp i årlige endringer i Statnetts mer-/mindreinntekt som over tid blir utjevnet mot null. Effektene i figurene har derfor en jevnere utvikling enn det virkeligheten vil vise.

For Tyskland vil gjennomsnittlig årlig økning i tillatt inntekt være omtrent 1 150 MNOK. Tillatt inntekt forventes å være størst i de første årene etter idriftsettelse, og deretter falle ned mot 1 000 MNOK. Det høyeste årlige nivået på tillatt inntekt er beregnet til 1 300 MNOK. Denne størrelsesorden representerer derfor økningen i tariffgrunnlaget om dette hadde vært en innenlandsk investering.

En inflasjonsjustering av inntektsanslagene indikerer at gjennomsnittlig driftsinntekt i nominelle kroner vil kunne være omtrent 1 250 MNOK. Inflasjonsjusteringen tilsier at profilen på handelsinntektene er stigende over tid.

Over tid viser analysene at handelsinntektene fra kabelen til Tyskland er på nivå med tillatt inntekt. Som følge av profilen på tillatt inntekt og handelsinntektene, vil tariffgrunnlaget likevel trolig øke de første årene. I det aller første året med drift vil økningen i tariffgrunnlaget være størst siden man får tillatt inntekt for et år, men kun driftsinntekter for en måned. Statnett har anledning til å utjevne tariffene over enkelte år i henhold til gjeldende regler for tariffing. De påfølgende år viser de stiliserte beregningene en økning på 400-500 MNOK. En økning i tariffgrunnlaget på 500 MNOK som fordeles over et kraftforbruk på 130 TWh gir en gjennomsnittlig økning på 0,4 øre/kWh. Over tid synker denne kostnaden, og den går gradvis over til å bli en inntekt; i våre beregninger skjer dette etter ca. 18 år.

Om kabelforbindelsen skulle bli organisert som et eget selskap som selv beholder inntektene, ville trolig tariffvirkningene kunne blitt enda større med dagens tariffmodell. Dette er imidlertid avhengig av hvilken tariffmodell som legges til grunn. Om man ikke legger til grunn full kostnadsrefleksivitet i den forstand at eierne av kabelen belastes alle kostnader som påføres systemet, vil en slik organisering alltid innebære en tarifføkning. Det skyldes at det utløses omfattende kostnader i det norske nettet som ikke kan overføres til det aktuelle kabelselskapet i sin helhet samt reduksjonen i flaskehalsinntekter fra øvrige forbindelser.

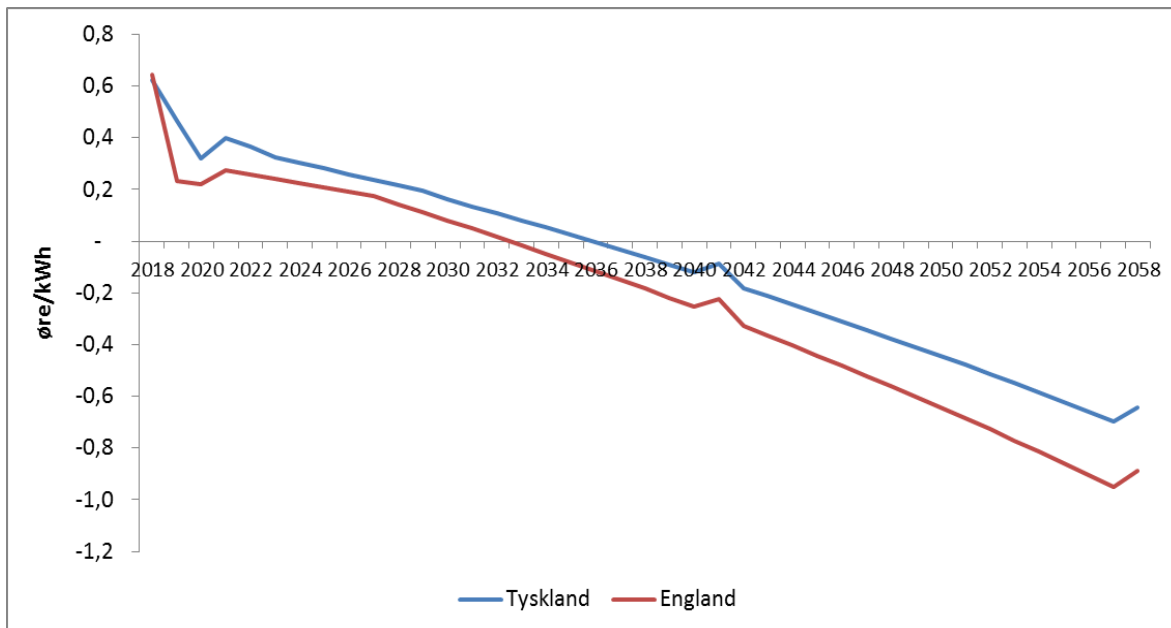


Figur 11: Illustrasjon av utviklingen i tillatt inntekt og handelsinntekter for de planlagte forbindelsen til Tyskland og England. Verdier er oppgitt i løpende MNOK.

For forbindelsen til England er gjennomsnittlig beregnet årlig økning i tillatt inntekt omtrent 1 100 MNOK. Tillatt inntekt forventes å være størst i de første årene etter idriftsettelse, og deretter under 1 000 MNOK. Det høyeste årlige nivået på tillatt inntekt er beregnet til 1 400 MNOK. Dette nivået representerer derfor økningen i tariffgrunnlaget om dette hadde vært en innenlandsk investering uten direkte handelsinntekter.

En inflasjonsjustering av våre nytteanslag indikerer at gjennomsnittlig driftsinntekt i nominelle kroner vil kunne være i overkant av 1 450 MNOK. Inflasjonsjusteringen tilsier at profilen på driftsinntektene vil være stigende over tid.

Analysene viser at handelsinntektene fra kabelen til England vil overstige tillatt inntekt over tid. Som følge av profilen på tillatt inntekt og handelsinntektene vil tariffgrunnlaget likevel trolig kunne øke de første årene. I det aller første året med drift vil økningen i tariffgrunnlaget være størst siden man får tillatt inntekt for et år, men kun handelsinntekter for en måned. Statnett har anledning til å utjevne tariffene over enkelte år i henhold til gjeldende regler for tariffing. De påfølgende år viser de stiliserte beregningene en økning på under 400 MNOK. En økning i tariffgrunnlaget på 400 MNOK som fordeles over 130 TWh gir en gjennomsnittlig økning på 0,3 øre/kWh. Reduksjonen i tariffgrunnlaget kommer først etter om lag 15 år.



Figur 12: Illustrasjon av endring av gjennomsnittlig tariff per kWh (ikke fordelt på kunde grupper). Beregningene forutsetter et samlet norsk kraftforbruk på 130 TWh som ikke varierer over analyseperioden.

Beregningene over er isolerte beregninger. De samlede tariffvirkningene av våre likestrømforbindelser vil trolig være bedre enn det som illustrasjonen viser. Det begrunnes med at de øvrige likestrømforbindelsene, på de aktuelle tidspunktene, forventes å ha positive tariffvirkninger i den forstand at de medvirker til lavere tariffer enn om kablene ikke hadde vært der.

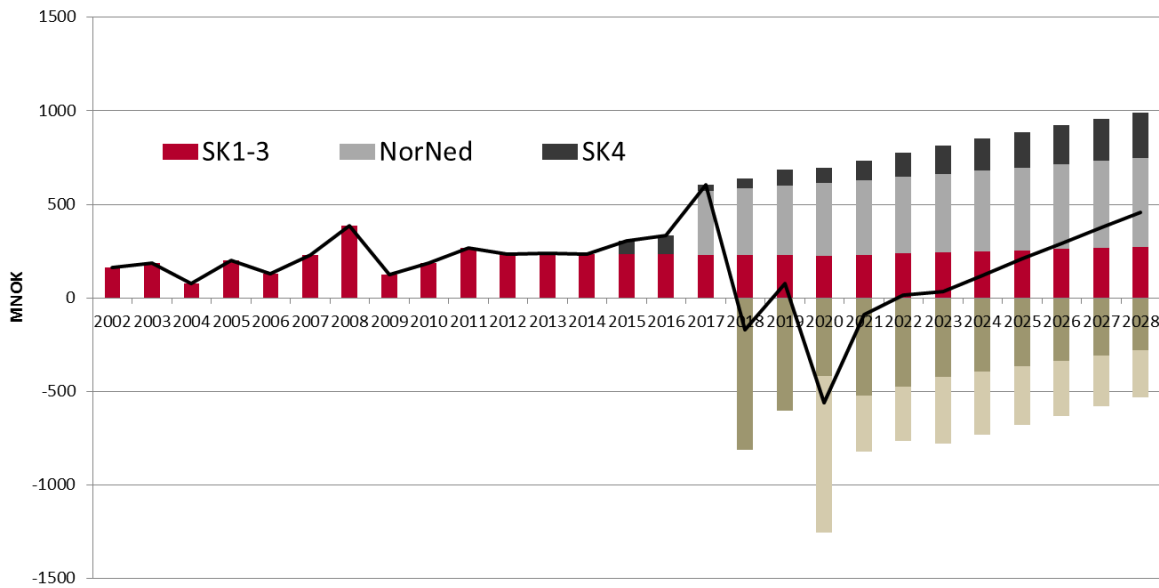
I Figur 13 illustreres sammenhengene grafisk. Norge har i dag likestrømforbindelser til Danmark og Nederland. I tillegg forventes tre nye likestrømforbindelser å settes i drift innen utgangen av 2020. I illustrasjonen har vi valgt som prinsipp at de eksisterende kablene først tilbakebetaler seg selv. Deretter bidrar de til reduserte tariffer for de nye. Med tilbakebetaling mener vi her at handelsinntektene overstiger kostnadene. Inntekter etter at forbindelsene er nedbetalt vil, basert på dette prinsippet, bidra direkte til nedbetaling av andre forbindelser. SK 1-3 er for lengst nedbetalt gjennom at flaskehalsinntektene har oversteget kostnadene. Tilsvarende kan NorNed være tilbakebetalt til kundene i sentralnettet i løpet av 2016 om dagens nivå på inntektene forsettes. Basert på beslutningsunderlaget fra SK4 kan dette prosjektet allerede ha positive tariffvirkninger fra oppstart i desember 2014. Akkumulert over de siste årene viser illustrasjonene at handelsinntekter fra likestrømforbindelser har hatt en positiv tariffvirkning for kundene i sentralnettet.

Når kablet til Tyskland idriftsettes, øker Statnetts tillatte inntekt betydelig, selv om det skjer ved slutten av året. Dette kan imidlertid utjevnes i henhold til dagens tariffregelverk slik at kundene i sentralnettet får en mer stabil tariff. Frem til idriftsettelse av Englands-kablet i 2020 blir de negative tariffvirkningene fra Tysklands-kablet motvirket av positive bidrag fra de andre likestrømforbindelsene, slik at nettovirkningen for tariffene blir bedre enn det Tysklands-kablet alene skulle tilsi. Ved idriftsettelse av Englands-kablet i 2020 øker tillatt inntekt igjen, og igjen kan økningen i tariffgrunnlaget glattes over flere år mot kundene i sentralnettet hvis det er ønskelig. Etter dette forventes endringene i tariffgrunnlaget gradvis å bli bedre og relativt raskt snu til en samlet positiv virkning igjen. Statnett vil fortløpende evaluere og videreutvikle gjeldende tariffstrategier.

Samlet sett vurderes tariffvirkningene av alle likestrømforbindelsene fra Norge som positive, og for de to planlagte forbindelsene, isolert sett, som liten.

Statnetts samlede planer for nettinvesteringer vil føre til en betydelig økning av nettariffen i kommende tiårsperiode. Sammenlignet med de innenlandske investeringene har mellomlandsforbindelsene svært liten

påvirkning på tariffene. Det skyldes at handel over likestrømforbindelsene genererer betydelige direkte inntekter som sentralnettkundene nyter godt av.



Figur 13: Illustrasjon av utviklingen av samlede tariffvirkninger av likestrømforbindelser. Verdier er illustrative og oppgitt i nominelle MNOK.

3 NETTFORSTERKNINGER OG SYSTEMDRIFT

3.1 Kraftproduksjon og kraftflyt

3.1.1 Kraftprodusentenes tilpasning

Alle landsdelene i Norge og Sverige har tilstrekkelig kapasitet i sine vannkraftverk til å regulere produksjonen noe opp på dag og ned på natt. Likevel viser våre simuleringer at med dagens nett gir økt kabelkapasitet størst produksjonstilpasningen i Sør-Norge, og spesielt på Sør-Vestlandet. Dette skyldes både at det er i denne regionen vannkraften har størst tilpasningsevne, og at ulike begrensninger i det norsk-svenske sentralnettet hindrer mulighetene for store tilpasninger lenger nord.

I en situasjon med interne flaskehalsar mot de nordlige delene av Norge og Sverige vil produksjonsendringen bli størst i den regionen hvor mellomlandsforbindelsene tilknyttes. Hvis det derimot er tilstrekkelig kapasitet internt i Norge og Sverige vil prisen endres i alle prisområdene slik at tilpasningen fordeles på alle tilgjengelige vannkraftverk. Magasinutløst, tilsig og generatorkapasitet avgjør da bidraget, ikke geografisk plassering. Resultatet blir at vannkraften i Nord-Norge og Nord-Sverige også endrer disponeringen. Dette gir en pumping opp og ned gjennom hele systemet med tilhørende flytendringer.

