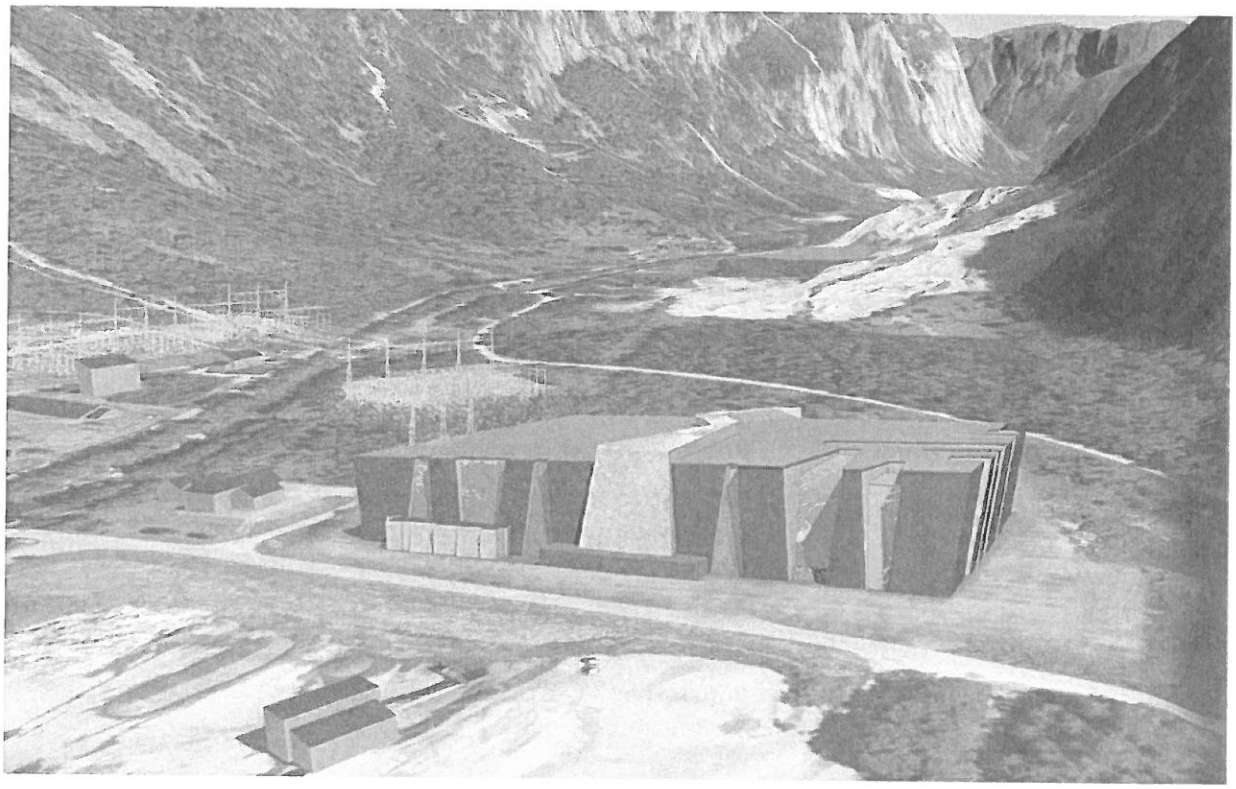
2017

SØKNAD OM KONSESJON FOR Å EIE OG DRIFTE UTENLANDSFORBINDELSE TIL STORBRITANNIA

Juni 2017



SØKNADENS INNHOLD

Søknaden er delt inn i seks deler med følgende overordnede innhold:

Del I	**Sammendrag** Gir en kort oppsummering av de viktigste forholdene som gjør NorthConnect til et godt samfunnsøkonomisk prosjekt
Del II	**Samfunnsøkonomisk analyse** Beskriver forutsetninger og resultater av den samfunnsøkonomiske analysen av NorthConnect. Analysen er gjort ved å sette opp tre ulike scenarioer for mulig fremtidig utvikling av energimarkedene i Norge og Storbritannia og deretter analysere de samfunnsøkonomiske virkningene. Den underliggende rapporten er i vedlegg A.
Del III	**Norsk reguleringsmodell** Etter endringen av energiloven som fjernet bestemmelsen om at utlandsforbindelser kun kan eies av systemansvarlige er det nødvendig å få på plass en økonomisk regulering for NorthConnect på norsk side. Vi gir i denne delen en overordet beskrivelse av mulig økonomisk regulering av NorthConnect.
Del IV	**Virkninger på norsk nett og systemdrift** Beskriver virkningene NorthConnect har på norsk nett og systemdrift, og forklarer nærmere hvorfor Sima er et egnet tilkoblingspunkt for kabelen.
Del V	**Prosjektplaner og risiko** Gir en overordnet beskrivelse av prosjektet og kort beskrivelse av de viktigste aktivitetene, risikoer og planer for å utvikle og realisere NorthConnect.
Del VI	**Britisk side** Gir bakgrunnsinformasjon om konsesjoner og avtaler på britisk side, inntektsregulering samt hovedtrekk ved skotsk kraftmarked og nett.

VEDLEGG

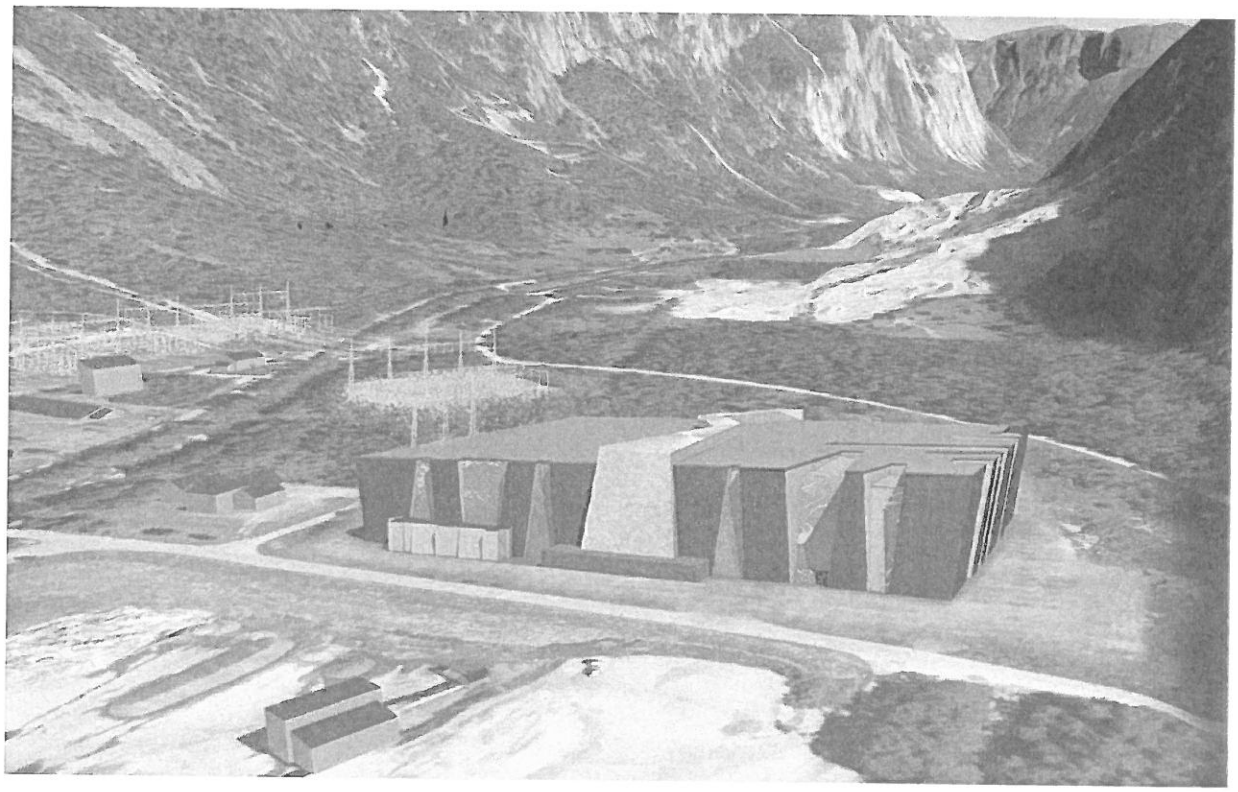
Vedlegg A	**NorthConnect Welfare Report** Thema/Baringa juni 2017
Vedlegg B	**Realiseringsevne og finansiering**

2017

SØKNAD OM KONSESJON FOR Å EIE OG DRIFTE UTENLANDSFORBINDELSE TIL STORBRITANNIA

DEL I SAMMENDRAG

Juni 2017



DEL I SAMMENDRAG

NORTHCONNECT ER SAMFUNNSØKONOMISK SVÆRT LØNNSOMT

Kraftmarkedsmodellering og tilhørende samfunnsøkonomiske analyser er gjennomført av konsulentselskapene Thema og Baringa, som er velrennomerte spesialister innenfor området. NorthConnect har anvendt samme metodikk for beregning av norsk samfunnsøkonomisk lønnsomhet som Statnett har lagt til grunn for sine siste kabelprosjekter North Sea Link (NSL) og NordLink.

Analysene viser at økt utvekslingskapasitet mellom Norge og Storbritannia har stor positiv samfunnsøkonomisk lønnsomhet i alle undersøkte scenarioer. Årsaken til den høye nytteverdien er at energiproduksjon og -forbruk i Storbritannia (Skottland) og Norge er fundamentalt forskjellig. I vårt basisscenario gir prissatte virkninger et samfunnsøkonomisk overskudd for Norge på om lag 14,1 milliarder kroner (netto nåverdi). Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten vurderes som høyere enn i Statnett sine prosjekter[1] (NordLink og NSL), fordi virkningene på det norske transmisjonsnettet er annerledes. De viktigeste forskjellene er reduserte nettforsterkninger og nettap som utgjør store verdier.

Beregnet samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge [redacted] for ulike scenarioer.

Nåverdi (2016 MNOK)	Basis	Høy	Lav
Flaskehalsinntekter i kabel	13716	25145	10821
Handel med reserver	0	0	0
Inntekter fra kapasitetsmekanismer	3017	3956	3082
Investeringskostnad i kabel og stasjon	-8161	-8161	-8161
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-891	-891	-891
Sum prosjektlønnsomhet	7681	20049	4851
Sum produsent- og konsumentoverskudd	7038	7480	8230
Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser	-861	-952	-1485
Nettokostnad innenlandske nettforsterkninger[2]	1303	1303	1303
Transittkostnader	-500	-500	-500
Systemdriftskostnader	-1850	-1850	-1850
Overføringstap i det norske nettet	1284	1554	931
Restverdi	0	0	0
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge	14095	27083	11480
Internrente	13 %	18 %	11 %
Tilbakebetalt i år	2030	2029	2031

[1] Basert på Statnetts beregninger i 2013 i Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia

[2] NorthConnect utløser ikke nettforsterkninger, men vil trolig ha et positivt bidrag i unngåtte forsterkninger se kommentar i avsnitt 2.10 og del IV i konsesjonssøknaden.

Flaskehalsinntektene er betydelige i alle scenarioer

Flaskehalsinntektene på kabelen oppstår ved prisforskjeller mellom Norge og Storbritannia. Prisforskjellen forblir betydelige til tross for at vi har forutsatt at den britiske karbonprisstøtten avvikles i våre scenarioer. Vi forventer høye inntekter i situasjoner med stort kraftoverskudd og mye uregulert produksjon i Norge. I en situasjon med underskudd i Norge får vi også høy gevinst, men da i større grad gjennom billigere import.

NorthConnect forventes på lik linje med NSL å kunne delta i kapasitetsmarkedet i Storbritannia. Forbindelsene vil trolig ha høy verdi i kapasitetsmarkedet, da de gir et betydelig bidrag til landets forsyningssikkerhet.

Kraftmarkedene i Norden og Europa er i stor endring, og NorthConnect vurderer derfor å designe både kabel og strømretterstasjonene for å tåle betydelig temporær overlast og for å levere systemtjenester i den grad dette gir merinntekter. NorthConnect vil samarbeide med systemansvarlige på begge sider for å kunne realisere disse verdiene.

Investeringskostnader

NorthConnect har hatt fokus på å finne løsninger som bidrar til kostnadseffektivitet i hele kraftsystemet og dermed bidra til økt lønnsomhet. Viktige forhold er:

- Fokus på å finne kort vei og dermed redusere kabelkostnadene
- Fokus på et sterkt tilkoblingspunkt i nettet kombinert med stor produksjonskapasitet i nærliggende områder og dermed unngå store nettinvesteringer og -tap
- Fokus på tekniske løsninger i likeretterstasjonene for å optimalisere kostnader og funksjonalitet

De forventede investeringskostnadene anslås til ca. 1,7 milliarder Euro, noe som tilsvarer 15,1 milliarder kroner ved kurs på 9 kroner per Euro. [redacted]

Prisvirkningene i Norge vil være størst ved svært lave kraftpriser

Prisvirkninger av NorthConnect på norsk kraftpris er i basisscenarioet beregnet til 1,7 øre/kWh på årsbasis i 2030. For de andre scenarioene er prisvirkningene mindre. Prisvirkningen er beregnet for et tilsigsmessig middelår og som et gjennomsnitt over året. Prisøkningen vil være størst i lavprisperioder, som i våtår eller ved overskudd i lavlastsituasjon. I høyprisperioder som ved kalde vintre og/eller tørrår, kan den norske prisen reduseres.

NORTHCONNECT VIL AVLASTE DET NORSKE TRANSMISJONSNETTET OG REDUSERE INVESTERINGSBEHOVET

Statnett har bekreftet at Sima er et godt egnet tilknytningspunkt for en mellomlandsforbindelse på 1400 MW til Skottland[3]. Sima i Eidfjord kommune i Hordaland er et godt tilknytningspunkt fordi:

- Selve tilknytningspunktet er sterkt og fleksibelt med tre 420 kV forbindelser til nærliggende områder og flere store kraftverk med god reguleringsevne i umiddelbar nærhet. Dette gir fleksibilitet til å opprettholde høy kapasitet ved eventuelle begrensninger i transmisjonsnettet.

[3] Brev fra Statnett datert 20, mars 2017

- Det er ikke behov for kostbare nettforsterkninger ved tilknytningen av NorthConnect, fordi Sima allerede har tre 420 kV forbindelser både mot nordvest, mot sørvest og mot øst. I motsetning til øvrige utenlandsforbindelser, som har utløst omfattende nettforsterkninger, vil NorthConnect derimot bidra til at forsterknings- og oppgraderingsprosjekter i transmisjonsnettet kan utsettes eller falle bort.

NorthConnect avlaster transmisjonsnettet og reduserer behovet for innenlandske nettforsterkninger

En utenlandsforbindelse vil påvirke flyten i transmisjonsnettet og kan dermed påvirke behovet for innenlandske nettforsterkninger. Vi legger til grunn at dersom en utenlandsforbindelse skal bære kostnader for økte nettforsterkninger skal den også godskrives for eventuelle reduserte eller unngåtte kostnader.

Det er antydet (ikke konkludert) fra Statnetts side at NorthConnect bør vurdere å inkludere oppgraderingskostnadene for forbindelsen Aurland-Sogndal i det samfunnsøkonomiske regnestykket. NorthConnect mener det er rimelig at den andelen av oppgraderingskostnadene som NorthConnect eventuelt er ansvarlig for inkluderes. Disse kostnadene må imidlertid motregnes mot sparte investeringer.

Oppgraderingen av Sogndal-Aurland har en estimert investeringskostnad på mellom 750 og 950 millioner kroner.[4] En rekke formål vil få nytte av denne investeringen; vindkraft i Midt-Norge, lokal vannkraft og kabelforbindelsene NordLink og NSL. Hvor stor denne nytten vil være i kroner og øre er vanskelig for oss å anslå og dermed hvor stor andel av investeringen NorthConnect skal belastes. For å kunne inkludere i nettforsterkninger inn i det samfunnsøkonomiske regnestykket antar vi at NorthConnect belastes med 50 prosent av investeringskostnaden for Sogndal-Aurland. Med denne forutsetningen tilsier dette en kostnad på 425 millioner kroner.[5]

Basert på Statnetts analyser vil en etablering av NorthConnect fra Sima fjerne behovet for å oppgradere ledningen Samnanger-Sauda til 420 kV[6]. For den unngåtte oppgraderingen av Samnanger-Sauda benytter vi forventningsverdien fra Statnetts analyser på 1,72 milliarder kroner (referert 2016).