Vår vurdering er at flere mellomlandsforbindelser ikke vil endre magasin disponeringen i betydelig grad. Det skyldes sterke underliggende virkninger som er naturgitte, samt at den importerte prisstrukturen fra systemene vi knytter oss til ikke skiller seg så mye fra dagens prisstruktur.

Vi ser hovedsakelig to virkninger av flere mellomlandsforbindelser på magasin fyllingen: at produksjonen jevnes ut over året og at vannverdiene blir mindre ekstreme for høy og lav magasin fylling. Selv om virkningene trekker litt i forskjellige retninger, er det vår vurdering at totalvirkningen vil gjøre magasin fyllingen flatere over året. Det innebærer lavere magasin fylling ved inngangen til vinteren, og høyere magasin fylling før vårflommen. De sterkeste påvirkningene på magasin fyllingen, tilsig og temperatur, er fortsatt de samme med flere mellomlandsforbindelser. Derfor er det begrenset hvor stor endring i magasin disponering som kan skje med utbygging av flere mellomlandsforbindelser alene.

Kraftprodusentene vil tilpasse seg større utvekslingskapasitet gjennom å øke den regulerte vannkraftproduksjonen i eksportsituasjoner.

Dersom alle vannkraftverkene var lokalisert i nærheten av tilknytningspunktene til kablene, ville økt utvekslingskapasitet gitt små endringer i flytmønsteret i sentralnettet. Men siden vannkraftverkene er spredt over hele Norge, og siden det også er en betydelig vannkraftproduksjonskapasitet nord i Sverige, vil tilpasningen fordeles på alle vannkraftområdene. Konsekvensen vil bli økt flyt til kablens tilknytningspunkter også fra de nordligste kraftverkene i begge land.

Forutsetningen for en distribuert tilpasning er at kapasiteten i de norsk-svenske sentralnettene blir oppgradert slik at det ikke oppstår vedvarende flaskehalsar.

3.1.2 Kraftflyten

Den typiske kraftflyten i Norge og Sverige

Mye av forbruket på Østlandet dekkes av vannkraft fra Vestlandet. Det gir flyt fra vest til øst i Sør-Norge.

Kraftunderskuddet i Midt-Norge dekkes av overskuddet i Nordland og Nord-Sverige. Det gir en tilnærmet kontinuerlig sørgående flyt fra Nordland til Midt-Norge.

Mellom Midt-Norge og Sør-Norge er det i dag kun én svak forbindelse. Det meste av flyten fra nord til sør går derfor gjennom Sverige.

Tyngden av det svenske forbruket ligger i de store byene i sør. Kraftproduksjonen i dette området er hovedsakelig basert på kjernekraft. Disse kraftverkene har en jevn produksjon gjennom døgnet som er stor nok

til å dekke det regionale forbruket om natten. På dagtid dekker svensk og delvis norsk vannkraft det meste av topplasten. Resultatet er et fast flytmønster med en stor flyt fra nord til sør i Sverige på dagtid. Om natten flyter kraften også mot sør, men volumet er da mye mindre enn om dagen.

Utveksling av kraft over kabelforbindelsene til utlandet er også en driver for flytmønsteret. Med dagens relativt beskjedne overføringskapasitet, er virkningen sterkest i nærheten av tilknytningspunktene for kablene, helt sør i Norge og Sverige. For Norge sin del er hovedregelen import av kraft om natten og eksport om dagen. Belastningen på det nordiske kraftnettet er større i eksport- enn i importsituasjoner. Dette henger sammen med at flyten som forårsakes av eksport i grove trekk går i samme retning som den øvrige kraftflyten. Importsituasjoner gir flyt fra vest mot øst i Sør-Norge, altså i samme retning som den øvrige kraftflyten. Men i Norden for øvrig gir importsituasjoner en motsatt flyt, noe som gjerne forsterkes av at det ofte er lavere produksjon i disse situasjonene enn under eksport.

Endringer i kraftflyten i Midt- og Nord-Norge

Selv med de nettførsterkningene som ligger inne i Statnetts Nettutviklingsplan, vil det være mange begrensninger i nettet i 2020. Blant annet vil flaskehals ut av Nord-Norge hindre at vannkraftverkene i denne delen av landet kan bidra til å levere den fleksibilitet som kablene vil kreve. Dermed forventer vi heller ikke så store endringer i flyten mellom Midt- og Sør-Norge som en følge av økt kabelkapasitet.

Endringer i kraftflyten i Sør-Norge

En kabel som tilknyttes nettet i Kvilldal vil gi økt flyt fra Samnanger og sørover mot tilknytningspunktet.

Med en moderat økning i ny kraftproduksjon i Midt-Norge og flaskehals i Nord-Norge, forventer vi ikke vesentlige flaskehals i Gudbrandsdalen i 2020.

Endringer i kraftflyten mellom Sør-Norge og Sverige

Vi forventer redusert overføring fra Sør-Norge til Sør-Sverige i eksportsituasjoner, og økt overføring i importsituasjoner. Årsaken er at vi har forutsatt en viss forsterkning av det svenske nettet, noe som vil gjøre det mulig for de svenske vannkraftverkene å bidra til og dekke eksporten på kablene ut fra Norge. Den forventede styrkingen av den svensk-finske energibalansen vil også føre til økt flyt mot Norge. En stor del av den økte flyten forventes å ta veien over Hasle. Eventuelle flaskehals vil kunne håndteres med prisområder slik som i dag.

3.2 Nettforhold - Norge

Sør-Norgestudien fra 2011 beskriver hvilke nettførsterkninger som er nødvendige for å drifte to nye mellomlandsforbindelser uten vesentlige kapasitetsbegrensninger. Vi har valgt å sortere prosjektene i tre pakker:

1. Sørlandspakken (Østre korridor og Vestre korridor, trinn 1)
2. Grunnpakken (Sogndal – Aurland og Evanger – Samnanger)
3. Kabelpakken (Vestre korridor, trinn 2 og trinn 3 og Sauda – Samnanger)

Her gir vi en kort beskrivelse av og status for nettførsterkningsprosjektene. Videre gjør vi rede for prinsippene for fordelingen av kostnadene for innenlandske nettførsterkninger og beskriver hvordan vi har anvendt dem på kabelprosjektene.

3.2.1 Nettførsterkningsprosjekter

Under følger en beskrivelse av og status for de nettførsterkningene som er relevante for utlandsforbindelsene. Inntil nettførsterkningsprosjektene er ferdigstilt, vil arbeidet med oppgraderingene kunne gi situasjoner hvor utnyttelsen av handelskapasiteten på de planlagte kablene vil kunne bli midlertidig begrenset på grunn av utkoblinger i det innenlandske nettet. Dersom det oppstår begrensninger i overføringskapasiteten i det innenlandske nettet, må Statnett som systemansvarlig ha mulighet til å tilpasse utnyttelsen av den tilgjengelige kabelkapasiteten til denne situasjonen. Vi tar hensyn til dette i de samfunnsøkonomiske analysene ved å

justere ned de forventede inntektene fra de planlagte forbindelsene. Gevinsten ved å sette i drift de nye forbindelsene så tidlig som mulig er så stor at selv om driftsfleksibilitet har en kostnad, vil den samlede nytten likevel være positiv for det norske samfunnet.

Vestre korridor

Vestre korridor er betegnelsen på sentralnettet mellom Kristiansand og Sauda. Dette er en viktig korridor som tilknytter store mengder produksjon til nettet, og som transporterer kraft til og fra ilandføringspunktene for mellomlandsforbindelsene i Feda og Kristiansand.

Korridoren består i hovedsak av to 300 kV ledninger i parallell. For å øke kapasiteten planlegger Statnett å spenningsoppgradere nettet fra Kristiansand til Sauda til 420 kV. Å spenningsoppgradere betyr at eksisterende 300 kV ledninger i sentralnettet bygges om for å kunne drives med 420 kV spenning. For at spenningen skal kunne heves må også stasjonene i hver ende av den aktuelle ledningen oppgraderes slik at ledningen kan kobles til i anlegg med 420 kV-spenning. Den kombinerte spennings- og temperaturoppgraderingen gir en kapasitetsøkning på opptil 80 prosent.

Statnett planlegger en trinnvis utvikling, se nærmere beskrivelse under, der de viktigste begrensningene utbedres først. I praksis vil trinnene overlappe hverandre noe, og tidspunktene for endelige konsesjoner vil avgjøre fremdriftsmulighetene.

Trinn 1

Gir mulighet for økt fornybar produksjon på Sør- og Vestlandet og nødvendig kapasitet for fremtidig nettoppgraderinger og revisjoner. Trinn 1 er en forutsetning for å kunne koble nye utenlandsforbindelser til det norske nettet.

- Spenningsoppgradere slik at det blir én 420 kV forbindelse Kristiansand–Feda–Saurdal–Sauda for derigjennom å øke kapasiteten i korridoren raskt. Oppgraderingen innebærer nybygging av en 420 kV-ledning fra Lyse via Tonstad til Feda hvor eksisterende ledning rives i etterkant, samt oppisolering av eksisterende ledning mellom Lyse og Saurdal og den ene av de to ledningene mellom Tonstad og Feda.
- Ledningene Lyse–Duge og Tonstad (Ertsmyra)–Solhom oppgraderes til tripleks. Dette innebærer nybygging og deretter riving av eksisterende simpleks ledning. Ledningene mellom Solhom og Arendal oppisoleres men vil fortsatt driftes på 300 kV.
- Oppgradere stasjonene Sauda, Saurdal, Lyse, Tjørhom, og Kristiansand samt etablere Ertsmyra stasjon ved Tonstad og Kvinesdal stasjon ved Feda.

Trinn 2

Trinn 2 legger til rette for økt fornybar produksjon på Vestlandet samt muliggjør en utenlandsforbindelse tilknyttet Kvilldal. Trinn 2 innebærer oppgradering av ledning nr. 2 mellom Lyse-Sauda.

- Oppgradere ledning nr. 2 mellom Lyse og Sauda.
- Fullføre 420kV anlegg i Sauda.

Trinn 3

Denne oppgraderingen gir mulighet for fri utnyttelse av en Tysklands kabel fra Tonstad eller Feda. Tidsmessig er det ikke mye som skiller ferdigstillelse av trinn 3 fra trinn 2:

- Spenningsheve Ertsmyra–Solhom–Arendal ved å etablere ny stasjon i Solhom.
- Det forutsettes at ny 420 kV ledning mellom Lyse–Stølaheia blir løsningen for forsterkning av Sør-Rogaland. Kostnaden for denne forbindelsen er ikke inkludert. Arbeid med dette prosjektet pågår i regi av Lyse Sentralnett AS.

Vestre korridor forventes på nåværende tidspunkt å være ferdigstilt til Englandskabelen settes i drift i desember 2020, mens noe arbeid fremdeles vil pågå ved planlagt idriftsettelse av Tysklandskabelen i desember

2018. I henhold til dagens fremdriftsplaner skal Trinn 2 samt Lyse–Støleheia være ferdig i 2019, mens Trinn 3 skal være ferdigstilt i 2020.

Full utnyttelse av handelskapasiteten til de planlagte forbindelsene kan ikke forventes før arbeidet med Vestre korridor er ferdig. Konsekvensene av den reduserte kapasiteten vil prinsipielt være reduserte flaskehalsinntekter på den aktuelle kabelen, økte flaskehalsinntekter på andre kabler, redusert overføringstap, og reduksjon i netto produsent- og konsumentoverskudd. I tillegg vil en økning av kraftflyten når kablene settes i drift kunne skape flaskehalsler lengre nord i det norske overføringsnettet.

Våre simuleringer, hvor vi legger til grunn at nettet for øvrig er intakt, tyder på relativt små negative netto samfunnsøkonomiske konsekvenser av at handelskapasiteten ikke kan utnyttes fullt ut i starten. I beregningene legger vi til grunn at strekningen Sauda-Lyse ikke er ferdig før i starten av 2020. Det har en samlet negativ virkning på inntektene tilsvarende om lag 7 Mill EUR. I tillegg indikerer simuleringene at økt kraftflyt på kablene kan skape en flaskehals nord for Sauda (se beskrivelse av Sauda-Samnanger under).

Statnett kan tilpasse aktiviteten og tiltakene i Vestre korridor til fremdriften av Tysklandsprosjektet. I kostnadsestimatene for Trinn 2 og 3 er denne usikkerheten allerede inkludert. Ved revisjoner som ikke kan unngås i 2018 og 2019, eller ved situasjoner hvor nettet av andre årsaker ikke er intakt, vil de økonomiske konsekvensene kunne være større. I disse situasjonene vil det måtte foretas en avveining av verdien av å utnytte kapasiteten opp mot kostnadene ved å ha kapasiteten tilgjengelig. Vi har derfor ikke nedjustert lønnsomheten av prosjektene i våre beregninger ytterligere for å ta hensyn til slike mulige situasjoner.

Østre korridor

Prosjektet Østre korridor omfatter oppgradering av bestående 300 kV ledning til 420 kV mellom Kristiansand og Bamble (ca. 140 km) og utvidelse/oppgradering av dagens transformatorstasjoner i Kristiansand og Arendal. I tillegg omfatter tiltaket om lag 38 km ny 420kV-ledning, sanering av 57 km eksisterende ledninger, to nye transformatorstasjoner (Bamble og Grenland) og mindre utvidelser i Rød stasjon og Skagerak Netts stasjon på Voll.

Behovet for Østre korridor er styrket fra tiltaket første gang ble konseptbesluttet. Tiltaket er en viktig forutsetning for å kunne realisere betydelige samfunnsøkonomiske gevinster ved at utenlandskablene knyttes til nettet. En oppgradering av Østre korridor vil også bidra til å styrke forsyningssikkerheten på Østlandet, gjennom økt kapasitet. Den økte transformeringen mot regionalnettet i Telemark vil gi økt forsyningssikkerhet i dette området, og muligheter for sanering av ledninger på lavere spenningsnivå.