Med disse forutsetningene betyr det at NorthConnect i det samfunnsøkonomiske regnestykket reduserer fremtidige innenlandske nettinvesteringer med om lag 1,3 milliarder kroner. Besparelsene er med andre ord langt større enn kostnaden som eventuelt skal allokeres NorthConnect ved oppgraderingen av Sogndal-Aurland. Dette betyr at netto forsterkningsbehov vil reduseres ved realiseringen av NorthConnect. Prosjektet skal således tillegges en positiv verdi i den samfunnsøkonomiske analysen. En nærmere beskrivelse av virkninger på norsk nett, se del IV i søknaden.

Overføringstapene i det norske nettet reduseres med NorthConnect

NorthConnect tilknyttes i et område med stor kraftproduksjon og vil avlaste flyten i transmisjonsnettet. De totale nettapene vil derfor reduseres, se del IV. Vi har lagt til grunn at nettapene i det norske transmisjonsnettet reduseres med om lag 160 GWh per år med tilknytningen av NorthConnect i Sima. Med våre modellerte kraftpriser gir dette en gevinst på mellom 1 og 1,5 milliarder kroner i de tre hovedscenarioene.

---

[4] NUP 2017

[5] Vi har benyttet middelverdien av Statnetts kostnadsestimat i NUP 2017, for å oppgradere denne forbindelsen.

[6] NUP 2017

Lavere systemdriftskostnader

Statnett har påpekt at systemdriftskostnadene forventes å øke sterkt i årene framover, selv om de faktiske systemdriftskostnadene tvert imot har blitt redusert de siste fire årene.

NorthConnect tilknyttes prisområde NO5 på norsk side. Dette prisområdet har i dag overføringsbegrensinger mot områdene rundt. Samtidig har NO5 stor tilgang på regulerbar kraft, se del IV. Siden alle de øvrige utenlandskablene (Skagerrak-forbindelsene, NorNed, NSL og NordLink) er tilknyttet i NO2, vil reguleringsbehovet der være langt større. Dette betyr at systemdriftskostnadene vil øke etter hvert som det kommer nye forbindelser, da de vil benytte seg av den samme fleksibiliteten.

På bakgrunn av dette mener vi at NorthConnect vil gi vesentlig lavere systemdriftskostnader enn NSL. Imidlertid er det ikke mulig for oss å beregne denne kostnaden. Vi har valgt å legge oss på den konservative siden og legger til grunn tilsvarende systemdriftskostnad som for NSL, noe som innebærer en nåverdikostnad på 1850 millioner kroner.

DET ER IKKE BEHOV FOR DRIFTSERFARINGER FRA NSL OG NORDLINK FØR NORTHCONNECT KAN GIS KONSESJON

Det er bl.a. i energimeldingen[7] hevdet at det er nødvendig å høste erfaringer fra øvrige mellomlandsforbindelser (les NordLink og NSL) før nye forbindelser etableres. I den sammenheng mener NorthConnect det er viktig å skille mellom betingelser for å gi konsesjon og hvilke erfaringer som bør foreligge før en ny forbindelse settes i drift.

Det ble gitt konsesjon til Statnetts egne prosjekter (NordLink og NSL) før Skagerak 4 ble satt i drift, altså før driftserfaringer forelå. Skagerak 4 er den første HVDC forbindelsen som er basert på den nye VSC-teknologien og representerte et teknologisk sprang. Dersom argumentet om at konsesjon ikke skal kunne gis til nye mellomlandsforbindelser før tilstrekkelig erfaringer foreligger, burde ikke konsesjon til NordLink og NSL vært gitt. Det er også bemerkelsesverdig at det ble gitt konsesjon samtidig til to nye forbindelser i samme nettområde (NO2) før driftserfaringer fra Skagerak 4 og den nye teknologien forelå. Statnett har imidlertid begrunnet dette med at erfaringene fra Skagerak 4 likevel ville foreligge før NordLink og NSL ble satt i drift og at det derfor var tid til å få med driftserfaringene i utviklingen av NordLink og NSL. Vi kan ikke se at situasjonen for NorthConnect er noe annerledes og at driftserfaringene fra NSL og NordLink vil benyttes på samme måte for utviklingen av NorthConnect.

Dersom likebehandlingsprinsippet ikke skal gjøres gjeldende for NorthConnect, må det anføres vektige faglige grunner fra Statnetts side for å begrunne forskjellsbehandlingen i forhold til deres egne prosjekter. Vi har vært i dialog med Statnett om en slik faglig begrunnelse, men det har ikke fremkommet faglige holdbare argumenter.

Følgelig er det ikke faglig grunnlag for å kreve at erfaringer med de mellomlandsforbindelsene som nå er under bygging skal foreligge før konsesjon kan gis til NorthConnect. Et slikt krav er heller ikke i samsvar med et likebehandlingsprinsipp i forhold til Statnetts egne prosjekter (NordLink og NSL).

Når NorthConnect tilknyttes i Sima, vil den rent driftsmessig ha liten innvirkning på de øvrige eksisterende og planlagte utenlandsforbindelser som alle er tilknyttet i NO2. NorthConnect tilknyttes et annet prisområde (NO5) på Vestlandet hvor det er et stort og økende kraftoverskudd og hvor om lag 1/3 av den samlede norske produksjonskapasiteten er lokalisert. Mellom NO5 og

[7] også tatt opp i Stortingets spørretime av opposisjonen

NO2 er det en lav overføringskapasitet grunnet overføringsbegrensningene på forbindelsen Blåfalli-Mauranger. NorthConnect er derfor et prosjekt som må vurderes isolert fra bestående og planlagte mellomlandsforbindelser i NO2.

NorthConnect vil i prosjektutviklingsfasen ha tett dialog med Statnett, ikke minst i egen interesse, slik at erfaringer fra driften av NSL og NordLink kan hensynstas i utviklingen av prosjektet på samme måte som erfaringene fra Skagerak 4 benyttes i utviklingen av NordLink og NSL. Dette fordi NorthConnect først kommer i drift flere år etter idriftsettelsen av disse kablene.

Oppdaterte beregninger fra Statnett underbygger vår analyse

Statnett har, i forbindelse med dere langsiktige markedsanalyse (høsten 2016), gjort oppdateringer av lønnsomheten av NordLink og NSL. Bakgrunnen for oppdateringen er endringer i fremtidige brensels- og kvotepriser. Hovedkonklusjonen er at lønnsomheten for NSL er på omtrent samme nivå som ved investeringsbeslutning, men at inntektene er skjøvet ut i tid. Det betyr at NSL fortsatt er svært lønnsom.

Videre har Statnett gjennomført analyser som tilsier at en ny forbindelse, utover NordLink og NSL, kan være lønnsom. Videre oppsummerer de med at en forbindelse til Storbritannia vil gi høy nytte tidligere enn en forbindelse til kontinentet. Analysene er gjennomført som en forenklet kost-nytte analyse der en ikke har analysert kostnader ved nødvendig nettinvestering på land, eller oppdatert estimater på systemdriftkostnader. For NorthConnect, se del IV, vil det ikke være behov for innenlandske nettinvesteringer og vi kan heller ikke se at systemdriftskostnadene vil øke sammenlignet med dagens nivå. Vår slutning, basert på Statnetts oppdateringer av analyser, er at dette underbygger at NorthConnect er et svært lønnsomt prosjekt.

I tillegg påpekes det i NUP 2017: «*Reduserte flaskehalsinntekter for begge forbindelsene de første årene etter idriftsettelse medfører en større økning i tariffen for forbrukerne enn hva prognosen var ved investeringsbeslutning.*»

Da NorthConnect vil ha en regulering uten en risikoavlastning, vil ikke en eventuell nedside kunne pålegges forbrukerne, men vil påfalle eierne. Følgelig har prosjektet ingen risiko for norske nettkunder hva gjelder tariffer. De positive virkningene på nettap og -forsterkinger vil snarere bidra til at tariffene vil kunne gå ned.