Idriftsettelse er planlagt innen 31.12.2014. Statnett har fått alle konsesjoner og byggingen har startet.

Status spenningsoppgradering Kristiansand – Bamble

Oppisolering av ledningen fra Kristiansand til Bamble er godt i gang. Nybyggingen av ledningsinnføringene til Arendal og Kristiansand transformatorstasjoner er også i gang. I Arendal er adkomstveien ferdigstilt og leverandør av totalpakken har startet opp med grunnarbeidene på tomten. I Kristiansand er grunnarbeidene ferdigstilt og arbeidet med fundamenter er startet opp. Alle de store kontraktene er inngått for Kristiansand – Bamble. Miljø-, transport- og anleggsplanen er godkjent av NVE. Arbeid med nødvendige avtaler med grunneiere og andre nettselskap pågår.

Status ny 420 kV-ledning Bamble – Rød

Tilbud er mottatt på ledningsentreprisen. For stasjonene er det mottatt tilbud på vei- og grunnarbeider og totalpakke på Grenland og Bamble transformatorstasjoner. For transformatorer og reaktorer er det frist på å inngå opsjoner 1. april 2013.

Sauda - Samnanger

Frem mot 2020 forventer vi en økt nord-sør flyt i nettet på Vestlandet på grunn av økt utbygging av ny fornybar produksjon og flere mellomlandsforbindelser fra Sørlandet. Det utløser et behov for å forsterke nettet i området fra Sauda i sør til Samnanger i nord. På lengre sikt forventes det også å være behov for å forsterke nettet videre nordover til Sogndal.

En forsterkning nordover fra Sauda er en naturlig fortsettelse av spenningsoppgraderingen i Vestre korridor. Det vil sammen med Sima-Samnanger gi et sterkt nett fra Feda i sør til Hallingdal. Den nye forbindelsen Ørskog-Sogndal vil sammen med ny 420 kV Sogndal-Aurland knytte nettet i Hallingdal sammen med nettet i Møre. På denne måten utgjør en forsterkning av nettet mellom Sauda og Samnanger en viktig del av det som skal bli en sterk sammenhengende nettforbindelse mellom Sørlandet, Vestlandet og Midt-Norge.

Statnett arbeider med konseptvalgutredning for oppgradering av sentralnettet mellom Sauda og Samnanger i nært samarbeid med BKK og SKL. Planen er at konseptvalget skal tas i tredje kvartal 2013. På nåværende tidspunkt er vår vurdering, at i henhold til OEDs forslag til ny forskrift om konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker regnes oppgraderingen mellom Sauda og Samnanger ikke som en «stor kraftledningssak», og vil derfor følge den ordinære konsesjonsprosessen. I følge Statnetts investeringsplan for 2012 vil forbindelsen være oppgradert mellom 2020 og 2022.

3.2.2 Prinsipper for fordeling av kostnader i det innenlandske nettet

Statnett skal bygge ut den porteføljen av nettanlegg som maksimerer samlet samfunnsøkonomisk overskudd.

I det samfunnsøkonomiske regnestykket for mellomlandsforbindelsene må vi derfor gjøre rede for *hvor mye kostnadene i det innenlandske nettet endres* når vi bygger forbindelsene og innretter det innenlandske nettet for å utnytte investeringene optimalt. Prinsippene for tilordning av kostnader kan oppsummeres slik:

1. *Når det er ledig kapasitet i nettet, nå og i fremtiden, er bruken av denne kapasiteten kostnadsfri.* Dette skyldes at kostnadene ved disse anleggene ikke endres om vi bygger mellomlandsforbindelser, og det er heller ingen andre kostnader som endres bortsett fra overføringstap og økte systemdriftskostnader som behandles andre steder i søknaden.
2. Prinsippet i punktet over gjelder også når det bygges nye anlegg og innenlandsk nytte er større enn kostnadene for investeringen, samtidig som det blir ledig kapasitet i nettet etter investeringen. I dette tilfellet skal det nye anlegget bygges uavhengig av om det kommer mellomlandsforbindelser, og kostnadene ved det nye anlegget skal derfor ikke påvirke investeringsbeslutningen for mellomlandsforbindelsen.
3. Hvis kraftflyten fra en mellomlandsforbindelse foretrekker annen bruk av det eksisterende nettet, nå eller en gang i fremtiden, skal nåverdien av det forventede nyttetapet legges inn som en forventet kostnad.
4. En mellomlandsforbindelse er *utløsende* for en innenlandsk nettinvestering når investeringen er lønnsom dersom mellomlandsforbindelsen bygges, men ikke lønnsom uten mellomlandsforbindelsen. I dette tilfellet skal mellomlandsforbindelsen belastes med økningen i kostnader på grunn av kapasitetsutvidelsen fratrukket nytten for innenlandske formål. Andre nyttevirksomheter oppstår fordi den økte nettkapasiteten også kan betjene innenlandske behov, f.eks. gi økt forsyningsikkerhet. Et spesialtilfelle av dette prinsippet vil være at den innenlandske kapasitetsutvidelsen kun har nytte for mellomlandsforbindelsen. I dette tilfellet skal hele kostnaden for nettforsterkningen belastes mellomlandsforbindelsen.
5. Det finnes situasjoner hvor nettet må utvides uansett på grunn av innenlandske behov, men hvor man vil velge en større kapasitet eller tidligere forsterkning av hensyn til mellomlandsforbindelsen. Som for punkt 4 over, er det også her netto kostnadsøkning på grunn av mellomlandsforbindelsen som skal inngå i kostnadsgrunnlaget for mellomlandsforbindelsen. Hvis den økte kapasiteten kun tjener mellomlandsforbindelsen og ikke har andre nyttevirksomheter, skal hele kostnadsøkningen tilskrives mellomlandsforbindelsen. Hvis utvidelsen også har andre nyttevirksomheter skal disse trekkes fra i kostnadsgrunnlaget for mellomlandsforbindelsen. Dette er bare en annen variant av prinsippet om at det er netto kostnadsøkning som skal tilskrives mellomlandsforbindelsen.

3.2.3 Fordeling av kostnader i det innenlandske nettet

Anslagene for netto kapasitetskostnader som de to planlagte mellomlandsforbindelsene skaper i det innenlandske nettet er oppgitt i høyre kolonne i tabellen nedenfor. Anslagene bygger på prinsippene som vi har beskrevet over og forutsetter at Tysklandsforbindelsen skal settes i drift før Englandsforbindelsen.

Sørlandspakken og *Grunnpakken* består av prosjekter som er nødvendige for mellomlandsforbindelsene, men er også drevet av, og er nyttige for, andre formål. Med unntak av første trinn av Vestre korridor er de nevnte prosjektene og linjen Lyse – Stølaheia samfunnsøkonomisk lønnsomme å gjennomføre uavhengig av om det bygges mellomlandsforbindelser eller ikke. Disse nettforsterkningene vil gjennomføres uansett, og kostnadene skal derfor ikke inngå i lønnsomhetsberegningen av forbindelsene til utlandet.

Det første trinnet i Vestre korridor ville ikke vært lønnsom alene. Uten mellomlandsforbindelsene ville det her vært lønnsomt å velge en billigere løsning. Omfangsøkningen i trinn 1 som er knyttet til å tilrettelegge for videre oppgraderinger, må inngå i nettokostnaden til mellomlandsforbindelsene. Imidlertid er deler av denne omfangsøkningen også en forsert reinvestering. Dette trekker da i motsatt retning. Når vi tar hensyn til forseringen av reinvesteringer er nettokostnaden som skal belastes mellomlandsforbindelsene anslagsvis 1 mrd. NOK.

Kabelpakken består også av prosjekter som er nødvendige for mellomlandsforbindelsene. I motsetning til prosjektene i de to andre pakkene er disse primært drevet av behovet for kapasitet til mellomlandsforbindelsene. Nettforsterkningene har en viss innenlandsk nytte, men er ikke lønnsomme uten mellomlandsforbindelsene. Disse prosjektene ville derfor ikke blitt realisert på selvstendig grunnlag. Som en følge av dette, skal kostnadene inngå i lønnsomhetsberegningen av forbindelsen til utlandet. Imidlertid er deler av denne kapasitetsøkningen en forsert reinvestering og det er også noen innenlandske nyttevirksomheter. Dette trekker i motsatt retning. Når vi tar hensyn til forserte reinvesteringer og nyttevirksomheter er nettokostnaden anslagsvis 2,5 mrd. NOK. Denne skal inngå i kostnadene for mellomlandsforbindelsene.

Når pakkene er realisert er det fremdeles ledig kapasitet og mellomlandsforbindelsene fortrenger derfor ikke andre lønnsomme prosjekter. Den ledige kapasiteten har en verdi (realopsjon) ved at den gir mulighet for økt bruk av nettet i fremtiden, for eksempel til mer fornybar kraft, ny industri eller ytterligere økning av utvekslingskapasiteten. Verdien av realopsjonen reduserer kostnaden som skal tilskrives mellomlandsforbindelsene. På dette tidspunktet er det en viss usikkerhet om hvor mye ledig kapasitet det blir, og det er naturligvis vanskelig å vite hvilke overføringsbehov som kan bli aktuelle i fremtiden. Det er derfor svært vanskelig å si noe om hvor mye realopsjonen er verd. Vi har derfor valgt ikke å sette tall på opsjonsverdien i denne omgang.

For Tysklandsforbindelsen, med tilknytningspunkt Tonstad, kreves at Vestre korridor utvides til full pakke. *Nettokostnad som belastes Tysklandsforbindelsen er 2 mrd. NOK.* Tiltakene innebærer:

- Spenningsoppgradere Sauda-Lyse, drifte på 300 kV (alternativ 2 i KVU for Vestre korridor)
- Ny Solhom stasjon og drifte Ertsmyra-Solhom-Arendal på 420 kV
- Ny ledning Lyse-Stølaheia eller ny ledning i Dugeringen på 420 kV i parallell med eksisterende

For Englandsforbindelsen, med tilknytningspunkt Kvilldal, kreves spenningsoppgradering fra Sauda til Samnanger. *Nettokostnad som belastes Englandsforbindelsen er 1,5 mrd. NOK.*

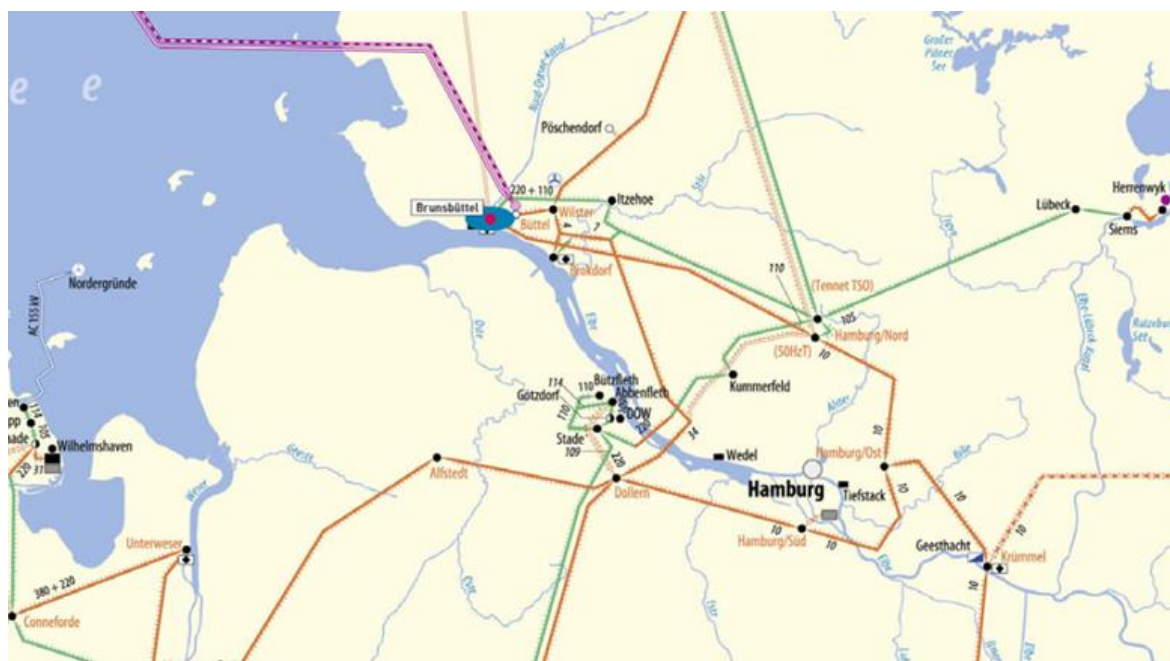
Pakke	Nettforsterkninger	Totalkostnad [mrd. NOK]	Nettokostnad [mrd. NOK]
Sørlandspakken	Østre korridor	1,5	0
	Vestre korridor (trinn 1)	5	1
Grunnpakken	Sogndal – Aurland	0,5	0
	Evanger – Samnanger	0,2	0
Kabelpakken	Vestre korridor (trinn 2)	1,5	0,7
	Vestre korridor (trinn 3)	0,5	0,3
	Sauda – Samnanger	2	1,5
	Lyse – Stølaheia	2	0
Sum kostnad		13,2	3,5

Tabell 12: Nettforsterkningsbehov slik de er identifisert i Sør-Norgestudien. Andel som skal belastes mellomlandsforbindelsene (nettokostnad) følger av prinsippene som det er gjort rede for over (alle tall i faste 2012-kroner avrundet til nærmeste 100 MNOK).