Rask utvikling av NorthConnect er viktig for å sikre norsk verdiskapning

I tillegg er det viktig å merke seg dagens britiske økonomiske reguleringsregime for mellomlandsforbindelser svært gunstig for kabeleier. Det er vanskelig å se for seg at det gunstige reguleringsregimet kan ha lang varighet grunnet pågangen av nye prosjekter med marginal lønnsomhet. Uten en slik regulering blir det svært utfordrende å utvikle prosjekter på britisk side. NorthConnect har allerede fått tilsagn om Cap & Floor regulering med gunstige betingelser og det er følgelig viktig at prosjektet utvikles for å ta vare på denne muligheten.

Rasjonale for prosjektet underbygges også av andre aktører. NorthConnect er blant de høyest rangerte PCIs (Projects of Common Interest) i Europa med hensyn til samfunnsøkonomisk nytte, integrasjon av fornybar energi samt reduksjon av CO2-utslipp.

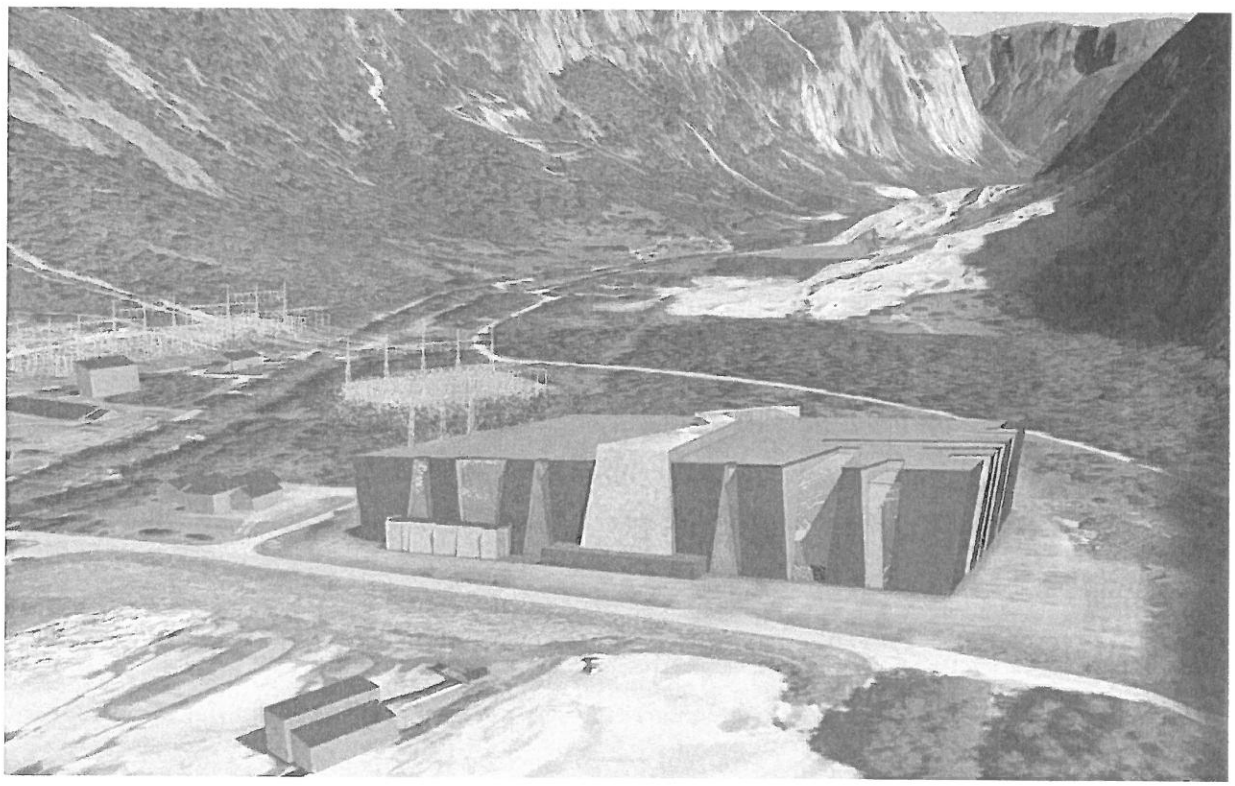
Prosjektet ble i februar 2016 tildelt 10,7 millioner euro i utviklingsstøtte fra EUs støtteordning for infrastrukturprosjekter av felles europeisk interesse, Connecting Europe Facility (CEF), noe som ytterligere understreker viktigheten av prosjektet. CEF-Støtten kan dekke inntil 50 % av kostnadene til tekniske, økonomiske og fysiske undersøkelsene frem til investerings-beslutning. CEF legger til grunn en investeringsbeslutning i 2019, som også forutsetter effektivt konsesjonsbehandlingen av NorthConnect.

2017

SØKNAD OM KONSESJONER FOR Å EIE OG DRIFTE UTENLANDSFORBINDELSE TIL STORBRITANNIA

DEL II SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE

Juni 2017



INNHOLD

1. OPPSUMMERING OG INTRODUKSJON 4

1.1 Samfunnsøkonomisk metode 4

1.2 Scenarioer 5

1.3 Modellering 7

2. PRISSATTE VIRKNINGER 9

2.1 Flaskehalsinntekter 9

2.2 Flyt over kabelen 12

2.3 Priser og prisdifferanser 13

2.4 Prisdrivere 15

2.5 Kraftbalanse og utenlandsforbindelser 20

2.6 Handel med reserver og balansetjenester 22

2.7 Inntekter fra kapasitetsmarkedet i Storbritania 23

2.8 investeringskostnader kabel og stasjoner 24

2.9 Drifts og vedlikeholdskostnader 25

2.10 Innenlands nettforsterknings- og systemdriftskonsekvenser 25

3. IKKE-PRISSATTE VIRKNINGER 27

3.1 Systemdiversifisering 27

3.2 Forbedret forsyningssikkerhet 27

3.3 Økt markedslikviditet 27

3.4 Integrering av fornybar energi og klimagevinster 27

3.5 Kostnader forbundet med lokal miljøbelastning 28

4. USIKKERHET RUNDT FORUTSETNINGER OG BEREGNINGER .. 29

4.1 Usikkerhet i handelsløsninger 29

4.2 Usikkerhet i brenselspriser 30

4.3 NorthConnects kommentarer til scenarier og modellering 31

4.4 Statnetts oppdaterte analyser av utenlandsforbindelser 32

4.5 Andre usikkerhetsmomenter 32

4.6 Oppsummert har Northconnect svært robust samfunnsøknomi 33

5. ANDRE FORUTSETNINGER 34

5.1 Diskonteringsrente og økonomisk levetid 34

5.2 Valuta 34

5.3 Ramping, tap og tilgjengelighet 34

5.4 Øvrige forutsetninger 34

DEL II SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE

NorthConnects analyser viser at utenlandsforbindelsen er samfunnsøkonomisk lønnsom, med god robusthet i ulike scenarioer. Analysene tar hensyn til eksisterende og andre planlagte utenlandsforbindelser, herunder Statnetts forbindelse til Storbritannia.

I denne delen av søknaden gir vi et helhetlig bilde av den samfunnsøkonomiske beregningen for den planlagte kabelforbindelsen og beskriver sentrale forutsetninger. Videre belyses usikkerhet i kostnads- og nytteestimatene og robusthet i den samfunns-økonomiske analysen.

1. OPPSUMMERING OG INTRODUKSJON

NorthConnect har analysert samfunnsøkonomisk lønnsomhet av en ytterligere 1400 MW forbindelse til Storbritannia. En nærmere beskrivelse av prosjektet, se del V.

NorthConnect har benyttet standard metoder for analyse av samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I analysen vurderes både prissatte (kvantifiserbare) og ikke-prissatte (kvalitative) virkninger.

NorthConnect har gjennomført analysene på basis av et sett med scenarioer. Analysen viser at prosjektet har en robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Prissatte virkninger i NorthConnects basisscenario gir en samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge på om lag 14,1 milliarder kroner. Dette tilsvarer en internrente på 13 prosent. Tilsvarende gir lavscenarioet en lønnsomhet for Norge på 11,5 milliarder kroner (IR =11%). Høyscenarioet gir Norge lønnsomhet på 27,1 milliarder kroner (IR = 18%).