3.3 Nettforhold - Tyskland

3.3.1 Status og planer, lokale prosjekter

Slik det lokale kraftnettet i området Wilster/Hamburg ser ut i dag forventes det ikke å ha tilstrekkelig kapasitet til å håndtere fremtidig overføringsmengde fra kraftproduksjon i området og forbindelsen fra Norge. For kabelforbindelsen knytter begrensningene seg spesielt til enkelte kraftlinjer i området mellom Büttel, Wilster og Hamburg og videre syd over Elben mot Dollern og øst mot Krümmel. Forsterkninger og eller oppgraderinger av disse linjene vil være nødvendig for full utnyttelse av forbindelsen. De mest kritiske oppgraderingene er inkludert i den tyske ti-års nettutviklingsplanen (Netzentwicklungsplan 2012/2013, «NEP»), og forventes å være ferdigstilt trinnvis mellom 2014 og 2022. Byggingen av HVDC-forbindelser sydover fra Wilster vil kunne endre behovet for lokale oppgraderinger, se videre omtale under.



Figur 14: Oversiktskart over kraftnettet i Hamburgområdet. Den tykke lilla streken viser Tysklandskabelen.

3.3.2 Status og planer, nasjonale prosjekter

Det tyske kraftsystemet preges av stor produksjon i nord og stort forbruk i syd med tilhørende behov for kraftoverføring mellom landsdelene. Som følge av for liten overføringskapasitet er det i dag på regionalt og nasjonalt nivå flaksehals mellom nord og syd. I de kommende årene vil utbygging av mer fornybar kraftproduksjon, særlig fra vindkraft, i nord, og utfasing av kjernekraft i syd, ytterligere øke behovet for overføring fra produksjon i nord til forbrukssentrene i syd og vest.

Som følge av dette er det planlagt betydelige nasjonale nettforstrekninger frem mot 2022 med investeringer i størrelsesorden 21 milliarder EUR, som beskrevet i NEP, og videre frem til 2032. Det planlegges blant annet å bygge direkte nord-syd HVAC- og HVDC-forbindelser på til sammen 10 GW. Mest relevant for kabelforbindelsen er korridor C (se Figur 15) som vil bestå av tre forbindelser sydover fra Hamburgområdet på til sammen 3 900 MW. Disse vil knytte seg til nettet i henholdsvis Brunsbüttel (5), Wilster (6) og Kaltenkirchen (7). Forbindelsen fra Brunsbüttel forventes idriftsatt 2020-2022, forbindelsen fra Wilster forventes idriftsatt 2018-2019, mens forbindelsen fra Kaltenkirchen forventes idriftsatt 2017-2019.

Når de planlagte nettforsterkningene og de nye HVDC-forbindelsene er ferdigstilt i 2022 forventes ingen begrensinger på utnyttelsen av kabelforbindelsen som følge av nettbegrensninger på tysk side. Frem til dette vil det kunne oppstå flaskehals både lokalt og regionalt som vil kunne påvirke handelsutnyttelsen.



Figur 15: Oversiktskart over planlagte HVDC-forbindelser i Hamburgområdet. 5 = Brunsbüttel, 6 = Wilster, 7 = Kaltenkirchen

3.4 Nettforhold – Storbritannia

Det britiske sentralnettet vil gjennomgå omfattende forsterkninger, både på land og på sokkelen, for å få kapasitet nok til å kunne håndtere de store mengdene ny fornybar kraftproduksjon som trenger nettilknytning og markedsadgang i årene som kommer.

Proessen for tildeling av tilknytningspunkt for tilknytning av mellomlandsforbindelser til det britiske sentralnettet administreres av den britiske TSO National Grid Electricity Transmission («NGET»). I tillegg til å forvalte det nasjonale regelverket som gjelder for slik tilknytning, har NGET siden 2012 også måttet forholde seg til direktiv og regulering fra den tredje elmarkeds pakken. I følge denne skal mellomlandsforbindelser nå betraktes som overføringsnett, og innehavere av såkalt «interconnector licence» må sertifiseres som en «Transmission System Owner».

I henhold til den tredje elmarkeds pakken må NGET som nasjonal TSO, NSN Link som prosjektutvikler og «Transmission System Owner» og Statnett som felles prosjektutvikler og «remote Transmission System Operator» koordinere og samarbeide om designet av mellomlandsforbindelsen og hvordan den vekselvirker med det nasjonale overføringsnettet. Den tredje pakken forutsetter også at investeringer i sentralnettet, som er nødvendige for å fjerne flaskehalsen som er til hinder for full utnyttelse av kapasiteten på mellomlandsforbindelsene, vil bli foretatt. På dette grunnlaget tilbyr NGET prosjektutviklerne en «Construction Agreement» og en «Bilateral Connection Agreement» («BCA»).

Innenfor rammene av BCA tiledes forbindelsen garantert (eng: firm) kapasitet, både for import og eksport. Hvis en forbindelse tilknyttes nettet før de innenlandske nettforsterkningene er planlagt gjennomført, vil kapasiteten på forbindelsen kunne begrenses frem til de nødvendige forsterkningene er gjennomført.

Englandsprosjektet har fått tildelt BCA som samsvarer med planlagt idriftsettelse. Tilknytningspunktet i transformatorstasjonen i Blyth ble valgt etter samarbeid og koordinering mellom NGIL, NGET og Statnett. Et viktig kriterium for valget var å finne frem til et optimalt tilknytningspunkt i forhold til at de nødvendige nettforsterkningene ville gjøre det mulig å garantere at kapasiteten på 1400 MW vil kunne utnyttes full ut, både til import og eksport.

Den garanterte kapasitetsrettigheten er i utgangspunktet evigvarende. Under spesielt krevende driftsforhold, eller dersom uforutsette ekstreme hendelser skulle oppstå, har imidlertid systemansvarlig anledning til å begrense flyten på kabelen. Ved mer langvarig behov kan systemansvarlig forhandle om rett til å begrense flyten på kommersielle vilkår.

Den tredje elmarkeds pakken spesifiserer at hele kapasiteten til mellomlandsforbindelsene skal gjøres tilgjengelig for markedsaktørene, og at TSOene ikke skal begrense overføringskapasiteten for å løse flaskehalsproblematikk innenfor eget kontrollområde. Regelverket foreskriver enkelte unntak fra hovedregelen. Utnyttelsen av den tilgjengelige kapasiteten på en mellomlandsforbindelse kan begrenses dersom det er nødvendig av hensyn til, for eksempel:

- «network security standards»
- «keeping the transmission within agreed security limits»
- «complying with safety standards of secure network operation»

3.5 Systemdrift

Her gir vi en kortfattet redegjørelse for hvordan Statnett forventer at systemdriften vil bli påvirket av kombinasjonen av mer uregulert kraftproduksjon og økt overføringskapasitet til omkringliggende systemer.

3.5.1 Nye og forsterkede utfordringer

Vi forventer større variasjon i produksjonen mellom dag og natt med flere mellomlandsforbindelser. Da vil vi i perioder få en situasjon der størsteparten av magasinkraftverkene enten kjører (dagtid) eller står (nattetid). Begge disse tilstandene gir nye utfordringer for driften av systemet da tilgangen på ulike typer reserver kan bli knapp både når kraftverkene kjører for fullt og når de står. Mekanismer må derfor på plass for å sikre nødvendige reserver. Videre vil overgangen mellom natt (full stopp) og dag gi større flytendringer i systemet med større behov for automatiske reserver. Et slikt kjøremønster vil også stresse elektrotekniske forhold som snittmarginer, kortslutningsytelse, reaktive reserver og roterende masse og vil trolig øke kostnadene for spesialregulering. Totalt sett resulterer det nye kjøremønsteret i en mer dynamisk situasjon der det både vil være situasjoner med overskudd av reserver som kan eksporteres og andre situasjoner der vi vil ha knapphet også i forhold til å dekke egne norske behov.

Endringene i systemdriften medfører behov for økte volum av reserver, økte systemdriftskostnader for kjøp av reserver, samt behov for nye eller justerte løsninger.

Reserver

Fysikken i kraftsystemet krever at det må være balanse mellom forbruk, utveksling og kraftproduksjon til enhver tid. For å opprettholde den ønskede systemstabilitet, må man ha mekanismer på plass som håndterer de ubalanser som oppstår. De viktigste virkemidlene er reserver. Det er vanlig å skille mellom tre typer reserver; primær, sekundær og tertiær. De to første er automatiske mens den siste er manuell.

Med større endringer i utveksling og produksjon øker utfordringen med å balansere systemet og dermed behovet for reserver. Det vil bli behov for et større volum av både automatiske- og tertiærreserver.

Automatiske reserver

Balanseringen av produksjon, forbruk og utveksling er helt avhengig av riktig dimensjonering og plassering av automatiske reserver i henhold til den driftsituasjonen man skal håndtere. Vi har sett en vesentlig endring i systemdriften gjennom aktørenes mer aktive tilpassing til prissignalene i markedet over de siste 20 årene. Utnyttelsen av det nordiske kraftsystemet skjer på en langt mer dynamisk måte i dag enn tidligere, noe som materialiserer seg gjennom større og hyppigere endringer i flyten på mellomlandsforbindelsen.

Vi har estimert behovet for økning av automatiske reserver som følge av økt utvekslingskapasitet til å være i størrelsesorden 10 % av forbindelsens kapasitet. Kostnadene forbundet med kjøp av ekstra reserver er hensyntatt i det samfunnsøkonomiske regnestykket.

Tertiærreserver

Også i fremtiden vil nok mye av balanseringen basere seg på manuelle justeringer håndtert av systemansvarlig. Verktøyet som brukes er budene i markedet for regulerkraft (RK, som er tertiærreserve). Vi har alt i dag et kapasitetsproblem i dette markedet i store deler av året. Om høsten, vinteren og våren er det normalt at aktørene har planlagt så mye produksjon for å møte ulike forpliktelser at det kun er begrenset kapasitet tilgjengelig for salg i RK-markedet. For å sikre et tilstrekkelig volum i dette markedet opererer Statnett et kapasitetsmarked (RKOM) der man betaler aktørene for å stille oppreguleringsbud; enten gjennom oppkjøring av produksjon eller nedkjøring av forbruk. Volumet som omsettes i RKOM i dag er ca. 2000 MW.

Kostnader for reserver

Kostnadene ved å reservere kapasitet til de ulike reservemarkedene har i hovedsak to prisdrivere. Den ene er redusert virkningsgrad på produksjonsenheter, og den andre er alternativbruken av vann.

Automatiske reserver

Opp til for ganske få år siden har tilbudet og kostnadene vært relativt moderate for automatiske reserver. Årsaken har delvis vært at man har hatt et påbud om leveranse og at salget til utlandet har vært begrenset. I de siste årene har vi opplevd perioder der kapasiteten fra roterende maskiner ikke har vært tilstrekkelig til å levere de volumene av automatiske reserver som systemdriftsavtalen krever. Statnett har derfor ordninger for å sikre tilgang på de nødvendige volum. Når kapasiteten fra roterende maskiner er brukt opp, må aktører som tilbyr automatiske reserver omdisponere bruken av vann. Aktørene må sikre at flere maskiner kjører for å kunne tilby større volum med reserver.

Basert på historiske data ser vi en tilbudskurve for primærreserver som viser at en viss mengde kan leveres til relativt lave priser ved å stille statikk på roterende maskiner. Neste segment på tilbudskurven er aktører som tilbyr å flytte vann mellom "dag og natt" (dvs. innenfor et relativt kort tidssegment). Her er kostnaden bestemt av prisdifferansen mellom dag og natt i sommerperioden. Vi forventer at denne prisdifferansen vil øke mot 2020 og medføre høyere priser på reservene i dette segmentet i fremtiden. Dersom det er behov for ytterligere volum av reserver så kommer dette fra aktører som tilbyr "vintervann" for å sikre roterende maskiner sommerstid som leverer automatiske reserver. Vi forventer også at disse prisdifferansene og dermed reservekostnadene vil øke mot 2020. Da reservebehovet vil øke tilsvarende ca. 10 % av en ny kabels kapasitet, vil Statnetts egen økning i etterspørsel etter reserver også bidra til økte reservekostnader.

I tillegg vil det komme en virkning av at vi planlegger å selge reserver til våre handelspartnere – dette vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt, men vil isolert sett være kostnadsdrivende for systemansvarlig.

Tertiærreserver

Aktører som tilbyr kapasitet for oppregulering i RKOM i perioder med høy produksjon må redusere bruken av vann i disse timene hvor prisene er høye. Vannet må da benyttes i senere perioder der energiprisene muligens er noe lavere. Aktørene vil kompenseres for dette potensielle tapet, der kostnadsdriveren er prisdifferansen mellom disse tidsavsnittene. Større prisvariasjoner innen døgnet og mellom sesongene er med på å drive prisene i RKOM oppover.

Nedregulering

Begrenset kapasitet til å regulere ned har i de seneste årene dukket opp som et nytt fenomen. I sommersesongen har lav last kombinert med høy import og store mengder uregulerbar produksjon gjort at volumet av bud om å regulere ned produksjon har nådd en kritisk lav grense. Det vil derfor mest sannsynlig innføres en ordning for å sikre nedreguleringskapasitet i sommerhalvåret som tilsvarer dagens RKOM-marked som sikrer oppreguleringskapasitet i vinterhalvåret. Alternativet vil være å begrense overføringskapasiteten på likestrømforbindelsene.