I tillegg kommer nytte i form av ikke-prissatte effekter, som lavere utslipp av klimagasser som følge av mer effektiv utnyttelse av fornybar produksjonskapasitet, samt ytterligere styrking av leveringssikkerheten.

I denne delen av søknaden gjør vi rede for sentrale verdidrivere for utenlandsforbindelsen og hvilke forutsetninger som er lagt til grunn, hvilke markedsplasser og handelsløsninger som er aktuelle, samt utdyper resultater og analyser. Analysene ble påbegynt i 2015, men har senere blitt oppdatert med nye scenarier og sensitiviteter i 2016 og 2017. Disse dekker allikevel ikke alle endringer siden 2015, se også avsnitt 4.3 for diskusjon av konsekvenser av senere hendelser i energisystemet, deriblant den svenske utvidelsen av sertifikatmarkedet.

1.1 SAMFUNNSØKONOMISK METODE

Den fysiske utnyttelsen av kabelen blir styrt av velfungerende kraftmarkeder på begge sider av forbindelsen. Investeringen er samfunnsøkonomisk lønnsom dersom nyttegevinster som følger av økt overføringskapasitet er større enn summen av investeringskostnadene og andre kostnader.

Presentasjonen av resultater i dette dokumentet er avgrenset til virkninger på norsk samfunns-økonomi. Det er gjennomført tilsvarende analyser for virkningene på britisk side. Disse er kort kommentert i del VI.

I den samfunnsøkonomiske analysen vurderes både prissatte (kvantifiserbare) og ikke-prissatte (kvalitative) virkninger. Alle virkninger tallfestes i kroner så langt det er mulig. 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 nyttevirkninger er større enn summen av kostnadene, defineres tiltaket som samfunnsøkonomisk lønnsomt (NOU 2009: 16)[1].

De kvantifiserbare (prissatte) og kvalitative (ikke-prissatte) faktorene som inngår i analysen er vist i tabellen under.

1. **(+)** Spotmarkedsinntekt (kvantifiserbar)
2. **(+)** Inntekter fra andre markeder (delvis kvantifiserbar; stor markedsmessig og regulatorisk usikkerhet)
3. **(+)** Kapasitetsmarkedsinntekt (kvantifiserbar[2])
4. **(+/-)** Endring i produsentoverskudd (kvantifiserbar)
5. **(+/-)** Endring i konsumentoverskudd (kvantifiserbar)
6. **(+/-)** Endring i flaskehalsinntekt på andre kabler (kvantifiserbar)
7. **(-)** Kostnaden av kabelen (investerings- og driftskostnader) (kvantifiserbar)
8. **(+/-)** System-, transitt- og tapskostnader (delvis kvantifiserbar)

= (delvis) kvantifiserbar samfunnsøkonomisk lønnsomhet

9. **(+)** Systemdiversifisering (kvalitativ)
10. **(+)** Forbedret forsyningssikkerhet (kvalitativ)
11. **(+)** Integrering av fornybar energi og klimagevinster (kvalitativ)
12. **(+)** Økt markedslikviditet (kvalitativ)
13. **(-)** Lokal miljøpåvirkning (kvalitativ)
14. (+/-) Innenlandske nettinvesteringer (delvis kvantifiserbar)

1.2 SCENARIOER

Det er flere faktorer som vil påvirke kraftprisene i Norge i årene som kommer. Utviklingen i brensels- og CO2-prisene har vært, og vil fortsatt være, sentrale prisdriverne. Samlet bestemmer disse marginale driftskostnadene i termiske kraftverk. Brensels- og CO2-prisene bestemmes henholdsvis av tilbud og etterspørsel på de globale brenselsmarkedene og i det europeiske markedet for CO2-kvoter. Marginalkostnadene for termiske kraftverk vil fortsatt være viktig for det norske kraftprisnivået, til tross for at Norge ikke har termiske kraftverk av betydning. Dette skyldes at alternativet til å produsere en ekstra enhet vannkraft ofte er termisk kraftproduksjon i utlandet. Samtidig vil termiske kraftverk sjeldnere være marginal produksjonsenhet i systemet i framtiden etter hvert som det bygges mer fornybar kraftproduksjon i Norden og Europa. Utviklingen i brensels- og CO2-markedene er forbundet med usikkerhet og vi har derfor modellert flere scenarier med ulike antakelser rundt prisutviklingen i disse markedene.

For å gjøre en robust analyse av effektene en utenlandsforbindelse mellom Norge og Storbritannia, har vi utviklet en flere scenarier der vi antar at nøkkeldriverne har ulike utviklingsforløp.

---

[1] NOU 2012:16 – Finansdepartementets rundskriv nr. R-109/14

[2] Post 2 og 3 i den samfunnsøkonomiske analysen må sees i sammenheng. Estimatene for kapasitetsinntektene er noe høye i våre anslag sammenlignet med de siste gjennomførte auksjoner i kapasitetsmarkedet, mens vi ikke har tatt med inntekter fra f.eks. balansemarkedet i post 2, slik at anslaget her er for lavt. Basert på Statnetts sin verdiskapningsrapport 2016, hva som leveres over SK4 og behovene i UK, vil det trolig være betydelige inntekter fra leveranse av bl.a. automatiske balansetjenester (aFRR). Således mener vi at summen av post 2 og 3 gir et riktig bilde.

Vi har utviklet tre hovedscenarioer som ligger til grunn for analysen:

- Basisscenarioet (kalt Business As Usual, BAU i vedlagte rapporter) hvor vi tar hensyn til alle kjente faktorer som fornybarmål, støtteordninger, andre reguleringer, samt politiske målsetninger. Vi antar videre at kullkraft i UK i fases ut i løpet av 2025 og at CPS (Britisk CO2-prisstøtte) også fases ut i samme tidsrom. CO2-prisen øker etter 2020 i dette scenarioet, mens brenselsprisene forventes å stige moderat.
- Høyscenarioet (Climate) karakteriseres av et sterkt klimafokus med høy CO2-pris og en høy andel fornybar kraftproduksjon.
- Lavscenarioet (Recession) hvor en umiddelbar resesjon fører til lave brensels- og CO2-priser og lav kraftetterspørsel.

Scenarioene er beskrevet nærmere i vedlegg A.

Tabell 1-1: Oversikt over scenarier

Variabel	Basis	Høy	Lav
Hovedtrekk i scenario	Videreføring av dagens energipolitikk	Tilstramming av klimapolitikken gir høyere kvotepris i kombinasjon med omfattende fornybarutbygging	Lavt forbruk og lave kraftpriser
Brenselspriser	Stabile kullpriser og økende gasspriser	Stabile kullpriser, men ytterligere stigning i gasspriser	Stabile kull- og gasspriser
CO2- priser og britisk CPS	Økende fra 2020. Britisk CPS fases ut i 2025.	EU ETS reformeres og CO2 prisene stiger kraftig. CPS fases ut i 2025	Liten økning i EU ETS kvotepriser. Ingen britisk CPS
Produksjonsmiks Storbritannia	Utbygging av ny fornybar. Kull fases ut i 2025.	Betydelig utbygging av vind og solkraft. Kull fases ut i 2025.	Små endringer i produksjons-kapasiteten, men noe utfasing av kull
Produksjonsmiks Norden	Betydelig fornybar-utbygging for å nå EUs 2020-krav	Ytterligere vindkraftutbygging og utsatt utfasing av kjernekraft	Lavere fornybarutbygging og raskere utfasing av kjernekraft
Britisk forbruk	0.5% vekst årlig	1% vekst årlig	Ingen vekst
Nordisk forbruk	0.1% vekst årlig	0.1% vekst årlig	Umiddelbar nedgang, deretter ubetydelig vekst
Utenlandsforbindelser	Planlagte prosjekter utvikles	Flere nye prosjekter utvikles	Flere planlagte prosjekt utvikles ikke

Vi har i tillegg modellert to sensitiviteter rundt scenarioene for å kvantifisere effekten av endringer i andre nøkkeldrivere, men har valgt å kun presentere resultater fra det ene; IEA New Policy.