3.5.2 Mulige nye og justerte løsninger

Økt behov for reserver og derav økte systemdriftskostnader vil tvinge fram alternative tiltak for å håndtere fremtidig systemdrift. Alle endringene som er beskrevet her vil vi trolig se varianter av, men de vil sannsynligvis ikke være tilstrekkelige til å hindre en betydelig økning i kostnadene for systemtjenester, kun dempe dem noe.

Videreutvikle ordningen med kvartersoppløsning i driftstimen

Dagens balanseregulering bygger på en timesoppløsning i energimarkedet. For å bli bedre i stand til å håndtere de ubalansene som oppstår innenfor driftstimen, stilles det krav til kvartersoppløsning av planer for produksjon der produksjonen endrer seg mye fra time til time. De momentane ubalansene i driftstimen er imidlertid fortsatt et problem og det diskuteres om man skal gjøre en videreutvikling i retning av en utvidet kvartersoppløsning. Dette kan gjøres med større eller mindre omfang. Noen alternativ er listet nedenfor.

- Den mest omfattende endringen er at det innføres kvartersavregning av alle ubalanser. Det er mye som tyder på at en slik endring vil måtte gjennomføres også i Norden før eller siden. Dette vil kreve planer med kvartersoppløsning.
- En mer begrenset variant er at kvartersavregning kun innføres for ubalanser mellom fysisk produksjon og planer fra større produksjonsenheter. Dette kan ses på som en videreutvikling av dagens to-pris-avregning for produksjon
- Videre kan det innføres kvartersoppløsning for ulike markedsprodukter:
 - Kvartersoppløsning i alle markeder for system- og balansetjenester. På den måten får man en konsistent sammenheng mellom disse markedene og den eksisterende kvartersoppløsningen på produksjonsplanen
 - Kvartersoppløsning i intradag-markedet. Dette vil kunne gi aktører en mulighet til å handle seg i balanse pr. kvarter
 - Kvartersoppløsning av spotmarkedet. Denne muligheten kan bli nødvendig for å oppnå tilstrekkelig balanse pr. kvarter. Det er ulike syn på om dette er en ønsket utvikling.

Det er mulig å tenke seg kombinasjoner av disse mulighetene også selv om man skulle ønske å beholde timesoppløsning i spotmarkedet. Med slike endringer vil ubalansene knyttet til ramping kunne reduseres vesentlig. Hovedårsaken til dette er at de strukturelle ubalansene reduseres. Det vil som følge av en slik løsning påløpe kostnader, først og fremst i form av nytt måleutstyr og nye målesystemer. Disse kostnadene kan imidlertid ikke tilskrives den enkelte nye kabelforbindelse alene.

Øke volumet av automatiske reserver

Utfordringene med de raske flytendringene håndteres i dag med rampingrestriksjoner på likestrømforbindelsene, men også med automatiske reserver. Det er mulig å endre «blandingsforholdet» mellom disse to virkemidlene. Vi kan med andre ord lempe på rampingrestriksjonene dersom vi øker mengden automatiske reserver. Å øke volumet av automatiske reserver innebærer to typer samfunnsøkonomiske kostnader:

- Effektkapasitet holdes utenfor energimarkedet. Nye mellomlandsforbindelser kan gjøre at enhetskostnadene for dette blir vesentlig høyere enn i dag
- Det blir dårligere virkningsgrad på aggregatene. Man må ha flere aggregater gående samtidig for å oppnå tilstrekkelig hurtig tilgjengelig effekt og dermed får man sett punktet på et mindre gunstig sted enn bestpunkt.

Det man gjør her er å omdisponere vann ved at man eventuelt kjører en annen plan enn den man opprinnelig hadde planlagt for.

Innføre en mer detaljert plan for produksjonsendringer

Det kan innføres krav til planer og/eller automatisk styring som medfører at planmessige endringer av produksjonsnivå på aggregatene foregår på en bedre måte slik at de forutsigbare ubalansene blir mindre. Vi kan få en jevnere økning i produksjonen ved å:

- Endre produksjonsnivå i de ulike aggregatene på litt ulike tidspunkt. For eksempel kan det gjøres slik at noen aggregater øker sin produksjon fem minutter før timeskiftet, noen fire minutter før timeskiftet osv. Dette blir som en variant av kvartersflytting, men med mye finere tidsoppløsning. Ulempen med dette alternativet er at man ikke nødvendigvis får så god tilpasning til den planlagte endringen. Det vil avhenge av hvor mange aggregater som skal endre produksjonsnivået. Ordningen vil dessuten være administrativt krevende
- Øke settpunktet på hvert aggregat i flere, mindre steg i stedet for å øke settpunktet én gang. Man kan for eksempel flytte det ti ganger i løpet av de ti minuttene UCTE-reglene gir anledning til
- Endre produksjonen på aggregater i samsvar med endring av flyt på kablene. Dette er egentlig en LFC løsning der endring av kabelflyt er inngangssignal til AGC på aggregatene. Her kan også regulerkraft eventuelt benyttes
- Videreutvikle dagens rampingrestriksjoner ved større produksjonsendringer.

Innføre mer fleksible ENTSO-E regler og EU Codes

Med dagens markedsdesign vil en langsommere regulering av effekten på HVDC øke den resulterende mothandel av ubalanse mellom kontinentet og Norden i ugunstig retning i forhold til prisforskjellene i energimarkedet. Dette er imidlertid ikke en samfunnsøkonomisk kostnad, men en inntektsomfordeling hvor TSOene må betale mer.

Det arbeides imidlertid med planer for å kunne rampe gjennom hele timen når det er flytendringer på utenlandskablene. Vi vil på denne måten kunne lempe på rampingrestriksjonene på utenlandskablene og få en raskere snuing av flyten på kablene. Dette vil også være i tråd med markedets ønsker.

Oppsummering og konklusjon

Samlet sett vil de tiltakene som er beskrevet medføre at vi kan håndtere mer ramping på HVDC-forbindelsene. Det vil imidlertid medføre at det blir større endringer i produksjonen rundt noen timeskift som følge av at endringer i kabelflyt blir større. For å beholde driftssikkerheten i systemet vil det derfor være nødvendig å øke volumet av automatiske reserver og videreutvikle ordningen med kvarterplaner for produksjon.

Det er i dag mange forbindelser som binder synkronsystemet til omliggende områder. De fleste av disse har mulighet for intradag-handel og på alle er det muligheter for TSO-ene til å utveksle tertiærreserver under vanskelige forhold i systemdriften. Med flere mellomlandsforbindelser til ulike områder øker potensialet for å trekke på fleksibilitet og reserver fra andre systemer. I dag er det størst fokus på hvordan man tilrettelegger for energihandel på mellomlandsforbindelsene. Konsekvensene for systemdriften og behovet for økt fleksibilitet i systemdriften har fått noe mindre oppmerksomhet. Det bør bli en bedre balanse mellom disse to hensynene da dette kan dempe behovet for reservasjon av reservekapasitet.

Fremstillingen over, rundt priser og volum av reserver, er basert på dagens løsninger der det er magasinverk som hovedsakelig tilbyr billige fleksible reserver. Teknologisk er det imidlertid mulig både for vind-, elve- og småkraft til å levere automatiske- og tertiærreserver. Denne leveransen er ikke av den aller billigste typen, men vil kunne konkurrere med magasinverk når vi må trekke på enheter som bruker "vintervann". Det er ikke alle enheter slike leveranser vil være egnet for, men det er trolig et betydelig volum som kan delta med mer fleksibilitet enn det som leveres i dag. Det vil være behov for utvikling av verktøy som kan synliggjøre reguleringsmuligheter og kostnadene ved disse, for at de nye mulighetene skal kunne bli realisert.

4 ORGANISERING AV KRAFTSEKTOREN OG KRAFTMARKEDET I TYSKLAND

4.1 Kraftsystem og -balanse

Tyskland har det største kraftmarkedet i Europa. Som følge av sin geografiske beliggenhet har det tyske kraftsystemet forbindelser til ni omkringliggende systemer. Det foregår en betydelig kraftutveksling over disse forbindelsene, noe som kan illustreres ved at Tyskland er den største importøren (foran Italia) og den nest største eksportøren (etter Frankrike) av kraft i Europa.

Termiske kraftverk som brenner fossile brenslers står for nesten 60 % av kraftproduksjonen. Kjernekraften bidrar med i underkant av 20 % og ny fornybar bidro med 20 % i 2011. I 2011 hadde Tyskland 168 000 MW installert effekt. Landet har hatt en voldsom vekst i vind- og solkraft de senere årene, og har nå omtrent halvparten av installert vindkraftproduksjonskapasitet og en tredjedel av solkraftproduksjonskapasiteten i EU.

Forbruket i 2011 var 541 TWh. Forbruksrekorden på 87 500 MW ble registrert i 2010. Industrien står for om lag halvparten av forbruket. Den andre halvparten fordeler seg noenlunde likt mellom husholdningene og øvrig kommersiell virksomhet samt offentlig sektor.

Beslutningen om umiddelbart å stenge ned åtte kjernekraftreaktorer i kjølvannet av Fukushima-ulykken sammen med de store produksjonssvingningene som forårsakes av den hurtig voksende parken av fornybare produksjonsmidler, har gjort det svært krevende å balansere systemet de siste vintrene. Det er spesielt sør i Tyskland at produksjonsmarginen er utilstrekkelig. Nedstengning av 5000 MW kjernekraft og utilstrekkelig overføringskapasitet til Nord-Tyskland har tvunget tyskerne til å kjøpe reservekapasitet i Østerrike. Den tyske regjeringen har foreslått en lovendring som gjør det mulig å stoppe planene om å stenge ned uøkonomiske gasskraftverk dersom regulator vurderer at de er systemkritiske. Ordningen er midlertidig, og skal senest avvikles i 2019.

4.2 Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien («EEG»)

Denne loven, som ble introdusert i 2000 og som har blitt tilpasset mange ganger ved behov, danner grunnlaget for den tyske fornybarsatsingen. Det sentrale politiske virkemiddelet har vært innmatingstariffer. De tyske systemansvarlige selskapene (TSO-ene) er juridisk forpliktet til å knytte all ny fornybar kraftproduksjon til nettet og til å kjøpe all den kraften de produserer i 20 år til en garantert pris. Dette støttesystemet fjerner både pris- og volumrisiko for investorene og har vist seg å være et svært effektivt virkemiddel i forhold til å bygge opp en stor fornybar kraftproduksjonspark på kort tid. I første omgang er det TSO-ene som betaler kraftprodusentene, men regningen sendes videre til strømkundene.

4.3 Markedsstruktur og eierskap

Aktørene i det tyske kraftmarkedet kan kategoriseres i fire grupper:

- De fire store energiselskapene – RWE, E.ON, EnBW og Vattenfall – som eier rundt 60 % av produksjonskapasiteten, forsyner regionale og lokale leverandører i tillegg til sluttbrukere.
- Rundt seksti større regionale energiselskaper som forsyner sluttbrukere med strøm, hovedsakelig utenfor de store byene.
- Mer enn tusen lokale energiselskaper, såkalte «Stadtwerke» og mindre regionale energiselskaper, som ofte er kommunalt eid. De leverer kraft, gass, vann, fjernvarme og offentlig transport i sine respektive bygder og byer.
- Energiselskaper fra andre europeiske land, for eksempel Statkraft og GDF Suez, som driver med kraftproduksjon og som også leverer kraft til sluttbrukere. Industriselskaper som driver kraftstasjoner hovedsakelig for å dekke sitt eget kraftbehov.

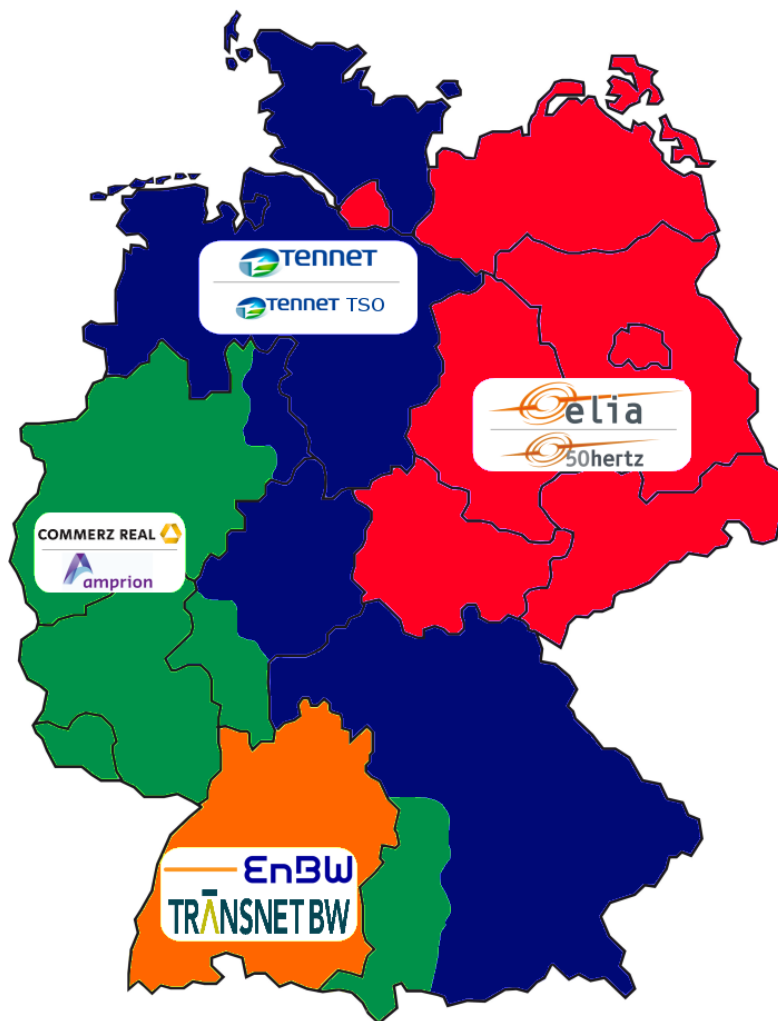
4.4 Kraftoverføring og utenlandsforbindelser

Til forskjell fra mange andre europeiske land har Tyskland flere overføringsnett og ikke bare en systemansvarlig (TSO). De fire systemansvarlige selskapene er:

- 50Hertz Transmission GmbH. Eies av Elia (60 %) og IFM (40 %). Geografisk område: Østlige Tyskland.
- Amprion GmbH. Eies av RWE AG. Geografisk område: Vestlige Tyskland.
- TransnetBW GmbH. Eies av EnBW AG (87 %) og Neckarwerke Stuttgart GmbH (17 %). Geografisk område: Sørvestlige Tyskland.
- TenneT TSO GmbH. Del av den nederlandske TSO TenneT B.V. Geografisk område: Nordvestlige til Sørøstlige Tyskland.

I kjølvannet av den tyske regjeringen sitt krav om at de fire store energiselskapene måtte skille ut kraftoverføringsvirksomheten sin, har Vattenfall og E.ON solgt sine aktiva (til Elia og TenneT), mens RWE og EnBW har satt ut TSO virksomheten i nyopprettede selskap.

Eksisterende utenlandsforbindelser eies og drives av de fire systemansvarlige selskapene avhengig av i hvem sitt område de knyttes til det tyske nettet. Forbindelsen fra Norge vil knyttes til nettet i TenneT sitt nettområde.



Figur 16: Kart over det tyske sentralnett som viser hvilket geografisk område de fire systemansvarlige selskapene, amprion, Tennet TSO, Transnet BW og 50 Hertz, har ansvar for. Eierne av TSOene er inkludert over TSO-navnet.

4.5 Engrosmarkedet for kraft

Som en følge av sin geografiske beliggenhet midt på det europeiske kontinentet, er Tyskland koblet sammen med mange andre kraftmarkeder. Tettst koblet er Tyskland med det østerrikske markedet. De to landene utgjør et felles prisområde i spotmarkedet som drives av EPEX Spot SE. I november 2010 ble den trilaterale markedskoblingen mellom Frankrike, Belgia og Nederland utvidet til å inkludere Tyskland og Luxembourg. Den pentilaterale koblingen kalles også «the Central West Europe (CWE) electricity market.» Selv om Tyskland er en del av et stort felles day-ahead-marked som er opprettet for å maksimere nytten av overføringsforbindelsene mellom de fem landene, er det fremdeles ikke en felles pris i alle markedene i alle timer.

5 ORGANISERING AV KRAFTSEKTOREN OG KRAFTMARKEDET I STORBRIANNIA

5.1 Kraftsystem og -balanse

Termiske kraftverk som brenner fossile brensler står for om lag 70 % av kraftproduksjonen. Kjernekraften bidrar med i underkant av 20 %. De siste 10 prosentene kommer fra flere kilder, av disse er det vindkraft som gir det største bidraget. I 2011 hadde Storbritannia 90 000 MW installert effekt. I løpet av de siste 20 årene har størstedelen av de drøyt 30 000 MW ny produksjonskapasitet som har blitt bygget vært gasskraftverk basert på første generasjons CCGT-teknologi. Disse kraftverkene har en virkningsgrad på mellom 40 og 45 %. Veksten var spesielt sterk i perioden mellom 1990 og 2000. Britene omtaler denne utviklingen som «the dash for gas.»

Forbruket i 2011 var 345 TWh. Forbruksrekorden er på 62 000 MW. Industrien og tjenesteytende næringer står for drøyt 60 % av forbruket og husholdningene for i underkant av 30 %. Den totale kraftproduksjonen var 338 TWh i 2011, og landet var dermed netto importør av drøyt 6 TWh. Dette kan forklares ved at trenden, som startet i 2006, med at gasskraft tok markedsandeler fra kull- og kjernekraft ble reversert i 2011. Økende fornybar kraftproduksjon og en svært negativ utvikling i lønnsomheten til gasskraftverk har ført til permanent og midlertidig nedstenging av mange verk, spesielt de med lavest virkningsgrad.

5.2 the Electricity Market Reform («EMR»)

Hovedformålet med EMR er å redusere kostnadene ved å nå klima- og fornybarmålene. I Storbritannia er disse juridisk bindende. Investeringer i alle aktuelle lavutslipps- og fornybarteknologier er svært kapitalintensive samtidig som analyser viste at de etablerte kraftselskapene ikke hadde finansiell styrke til å løfte de nødvendige investeringene. De politiske virkemidlene som ble tatt i bruk er derfor konstruert med tanke på å redusere kapitalkostnadene forbundet med denne type investeringer. Investeringer i kjernekraftproduksjon faller også inn under denne ordningen.

De to mest sentrale virkemidlene i reformen er:

- Introduksjon av et gulv for CO₂-kvoteprisen («Carbon Price Floor»). Formålet med dette er å gi en kvotepris for kraftsektoren i Storbritannia som er tilstrekkelig høy til at dette politiske virkemiddelet bidrar til å levere de resultatene det var ment å gjøre, og som EU ETS ikke har klart å gjøre. I praksis innebærer ordningen at det innføres en skatt på fossile brensler til bruk i kraftproduksjon som kan variere og som fastsettes under behandlingen av statsbudsjettet.
- Introduksjon av «Contracts for Difference,» en støtteordning som skal bidra til å redusere prisrisikoen til produsenter av utslippsfri- og fornybar kraft ved å gi dem en garantert inntekt fra salg av den kraften de produserer. Ordningen gir rett til en utbetaling fra staten som utligner forskjellen mellom markedsprisen på kraft og det garanterte prisnivået.

Reformen inneholder også to andre virkemidler:

- Introduksjon av en kapasitetsmekanisme for å dempe frykten for utilstrekkelig forsyningssikkerhet.
- Introduksjon av en utslippsstandard («Emission Performance Standard») på 450 gram CO₂/kWh. Formålet med denne er å utelukke muligheten for at det blir bygget kullkraftverk uten CO₂-rensing samtidig som det ikke hindrer at de gasskraftverkene bygges som man mener er nødvendige for å balansere den variable kraftproduksjonen fra fornybare kilder.

5.3 Markedsstruktur og eierskap

I løpet av de siste ti årene har det vært en trend mot mer vertikal integrerte kraftselskaper i Storbritannia.

Hovedgrunnen til denne bølgen av oppkjøp og sammenslåinger var dereguleringen av sluttbrukermarkedet i 1998 som ble gjennomført for å oppnå stordriftsfordeler, noe man mente ville oppnås dersom man hadde en kundebase på flere millioner kunder. Ytterligere konsolidering fant sted etter at den nye markedsreguleringen

NETA ble introdusert i 2001. Konsekvensen av dette er at «de seks store»⁹ («the big six»),» med sin markedsandel på 92 %, er totalt dominerende i sluttbrukermarkedet.

5.4 Kraftoverføring og utenlandsforbindelser

National Grid eier sentralnettet og er ansvarlig for systemdriften i England og Wales. Selskapet er også ansvarlig for systemdriften i Skottland hvor sentralnettet eies av selskapene Scottish Power og Scottish & Southern Energy. Kostnadene National Grid har ved systemdriften dekkes gjennom at selskapet krever inn en såkalt TNUoS avgift («Transmission Network Use of System charge»). Balansekostnader dekkes gjennom en såkalt BSUoS avgift («Balancing Services Use of System charge»).

Storbritannia har i dag tre overføringsforbindelser til omkringliggende systemer: Irland, Frankrike og Nederland. I løpet av de seneste årene har Storbritannia stort sett eksportert til Irland. Flyten på kablene til kontinentet er mer skiftende, men Storbritannia har hatt netto import.

5.5 Engrosmarkedet for kraft

I Storbritannia finnes det flere alternativer for omsetning av kraft day-ahead:

- Kraftbørser: Det eksisterer to kraftbørser; N2EX og APX-UK.
- Bilateral handel (OTC): Handel direkte mellom aktørene eller via en megler

APX-UK, som før den ble overtatt av APX i 2003 het UPX, er den eldste kraftbørsen. De mest likvide produktene er halvtimeskontraktene som kan handles fra 2 dager til 15 minutter før «gate closure» (gate closure er 1 time før fysisk levering). Den avholder også en day-ahead-auksjon, men volumene som omsettes her er lave (10,4 TWh i 2011).

N2EX ble etablert i januar 2010. I 2011 ble det omsatt 18.7 TWh i day-ahead-markedet, noe som var en dobling fra året før.

Day-ahead-produktene «baseload» og «peak» handles også OTC, utenfor børsene. Denne form for handel utgjør en betydelig andel av handelen i kraftmarkedet i Storbritannia. Det er flere store meglerhus som dekker det britiske markedet, blant annet GFI, ICAP, TFS, Spectron og Tullet-Prebon. Selskapet Heren virker som prisreporter. Det samler inn informasjon om handlene som har blitt sluttet i OTC-markedet hver dag (volum og pris per produkttype). Basert på denne informasjonen, utarbeider de en indeks som gir aktørene en generell oversikt over markedsutviklingen på daglig basis.

Ofgem har lenge vært bekymret for likviditeten i engrosmarkedet for kraft og har vurdert å gripe inn direkte for å forbedre situasjonen. Markedsaktørene har reagert på dette, og kommet Ofgem i forkjøpet ved å lansere sin egen løsning på problemet. Deres fokus har så langt vært på å øke likviditeten i day-ahead-markedet gjennom å bidra til etableringen av kraftbørsen N2EX og gjennom å forplikte seg til å bruke denne børsen som den foretrukne markedsplassen for day-ahead-handel. Mot slutten av 2011 inngikk hver av «de seks store» en frivillig forpliktelse om å auksjonere bort minst 30 % av sine produksjonsvolumer gjennom day-ahead-auksjonen på N2EX. På grunn av dette tiltaket blir nå om lag 25-30 % av det samlede forbruket handlet i day-ahead-auksjonen på N2EX. Ofgem er tilfreds med denne utviklingen og har derfor avstått fra direkte inngripen. Forutsatt at den positive utviklingen fortsetter, er det grunn til å tro at Storbritannia vil ha et effektivt day-ahead-marked i fremtiden.

EU har som mål å etablere et felles day-ahead og intradag kraftmarkeder i Europa innen 2014. Et sentralt element i den planlagte markedsmodellen er såkalt markedskobling, en form for implisitt auksjon. Den britiske markedskoblingsløsningen kalles «the GB Virtual Hub.» Via denne løsningen vil prisene fra de to børsene settes sammen for derigjennom å gi en felles grenseflate mot de andre landene som deltar i det markedskoblingsområdet som går under navnet «North West Europe.» Det er Nord Pool Spot som har blitt utpekt til å levere denne tjenesten og som skal ha ansvar for å utveksle informasjon mellom aktørene.

⁹ EDF, Centrica, E.ON, RWE, Scottish Power, SSE

6 TYSKLANDSPROSJEKTET

6.1 Teknisk anlegg, trasé og tilknytning til sentralnettet

Forbindelsen er på nominelt 1400 MW. Kabelen vil ha et spenningsnivå på 525kV og vil i Tyskland kobles til 380 kV-nettet mens den i Norge vil kobles til i 420kV-nettet.

Hovedkomponentene i forbindelsen blir følgende:

- 2 omformer / transformatorstasjoner, en i Norge (Ertsmyra) og en i Tyskland (Wilster). Hver omformerstasjon krever et område på ca. 60.000 m². Det er valgt VSC omformerteknologi.
- 2 parallelle HVDC-kabler for sjødelen fra Vollesfjord til Büsum
Sjøkabelen er 514 km lang. Maksimalt havdyp er ca. 450 meter og det skal gjøres 36 kryssinger. Kabeltypen som skal anvendes kalles masseimpregnert papirisolert kabel (MI). Dette er samme type kabel som er brukt i Skagerrakkablene, NorNed og i de fleste andre HVDC-kabler i verden.
- 2 parallelle HVDC-kabler på land i Tyskland fra Büsum til tilknytningspunktet i Wilster. Jordkabelen er 55 km lang.
- 2 parallelle HVDC-luftledninger på land i Norge
Luftledningen er 54 km lang. De første ca. 5 km bygges parallelt nord for 300 kV ledningen Feda-Åna Sira, de neste ca. 9 km i egen trasé og de siste ca. 39 km parallelt vest for eksisterende Feda-Tonstad 2 (som oppgraderes til 420 kV).



Figur 17: Oversiktskart som viser kabelruten mellom Vollesfjord i Norge og Büsum og Wilster i Tyskland. Forbindelsen vil bli ført som luftledning fra Vollesfjord til Tonstad. Denne delen av ruten er ikke vist på kartet.

6.2 Anleggsrelaterte konsesjoner og avtaler

6.2.1 Norge

Statnett sendte inn søknad om anleggskonsesjon for NORD.LINK-kabelen i mars 2010. Da NorGer-prosjektet hadde tilnærmet like planer for trasé og tilkobling i Tonstad, ble det etter ønske fra NVE i oktober 2010 sendt inn en samordnet søknad om anleggskonsesjon. Søknaden er til behandling hos NVE.