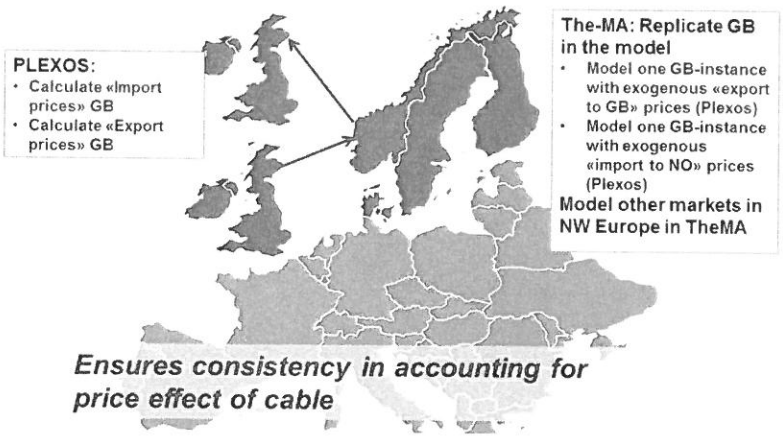
- IEA New Policy: Denne sensitiviteten er basert på vårt høyscenario, men vi har brukt brensel- og CO2-priser tilsvarende New Policy Scenario i 2015-utgaven av IEAs World Energy Outlook. Disse skiller seg vesentlig fra de forutsetningene vi har brukt i øvrige scenarioer, som er basert på Thema og Baringa's egne brensels- og CO2-prisantakelser på lang sikt og markedsprisene på kort/mellomlang sikt. Dette har vi gjort for å ha et referansescenario med eksterne forutsetninger for brensels- og kvotepriser. Resultatene gir svært høy lønnsomhet for NorthConnect, men vi har liten tro på at New Policy Outlook representerer et realistisk fremtidsbilde.
- Basis med prisområder: I dette scenarioet har vi delt Storbritannia i to prisområder, med Skottland som et eget prisområde. Dette er gjort for å undersøke om innføring av prisområder i Storbritannia påvirker kabelinntektene og det samfunnsøkonomiske overskuddet, og for å vurdere effekten av eventuelle flaskehalser internt i Storbritannia. Resultatene viser at markedsmessig oppdeling av Storbritannia har begrenset effekt på kabelinntektene og den samfunnsøkonomiske verdien av NorthConnect. Vi har derfor valgt ikke å presentere disse resultatene nærmere. Vi har imidlertid benyttet resultater fra denne sensitiviteten når vi har sett på markedsforhold med mulige interne flaskehalser i Storbritannia. Dette er nærmere beskrevet i del VI av søknaden.

Scenarioene og sensitivitetene gir et utfallsrom for prisutvikling, inntekter og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. For alle scenarioene og sensitivitetene er analysene gjennomført for gitte år, 2023 (første hele driftsår), 2025 og senere for hvert femte år.

1.3 MODELLERING

For å kunne beregne samfunnsøkonomisk lønnsomhet av NorthConnect, har våre rådgivere Thema Consulting Group og Baringa kombinert kraftmarkedsmodellene TheMA og Plexos. Plexos har en svært detaljert modellering av det britiske kraftmarkedet, inkludert representasjon av britisk værhistorikk. Themas modell har en bedre beskrivelse av kraftmarkedene i resten av Europa, spesielt gjelder dette optimering og simulering av vannkraftproduksjon. Vi fant det riktig å kombinere disse to modellene for å gi en best mulig modellering av to markeder med svært ulik produksjonsmiks og etterspørselsmønster. Modellene er satt opp slik at de gir konsistente resultater og priseffekter i alle scenarier.

Figuren under beskriver hvordan de to modellene kombineres.



Figur 1-1: Hvordan TheMA- og Plexos-modellene er kombinert

Denne modelleringstilnærmingen gir mulighet til å inkludere mange sentrale egenskaper:

- Estimering av priser, produksjon fra ulike anlegg og flyt mellom områder på timebasis
- Begrensninger i ramping knyttet til endring i flyten på kablene
- Detaljert modellering av det nordiske vannkraftsystemet med tilsig, magasindisponering og produksjon
- Representasjon av norske og nordiske prisområder og flaskehalser mellom disse
- Effekter i og fra det kontinental-europeiske markedet i den grad de er relevante, med vekt på effekter i og fra land som er knyttet til Storbritannia og Norden
- Detaljert beskrivelse av forbruk, regulert vannkraft og vindkraft samt CHP-anlegg
- Effekter fra det britiske kapasitetsmarkedet
- Omfang og lokalisering av investeringer i fornybar produksjon
- Tilleggsanalyser basert på historiske produksjons- og prisdata for å avdekke effekter fra stokastiske variasjoner

Selv om modelltilnærmingen ivaretar mange sentrale forhold, finner vi grunn til å tro at modelleringen kan undervurdere prisvolatilitet og dermed underestimere verdien av en kabelforbindelse. Samtidig er det en begrensning i at modellen ikke er flytbasert, men vi mener imidlertid at dette i liten grad påvirker resultatene. Dette er nærmere drøftet i avsnitt 4.3.

2. PRISSATTE VIRKNINGER

Verdien av de prissatte virkningene i de tre scenarioene er vist i tabellen nedenfor. Verdiene er oppgitt i reelle 2016 NOK[3] og det er antatt at kabelen har 40 års levetid. Tabellen viser den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for Norge, der den norske andelen av kabelinntekter og -kostnader er [redacted] .

Tabell 2-1: Sammenstilling av prissatt samfunnsøkonomisk lønnsomhet for scenarioene

Nåverdi (2016 MNOK)	Basis	Høy	Lav
Flaskehalsinntekter i kabel	13716	25145	10821
Handel med reserver	0	0	0
Inntekter fra kapasitetsmekanismer	3017	3956	3082
Investeringskostnad i kabel og stasjon	-8161	-8161	-8161
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-891	-891	-891
Sum prosjektlønnsomhet	7681	20049	4851
Sum produsent- og konsumentoverskudd	7038	7480	8230
Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser	-861	-952	-1485
Nettokostnad innenlandske nettforsterkninger[4]	1303	1303	1303
Transittkostnader	-500	-500	-500
Systemdriftskostnader	-1850	-1850	-1850
Overføringstap i det norske nettet	1284	1554	931
Restverdi	0	0	0
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge	14095	27083	11480
Internrente	13 %	18 %	11 %
Tilbakebetalt i år	2030	2029	2031

Fordelingen av verdier inkluderer ikke effekter av eventuell inntektsregulering.

2.1 FLASKEHALSINNTEKTER

Handelsløsning

Eier har ingen påvirkning på utnyttelsen av kapasiteten på utenlandsforbindelser, da flyten på kabler bestemmes av markedet og markedskoblingen. Dette gjelder uavhengig av om forbindelser eies av TSOer eller av andre aktører. Valg av tidspunkt for planlagt vedlikehold må koordineres med systemansvarlige på hver side av kabelen og meldes til markedet i henhold til gjeldende bestemmelser, deriblant Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) fra ENTSO-E. Det antas at forhold som kapasitet stilt tilgjengelig for markeder, bruk av kapasitet ved kritiske

[3] Beregningene er gjennomført i euro og vi har benyttet en vekslingskurs på 9,0 NOK/EURO og diskonteringsrente på 4,0 prosent i henhold til NOU 2012:16.

[4] NorthConnect utløser ikke nettforsterkninger, men vil trolig ha et positivt bidrag i unngåtte forsterkninger se kommentar i avsnitt 2.10 og del IV i konsesjonssøknaden.

forhold i nettet og revisjonsplanlegging reguleres i en egen avtale mellom kabeleier og de systemansvarlige.

Markedskoblingen i det europeiske kraftmarkedet vil sikre at flyten på NorthConnect blir samfunnsøkonomisk effektiv. I dag kobles markedsområdene i Norden og mellom Norden og andre områder i henhold til implisitte auksjoner der priser og flyt fastsettes simultant i en markeds-klareringsalgoritme basert på anmelding (bud) fra alle markedsaktørene. I Norden er det i dag systemoperatørene som fastsetter kapasitetene mellom prisområder forut for markedsklareringen.

Retningslinjer fra EU vil sikre effektiv markedskobling også i årene som kommer. Det legges opp til en markedskobling der også kapasiteten mellom prisområder fastsettes simultant med priser og flyt. Dette skjer på basis av budene fra alle aktører og en nettmodell (Common Grid Model) som beskriver fysiske sammenhenger for kapasitetsfastsettelse mellom områder. Metoden kalles flytbasert markedskobling. Flytbasert markedskobling er allerede innført i deler av Europa og forventes innført også i Norden/Norge og i Storbritannia innen NorthConnect settes i drift.

NorthConnect har i våre analyser lagt til grunn at spothandel over kablene styres av algoritmen for implisitt auksjon, der kapasiteten mellom områder er gitt. NorthConnect vurderer at det er det lite trolig at flytbasert markedskobling vil ha en betydelig effekt på nytten av en forbindelse til Storbritannia, men effekten vil være positiv ettersom kapasitet i større grad vil prioritertes utenlandsforbindelser med størst prisforskjeller. Videre har vi ikke tatt hensyn til eventuelt forhåndssalg av handelskapasitet. Det kan komme krav om dette i sammenheng med utviklingen av EUs nettverkskoder og retningslinjer. Det er imidlertid lite trolig at dette vil ha nevneverdig betydning for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av prosjektet.

Vi forventer at flaskehalsinntekter fra handel i spotmarkedet vil være den viktigste inntektskilden for NorthConnect. Den viktigste driveren for inntektene er forskjellen i forbruksmønster og produksjonsmiks mellom markedene som gir opphav til prisforskjeller. Vi forventer høyere inntekter i situasjoner med stort kraftoverskudd og mye uregulert produksjon på norsk side. I en situasjon med underskudd får vi også høy gevinst, men da i større grad gjennom import til Norge. Om vinteren og våren bidrar høyere innslag av vindkraftproduksjon til prisvolatilitet og prisforskjeller. Om sommeren og høsten gir behovet for å eksportere norsk overskuddskraft høy gevinst både i form av økt norsk og nordisk produsentoverskudd og betydelige flaskehalsinntekter, selv om prisvolatiliteten på britisk side kan være lavere på denne tiden av året.

De samfunnsøkonomiske effektene av spothandelen over kabelen er vist i Tabell 2-3. Virkningene er tredelt:

1. **Flaskehalsinntekt på kabel**: Inntektene som generes på grunn av prisforskjellene mellom Norge og Storbritannia.
2. **Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser**: Den nye utenlandsforbindelsen påvirker flyten på andre forbindelser ut av Norge. Nettoeffekten er noe lavere inntekt på andre forbindelser.
3. **Økning i samlet norsk produsent- og konsumentoverskudd**: Produsentoverskuddet øker, mens konsumentoverskuddet faller som følge av NorthConnect. Den nye utenlandsforbindelsen bidrar til en bedre utnyttelse av norsk kraftproduksjon. Det nordiske kraftsystemet har et energioverskudd, og forbindelsen bidrar til at deler av overskuddet kan eksporteres direkte til et underskuddsområde. Økningen i produsentoverskudd er høyere enn nedgangen i konsumentoverskudd.

Estimerte flaskehalsinntekter

Flaskehalsinntekter oppstår som konsekvens av prisnivåforskjeller og prisvolatilitet. NorthConnect har estimert flaskehalsinntektene ved å beregne prisene i det norske/nordiske og britiske markedet simultant time for time. På denne måten fanger vi opp effekter av forskjeller i både prisnivå og prisvolatilitet.

Prisnivåforskjellen mellom Norge og Storbritannia er i dag stor. Dette skyldes at kraftsystemene er fundamentalt ulike. Det nordiske kraftsystemet er dominert av vannkraft. Prisnivået i Norden påvirkes likevel av kostnaden for kullkraft, ettersom marginalkostnaden for kullproduksjon i Norden og tilknyttede områder påvirker alternativverdien av vannet i magasinene (vannverdiene). I Storbritannia er gasskraft i større grad den marginale prissetteren. I tillegg har Storbritannia høyere kostnader for utslipp av CO2 (karbonprisstøtte), noe som bidrar til at prisnivået er langt høyere enn i Norge. Vi har imidlertid antatt at karbonprisstøtten fases ut fra 2025, og karbonprisstøtten har dermed liten virkning på våre estimerte flaskehalsinntekter over kabelens levetid.

Storbritannia har vesentlig større prisvolatilitet enn Norge. I Norge bidrar vannkraften i stor grad til å jevne ut prisforskjeller så lenge det er tilgjengelig effekt. I det termiske systemet i Storbritannia varierer timesprisene mer mellom dag og natt (høy- og lavlast). I tillegg øker prisvolatiliteten når andelen vindkraft øker. Likevel kan forskjellene mellom sesonger være større i Norge enn i Storbritannia som følge av årstidenes innvirkning på kraftforbruk og tilsig.

Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser

Norge har, eller vil få, utenlandsforbindelser til Nederland, Tyskland og Storbritannia i tillegg til forbindelsene til Danmark og Sverige. Inntektene i nevnte forbindelser vil påvirkes av NorthConnect, i hovedsak grunnet prisvirkningene som beskrevet i Tabell 2-3.

NorthConnect har analysert disse virkningene, og resultatet framkommer i Tabell 2-1. Virkningene er negative fordi inntektene på flere av forbindelsene i stor grad oppstår fordi prisen i det tilknyttede landet er høyere enn den norske prisen. Når prisen øker i Norge pga. NorthConnect reduseres prisforskjellene og dermed flaskehalsinntektene på øvrige forbindelser.

Samlet norsk produsent- og konsumentoverskudd

Ettersom NorthConnect mest sannsynlig påvirker det norske prisnivået noe, påvirkes også fordelingen av det samfunnsøkonomiske overskuddet mellom produsenter og konsumenter. En økning av prisene medfører at produsentoverskuddet øker og konsumentoverskuddet reduseres. Det er imidlertid metodisk krevende å anslå de to størrelsene isolert sett, noe som bl.a. understøttes av Statnett i deres konsesjonssøknader[5]. I det samfunnsøkonomiske regnestykket er det summen av de to som er den relevante størrelsen, og vi har derfor fokusert på denne.

Nyttefordelingen mellom produsenter og konsumenter bestemmes i hovedsak av om det er et kraftoverskudd eller -underskudd i Norge/Norden. Både for NO5, der kabelen tilknyttes det norske nettet, og for Norge (og Norden) er det lagt til grunn et kraftoverskudd. Ved et kraftoverskudd blir det flest timer med eksport og størst gevinst til kraftprodusentene.

Det er viktig å bedømme fordelingsvirkningene i en større sammenheng. I Norge påvirkes vi i stor grad av kraftsystemene i våre nordiske naboland. I Norden bygges det opp et solid kraftoverskudd, som følge av støtte til fornybar kraftproduksjon. Hvor stort dette overskuddet blir i årene fremover er usikkert, men i rapporten «Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016–2040», som Statnett ga ut i 2016, viser forventingsscenarioet et kraftoverskudd i Norden på om lag 9 TWh i 2030. Dette er en økning på 4 TWh sammenlignet med dagens overskudd på 5 TWh[6]. Scenarioet tar imidlertid ikke høyde for det nylig inngåtte energiforliket i Sverige og den etterfølgende avtalen mellom Norge og Sverige om en utvidelse av sertifikatsystemet med 18 TWh. Mye tyder nå altså på at vi kan få et betydelig kraftoverskudd i Norden mot 2030.

Det nordiske kraftoverskuddet legger press på kraftprisene. For å håndtere et varig kraftoverskudd er det nødvendig med nok overføringskapasitet til andre land. Forbindelsen til Storbritannia er

---

[5] Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia 2013.

[6] Oppgitt i Statnett rapporten "Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016–2040» kapittel 8.5.

svært verdifull i en slik sammenheng, fordi vi eksporter fornybar energi til et underskuddsområde som står ovenfor en omstilling fra fossile brensler til et bærekraftig energisystem.

Det er imidlertid stor usikkerhet om utviklingen av den fremtidige kraftbalansen, særlig på lang sikt. NorthConnect vil trolig være i drift i 40 til 60 år. Historien viser at i et så langt tidsperspektiv kan vi få lengre perioder med kraftunderskudd slik at gevinstfordelingen endres.

Tabell 2-2 viser effekten av NorthConnect på samlet produsent- og konsumentoverskudd i Norge. Virkningene er relativt stabile på tvers av scenarioene.