6.2.2 Danmark

Kabelen vil krysse dansk farvann i en strekning på ca. 250 km før den kommer inn i tysk område. Etablering av nytt nett eller vesentlige endringer av elforsyningsnettet på kontinentalsokkelen i Danmark er omfattet av EUs habitatregler selv om ikke kabelen skal tilknyttes dansk sentralnett. På bakgrunn av dette er det utarbeidet en vurdering av prosjektets konsekvenser for internasjonalt beskyttede naturområder som «Natura 2000», samt for relevante arter som er listet opp i habitatsdirektivet.

I Statnetts søknad til Energistyrelsen i Danmark er det blant annet beskrevet forventede påvirkninger fra kabelen på internasjonale beskyttede naturområder, marinarkeologiske forhold, råstoffressurser etc. Det er også beskrevet hvordan kryssinger av eksisterende kabler og rørledninger skal håndteres og reguleres. Konsesjonssøknad til Energistyrelsen ble sendt i november 2012.

6.2.3 Tyskland

I Tyskland er konsesjonsprosessen todelt:

1. Land og sjø innenfor 12-milssonen.
Denne prosessen består igjen av to trinn:
 - a. Trinn 1 («Raumordnungsverfahren») handler om å få tillatelse på et overordnet nivå for å sannsynliggjøre at en gjennomføring av prosjektet er mulig. Det utarbeides en grov trasé-korridor som beskrives og planlegges.
 - b. For trinn 2 («Planfeststellungsverfahren») fordres det en mer detaljert tilnærming med nøyaktig planlegging og tilpasning innenfor den godkjente korridoren fra trinn 1.
2. Offshore (utenfor 12-milssonen).

Den tyske nettoperatøren TenneT har over lang tid planlagt og utviklet ilandføring og nettilknytning for de fire offshore vindparkene HelWin 1 og 2 og SylWin 1 og 2. Kablene fra disse parkene planlegges lagt parallelt i hele 12-milssonen og på land helt fram til tilkoblingen i omformerstasjonen. Nettilknytning for disse vindparkene (Büttel) ligger ca. 3 km unna tilknytningspunktet i Wilster som prosjektet har fått tildelt.

Da prosjektet også har fått godkjenning til å parallellføre med de planlagte kablene fra vindparkene, har det blitt unntatt fra 1a og fått tillatelse til å gå rett på 1b og 2. Teknisk underlag og alle pålagte studier er utarbeidet og gjennomført etter tyske myndigheters krav og spesifikasjoner. Det ble i august 2012 sendt inn en foreløpig søknad for trinn 1b. En foreløpig søknad blir sendt for å få tilbakemelding fra myndighetene om søknaden kan anses å inneholde alle relevante punkter som skal belyses, en såkalt «completeness check». Etter videre arbeid basert på tilbakemeldinger, planlegges underlaget for søknaden for 1b å sendes i midten av mai 2013. For del 2 planlegges innsendelse av konsesjonsunderlag i slutten av mai 2013.

Normal behandlingstid for søknadene antas å være minimum 1 år, men myndighetene har forespeilet en raskest mulig behandling slik at prosjektet kan få innvilget konsesjon i forkant av investeringsbeslutningen sommeren 2014. Tysk konsesjonsprosess antas å ligge på kritisk linje i prosjektet.

6.3 Organisering av eierskap

6.3.1 Samarbeidspartnere

Tysklandsprosjektet er et samarbeid mellom Statnett og DC Nordseekabel GmbH & Co KG («DCNG»). DCNG er et tysk selskap som er indirekte heleid av TenneT og KfW, hver med 50 %.

TenneT er en av fire TSOer i Tyskland. På samme måte som Statnett, administrerer TenneT hovednettet og mellomlandsforbindelsene, overvåker påliteligheten og leveringssikkerheten, og sørger for balanse mellom produksjon og forbruk av kraft. TenneT har ca. 900 ansatte, og er et datterselskap av TenneT B.V. Selskapet er i dag heleid av den nederlandske stat. TenneT i Nederland er Statnetts samarbeidspartner for NorNed-kabelen, hvor hver av partene eier 50 %.

KfW er en tysk, statlig eid finansieringsinstitusjon. KfW ble stiftet i 1948 som en del av Marshall-hjelpen, og navnet kommer opprinnelig fra Kreditanstalt für Wiederaufbau.

Selskapet DCNG er etablert særskilt i forbindelse med Tysklandsprosjektet. TenneT og KfW har, som eiere av selskapet, forpliktet seg proratarisk overfor Statnett til å tilføre DCNG tilstrekkelig kapital for at DCNG kan oppfylle sine forpliktelser knyttet til prosjektet i utviklings- og anleggsfasen.

Opprinnelig ble Tysklandsprosjektet initiert som et samarbeidsprosjekt mellom Statnett og TenneT (den gang Transpower Stromübertragungs GmbH). Statnett videreutviklet deretter prosjektet alene, før Statnett, TenneT og KfW inngikk avtale om å samarbeide om den videre utviklingen av prosjektet som egenkapitalpartnere.

6.3.2 Avtaleverket

Forholdet mellom Statnett og eierne av DCNG er regulert i Principal Cooperation Agreement. Avtalen har fokus på eierforhold, herunder de tyske eierselskapenes finansieringsforpliktelser, og går i liten grad inn på

operasjonelle forhold slik som markedsløsninger, drift og vedlikehold. Principal Cooperation Agreement vil opphøre ved idriftsettelse av kabelen, med unntak av visse forhold som består frem til de eventuelt blir erstattet i senere avtaler.

Samarbeidet mellom Statnett og DCNG er nærmere regulert gjennom en samarbeidsavtale (Cooperation Agreement) og en tilleggsavtale. Dette avtaleverket regulerer blant annet hovedprinsippene for videre utvikling, bygging og drift av kabelen.

Cooperation Agreement skal avløses av en «Ownership Agreement», samt suppleres med særskilte avtaler knyttet til drift, vedlikehold, handel med mer. Inngåelsen av en tilfredsstillende Ownership Agreement vil være en av forutsetningene for investeringsbeslutning i prosjektet.

6.3.3 Eierskap til mellomlandsforbindelsen, inntekts- og kostnadsdeling

Statnett vil eie den nordlige halvdel av forbindelsen og landanleggene i Norge. DCNG vil eie den sørlige halvdel av forbindelsen og landanleggene i Tyskland. Eierstrukturen samsvarer i det vesentlige med måten TenneT og Statnett har organisert eierskapet til NorNed-kabelen.

Det er foreløpig ikke endelig avklart hvordan de operative forholdene vil bli strukturert på tysk side med sikte på å oppfylle TSO-relaterte og øvrige regulatoriske krav til eierskap og drift av kabelen. I påvente av slik avklaring har TenneT gjennom Principal Cooperation Agreement forpliktet seg til å oppfylle DCNGs TSO-relaterte forpliktelser, i den grad dette ikke skulle være mulig for DCNG. Dette skal sikre en tett samarbeidsrelasjon på TSO-nivå, sammenlignbar med situasjonen på Statnetts øvrige eksisterende mellomlandsforbindelser. Statnett vil så snart som mulig komme tilbake med nærmere informasjon og dokumentasjon om regulatoriske avklaringer på tysk side, og forutsetter etablering av en tilfredsstillende struktur før investeringsbeslutning fattes.

Investerings- og driftskostnader fra og med inngåelsen av Cooperation Agreement vil som hovedregel deles med 50 % på hver part. Modellen er bygget på samme prinsipper som kostnadsdelingsmodellen for NorNed-prosjektet, og de erfaringer Statnett og TenneT har fra denne.

Statnett har hatt separate kostnader knyttet til egen utvikling av Tysklandsprosjektet frem til inngåelsen av Cooperation Agreement. De historiske kostnadene er underlagt en særskilt delingsmekanisme mellom partene.

Partene vil som hovedregel dele inntekter som genereres av kabelen likt. Det er likevel åpnet for at en part på nærmere bestemte vilkår, kan bestemme hvordan egen del av overføringskapasiteten kan gjøres tilgjengelig i markedet (fratrasket kapasitet som er allokert til handel med reserver). I et slikt tilfelle vil partenes inntekter bli delt tilsvarende.

6.4 Prosjektutviklingsfasen

6.4.1 Organisering av prosjektet

Beslutninger i fellesprosjektet fattes av en styringskomité sammensatt av representanter fra KfW, TenneT og Statnett. Hvert av landene har i prosjektutviklingsfasen sin egen prosjektorganisasjon og disse samarbeider gjennom arbeidsgrupper. Partene samarbeider i alle støttefunksjoner. Prosjektet styres gjennom en felles Project Management Plan (PMP).

6.4.2 Arbeidsomfang

Det viktigste arbeidet i fasen frem til investeringsbeslutning vil være:

- Dokumentere tilstrekkelig samfunnsøkonomisk lønnsomhet til å fatte investeringsbeslutning
- Etablering av tilstrekkelig teknisk, økonomisk og juridisk underlag for utsendelse av konkurransegrunnlag (ITT)
- Fremforhandling av byggekontrakter
- Etablere gjenstående avtaleverk

- Inngå nødvendige avtaler og oppnå konsesjoner og tillatelser knyttet til ilandføringen av kabelen i Norge og Tyskland
- Videre utvikling av partnersamarbeidet og etablering av en felles, integrert byggeorganisasjon.

6.4.3 Finansiering

Statnett legger til grunn at den norske andelen av prosjektutviklingskostnadene vil inngå i sentralnettordningen.

6.5 Prosjektgjennomføringsfasen

6.5.1 Organisering av prosjektet

Partene er enige om å endre organisasjonsform i gjennomføringsfasen. Prosjektets felles styringskomité vil bestå med samme representasjon som i utviklingsfasen, men gjennomføringsfasen har partene intensjon om å gjennomføre som ett prosjekt under én felles prosjektledelse. Den faktiske organiseringen av prosjektet etter investeringsbeslutning besluttet av styringskomiteen i forkant av investeringsbeslutning.

6.5.2 Tidsplan

Ved investeringsbeslutning sommeren 2014 forutsettes gjennomføring av engineering- og testaktiviteter frem mot 2015 hvor kabelproduksjon vil starte. Produksjon og installasjon vil så pågå i perioden fram til planlagt oppstart i 2018. Det vil avklares gjennom kontraheringsprosessen hvordan fremdriftsplanen kan optimaliseres for å kunne møte planlagt idriftsettelse av anlegget senhøsten 2018.

6.5.3 Finansiering

Statnett legger til grunn at den norske andelen av kostnader for å etablere forbindelsen vil inngå i sentralnettordningen. Det legges til grunn at investeringen inngår i inntektsrammegrunnelaget til Statnett og at den finansieres gjennom låneopptak.

Med tysk TSO-partner forventes det at den tyske andelen vil inngå i det tyske sentralnettet.

7 ENGLANDSPROSJEKTET

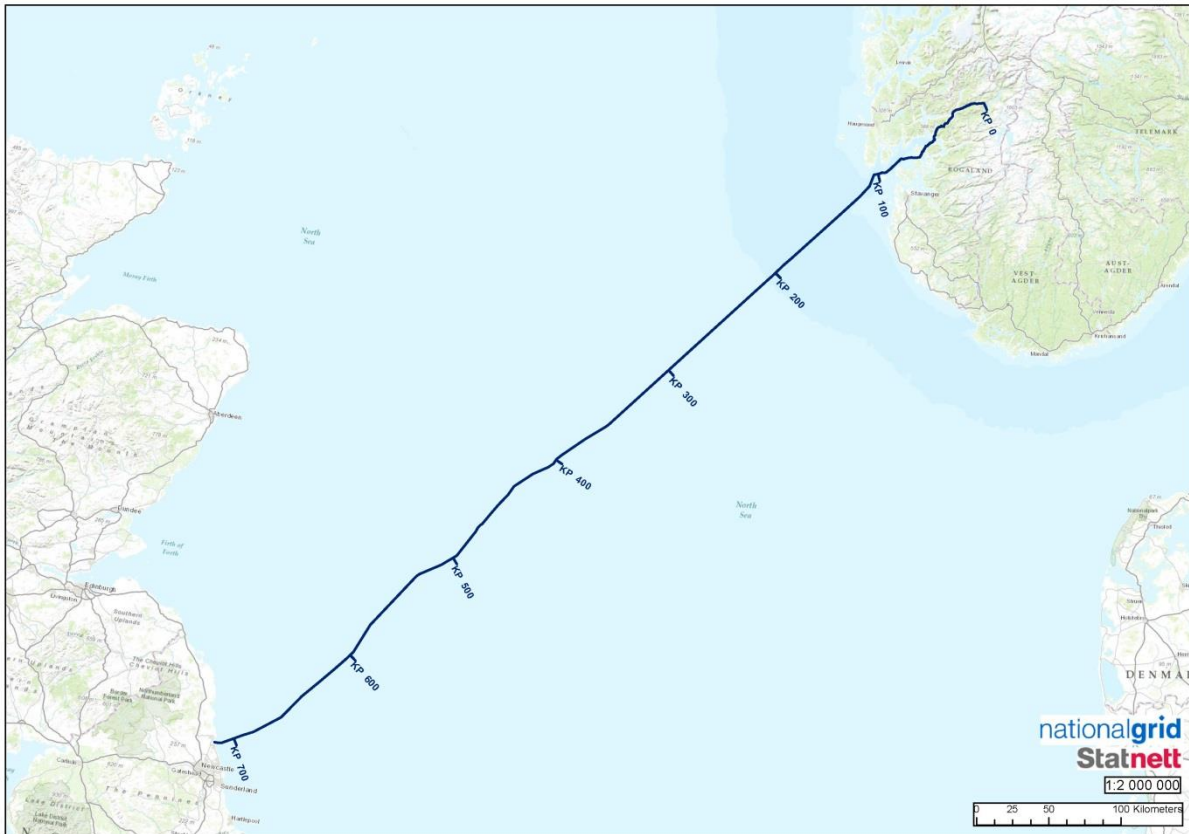
7.1 Teknisk anlegg, trasé og tilknytning til sentralnettet

7.1.1 *Det tekniske anlegget*

Forbindelsen er på nominelt 1400 MW. Kabelen vil ha et spenningsnivå på 525 kV.

Hovedkomponentene i forbindelsen blir følgende:

- 2 omformer / transformatorstasjoner, en i Norge (Kvilldal) og en i England (Blyth)
Hver omformerstasjon krever et område på ca. 60.000 m². Det er valgt VSC omformerteknologi.
- 2 parallelle HVDC-kabler for sjødelen fra Kvilldal til Blyth
Sjøkabelen er 720 km lang. Maksimalt havdyp er ca. 600 meter og det skal gjøres 65 kryssinger. Kabeltypen som skal anvendes kalles masseimpregnert papirisolert kabel (MI). Dette er samme type kabel som er brukt i Skagerrakkablene, NorNed og i de fleste andre HVDC-kabler i verden.
- 2 parallelle HVDC-kabler på land i Norge. Fra landtak i Hylsfjorden føres kabelen videre i tunnel før den krysser Suldalsvatnet og føres i grøft det siste stykket frem til omformerstasjonen (se Figur 19). Trasélengde er 6 km.
- 2 korte parallelle HVDC-kabler på land i England

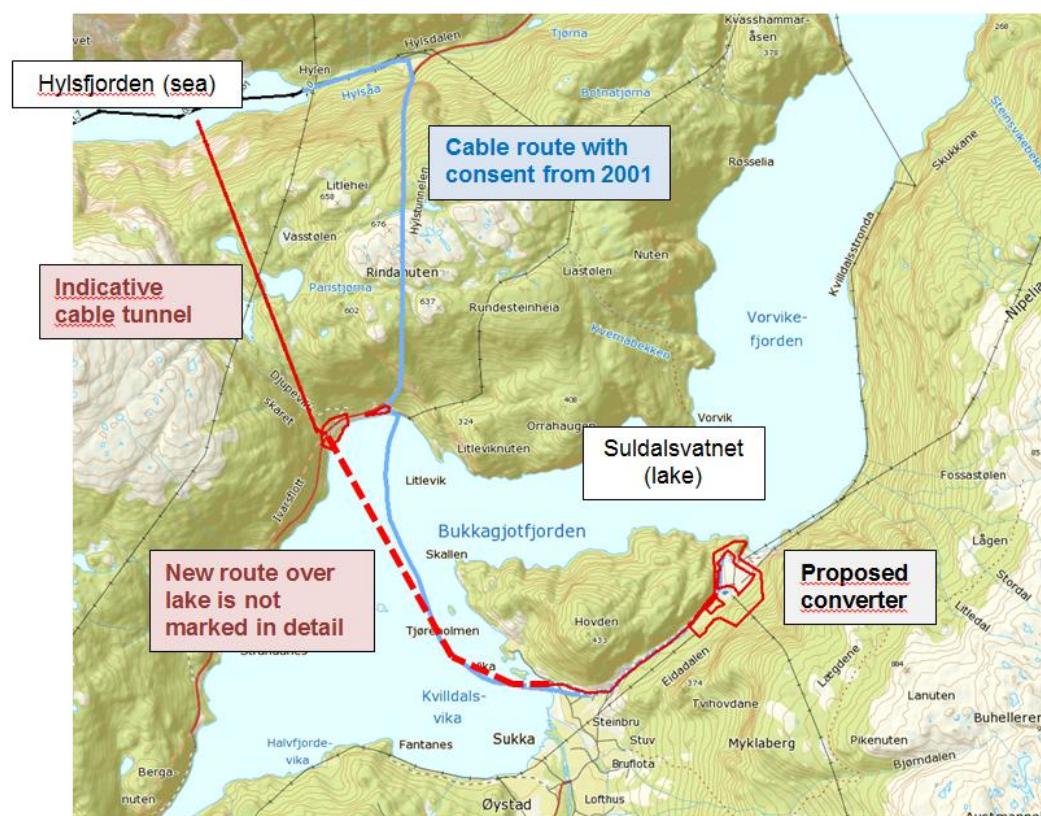


Figur 18: Oversiktskart som viser kabelruten mellom Kvilldal i Norge og Blyth i England

7.2 Anleggsrelaterte konsesjoner og avtaler

7.2.1 Norge

Statnetts gjeldende anleggskonsesjon vil bli søkt forlenget (fra juli 2018) og justert grunnet endrede planer for omformerstasjon og ny kabeltrasé som inkluderer tunnel for gjennomføring av kabel fra Hylsfjorden til Suldalsvatnet (se Figur 19). Søknad vil bli innsendt i 2013.



Figur 19: Oversiktskart som viser landdelen av den planlagte kabelruten på norsk side fra landtak innerst i Hylsfjorden. Kabelruten markert med blått viser ruten som ble omsøkt i 2001. Kabelruten markert med rødt viser den nye ruten som Statnett planlegger å søke om konsesjon for.

7.2.2 England

På britisk side kreves blant annet sikring av grunnrettigheter til omformerstasjonen og tillatelser til oppføring av omformerstasjonen og tillatelse til installasjon av landkabel fra sjø til stasjon.

Rett til tilknytning til det engelske nettet med 1400 MW kapasitet ved stasjonen i Blyth er allerede sikret med rett til tilkobling fra 1. oktober 2019.

7.3 Organisering av eierskap

7.3.1 Samarbeidspartnere

Englandsprosjektet er et samarbeid mellom Statnett og National Grid NSN Link Limited («NSN Link»).

NSN Link er et britisk selskap indirekte heleid av National Grid Holding 1 Limited («NGH1»), som igjen er direkte og indirekte heleid av National Grid Plc. Virksomheten i NSN Link er begrenset til dette prosjektet. Det er en forutsetning for investeringsbeslutning i prosjektet at NGH1 avgir en garanti til fordel for Statnett for NSN Links finansielle forpliktelser knyttet til prosjektet i anleggsfasen og en begrenset periode av driftsfasen.

NGH1 er holdingselskapet for National Grid-gruppens virksomhet i Storbritannia.

Konsernspissen National Grid Plc. er notert på London Stock Exchange samt New York Stock Exchange. National Grid-gruppen eier og driver overføringsnett i England, Wales og USA. I England og Wales eies overføringsnettet gjennom datterselskapet National Grid Electricity Transmission Ltd. («NGET»), som også er TSO for England og Wales og systemoperatør for Storbritannia. National Grid-gruppen er samarbeidspartneren på britisk side i eksisterende og planlagte mellomlandforbindelser til Storbritannia.

7.3.2 Avtaleverket

Samarbeidet mellom Statnett og NSN Link er regulert gjennom en samarbeidsavtale (Cooperation Agreement). Cooperation Agreement regulerer hovedprinsipper knyttet til videre utvikling, bygging og drift med mer.

Cooperation Agreement vil i utgangspunktet gjelde ut prosjektets levetid. Partene skal videre inngå en «Ownership Agreement», samt særskilte avtaler knyttet til drift, vedlikehold, handelsløsninger med mer. I tillegg vil det bli inngått en separat avtale med NGET som TSO. Inngåelsen av tilfredsstillende Ownership Agreement og TSO-avtale vil være to av forutsetningene for investeringsbeslutning i prosjektet.

7.3.3 Eierskap til mellomlandsforbindelsen, inntekts- og kostnadsdeling

Når det gjelder NSN Links eierskap og drift av forbindelsen forutsetter nasjonale regler i England at mellomlandsforbindelser utvikles på kommersiell basis. Den britiske TSO (NGET) har ikke adgang til å eie og drive mellomlandsforbindelser. Det er lagt til grunn at den britiske regulatoren, Ofgem, vil tilby NSN Link «regulerte vilkår» som oppfyller EU-rettslige krav, gjennom et såkalt «Cap & Collar»-regime. Statnett vil så snart som mulig komme tilbake med nærmere informasjon og dokumentasjon om regulatoriske avklaringer på britisk side, og forutsetter at en tilfredsstillende modell er avklart før det fattes investeringsbeslutning.

Frem til det fattes investeringsbeslutning i prosjektet, vil hver av partene dekke sine egne kostnader. Fra og med investeringsbeslutning vil investerings- og driftskostnader som hovedregel deles med 50 % på hver part. Modellen tilsvarer i hovedsak modellen for Tysklandsprosjektet og er bygget på samme prinsipper som kostnadsdelingsmodellen for NorNed-prosjektet, og de erfaringer Statnett og TenneT har fra denne.

Partene vil som hovedregel dele inntekter som genereres av kabelen likt. Det er likevel åpnet for at en part på nærmere bestemte vilkår, kan bestemme hvordan egen del av overføringskapasiteten kan gjøres tilgjengelig i markedet (fratrukket kapasitet som er allokert til handel med reserver). I et slikt tilfelle vil partenes inntekter bli delt tilsvarende.

7.4 Prosjektutviklingsfasen

7.4.1 Organisering av prosjektet

Beslutninger i fellesprosjektet fattes av en styringskomité sammensatt av representanter fra Statnett og National Grid. Hvert av landene har i prosjektutviklingsfasen sin egen prosjektorganisasjon og disse samarbeider på ulike plan. Prosjektet styres gjennom en felles Project Management Plan (PMP).

7.4.2 Arbeidsomfang

Det viktigste arbeidet i fasen frem til investeringsbeslutning vil være:

- Dokumentere tilstrekkelig samfunnsøkonomisk lønnsomhet til å fatte investeringsbeslutning
- Etablering av tilstrekkelig teknisk, økonomisk og juridisk underlag for utsendelse av konkurransegrunnlag (ITT)
- Fremforhandling av byggekontrakter
- Etablere gjenstående avtaleverk
- Inngå nødvendige avtaler og oppnå konsesjoner og tillatelser knyttet til ilandføringen av kabelen i Norge (Kvilldal) og England (Blyth)
- Videre utvikling av partnersamarbeidet og etablering av en felles, integrert byggeorganisasjon.

7.4.3 Finansiering

Statnett legger til grunn at den norske andelen av prosjektutviklingen vil inngå i sentralnettordningen.

7.5 Prosjektgjennomføringsfasen

7.5.1 *Organisering av prosjektet*

Partene er enige om å endre organisasjonsform i gjennomføringsfasen. Prosjektets felles styringskomite vil bestå med samme representasjon som i utviklingsfasen, men gjennomføringsfasen vil bli organisert som ett prosjekt under én felles prosjektledelse. Den faktiske organiseringen av prosjektet etter investeringsbeslutning besluttes av styringskomiteen i forkant av investeringsbeslutning.

7.5.2 *Tidsplan*

Ved investeringsbeslutning sommeren 2014 forutsettes gjennomføring av engineering- og testaktiviteter frem mot 2015 når kabelproduksjon vil starte. Produksjon og installasjon vil så pågå i perioden fram til planlagt oppstart i 2020. Omformerstasjoner er ikke på kritisk linje i prosjektet. Det vil avklares gjennom kontraheringsprosessen hvordan fremdriftsplanen kan optimaliseres for å kunne møte planlagt idriftsettelse av anlegget senhøsten 2020.

7.5.3 *Finansiering*

Statnett legger til grunn at den norske andelen av kostnader for å etablere forbindelsen vil inngå i sentralnettordningen. Det legges til grunn at investeringen inngår i inntektsrammegrunnet til Statnett og at den finansieres gjennom låneopptak.

8 REFERANSELISTE

- DECC. *Draft Energy Bill*. The British Secretary of State for Energy and Climate Change, 2012.
- DECC. «UK Renewable Energy Roadmap.» 2011.
- ENTSOE. «Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe.» 2011.
- ENTSO-E. *Ten-Year Network Development Plan 2010-2020*. Brussel: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 2010.
- EU Commission. *Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council*. Official Journal of the European Union, 2009.
- Finansdepartementet. «NOU 2012:16 Samfunnsøkonomiske analyser.» 2012.
- IEA. «World Energy Outlook.» 2011.
- Jon M. Hippe, Bård Jordfald, Ole Løfsnes, Rolf Røtnes og Berit Tennbakk. *Klemte mellom Kina og klima. Plass til kraftintensiv industri i Norge*. Fafo, 2012.
- Olje- og Energidepartementet. «2012:9 Energiutredningen - verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø.» 2012.
- Pöyry. «Challenges for Nordic power.» 2010.
- Pöyry. «GB and Germany Power market.» 2012.
- Pöyry. «GB Electricity Market "Hot topics".» 2012.
- Pöyry. «Klimavirkninger av overføringskapasitet fra Norge.» 2011.
- Pöyry. «Market description for Germany and Great Britain.» 2012.
- Statnett. «Kabler til Tyskland og Storbritannia - analyse av samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel.» 2013.
- Statnett. «Konseptvalgutredning - Neste generasjon sentralnett på Sør-Vestlandet.» 2012.
- Statnett. «Kraftsystemets evne til å levere til utenlandskabler.» 2012.
- Statnett. *Langsiktig markedsanalyse 2012-2030 - Helhetlig utvikling av kraftsystemet i Norden og Nord-Europa*. Oslo: Statnett, 2012.
- Statnett. «Markedsbeskrivelse av Storbritannia.» 2011.
- Statnett. «Markedsbeskrivelse av Tyskland.» 2011.
- Statnett. «Nettutviklingsplan.» 2011.
- Statnett. «Områdestudie Sørlandet - Konsekvenser av økt kabelkapasitet.» 2011.
- Statnett. «Sør-Norge og to nye kabler innen 2021.» 2012.