Tabell 2-2: Årlige spotmarkedsvirkninger, norsk andel (2016 MNOK).

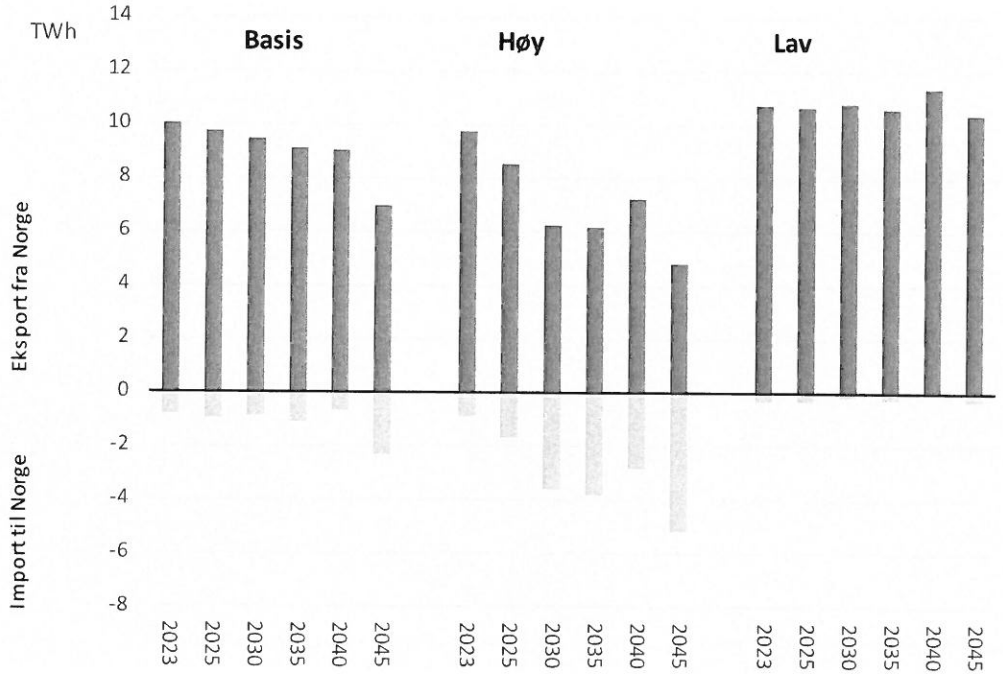
	Basis			Høy			Lav		
År	2023	2030	2040	2023	2030	2040	2023	2030	2040
Flaskehalsinntekter på kabelen	849	578	537	833	1157	1139	541	491	519
Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser	-53	-68	-40	-96	-63	-84	-126	-97	-63
Økning i samlet norsk produsent- og konsumentoverskudd	204	363	392	301	476	555	394	424	405
Sum nytte	**1000**	**874**	**889**	**1038**	**1570**	**1610**	**809**	**818**	**862**

2.2 FLYT OVER KABELEN

I basisscenarioet er det stor forskjell i prisnivå mellom Norge og Storbritannia, noe som bidrar til at forbindelsen hovedsakelig brukes til eksport av energi fra Norge til Storbritannia, se Figur 2.1.

I lavscenarioet benyttes forbindelsen også hovedsakelig til eksport av energi fra Norge til Storbritannia, men prisforskjellene er noe mindre, noe som bidrar til lavere flaskehalsinntekter.

I høyscenarioet er derimot prisnivåforskjellene i årlige gjennomsnitt betydelig mindre, men prisvolatiliteten i Storbritannia er stor (se Figur 2-3). Forbindelsen blir derfor brukt mer i begge retninger, blant annet avhengig av om det blåser mye eller lite i Storbritannia. Prisvolatiliteten er hovedgrunnen til at høyscenarioet har de høyeste flaskehalsinntektene, og den høyeste samfunnsøkonomiske nytten i spotmarkedet.

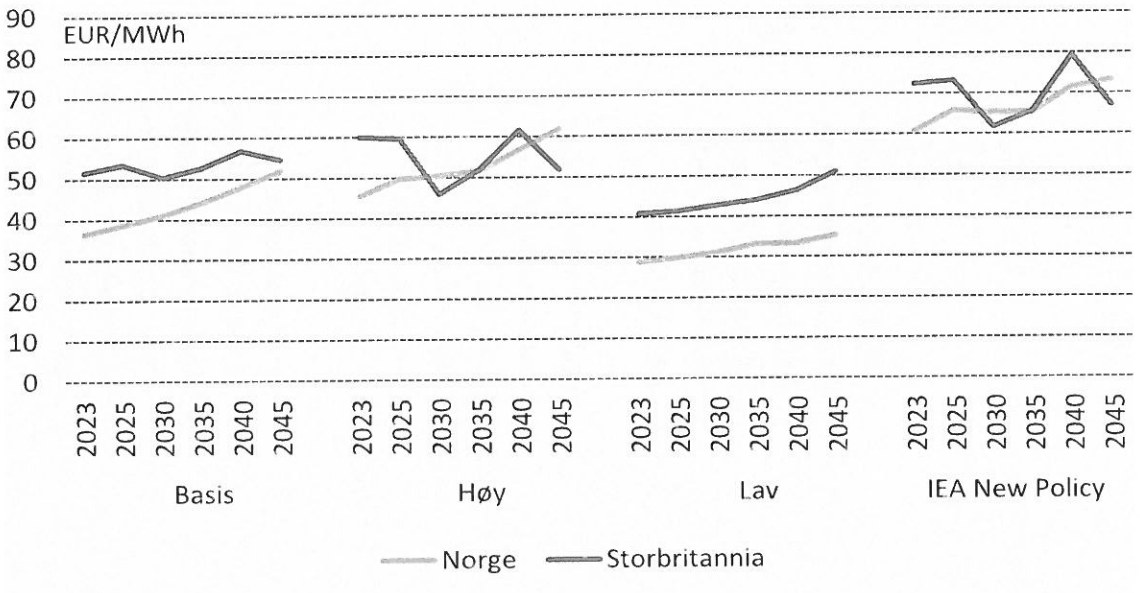


Figur 2-1: Bruttohandel for scenarioene i TWh per år.

2.3 PRISER OG PRISDIFFERANSER

Prisnivå

Forutsetningene skissert over og i avsnitt 2.4 resulterer i årspriser vist i Figur 2-2. Økende brensels- og CO2-priser forklarer mye av den stigende pristrenden i Norge i alle scenarioene. Det er to hovedgrunner til prisnivåforskjellen mellom de to markedene. De første tre årene bidrar CO2-prisstøtten til en høyere marginalkostnad for termisk kraftproduksjon i Storbritannia enn i det nordiske markedet, noe som gir høyere kraftpriser i Storbritannia. Videre skaper ulikhetene i produksjonssammensetningen og tilbuds-/etterspørselsbalansen ulike prisstrukturer og prisnivåer i de to markedene.



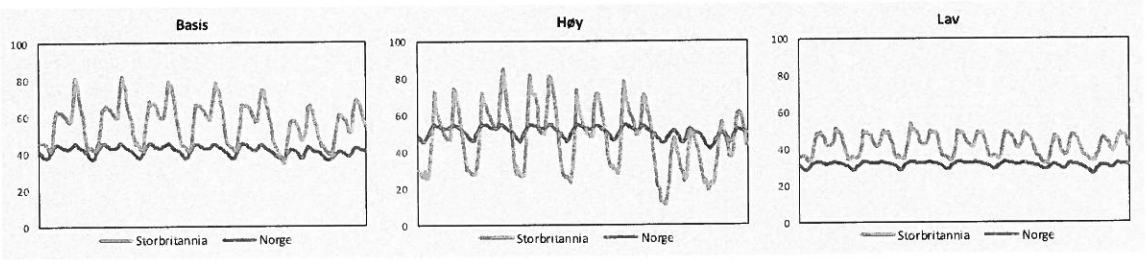
Figur 2-2: Kraftpriser i Norge og Storbritannia/Skottland i de ulike scenarioene

I basisscenarioet er prisdifferansene store, men minker over tid blant annet som følge av lavere Nordisk kraftoverskudd[7] og andre nye mellomlandsforbindelser. Sterk vekst i britisk fornybar kraftproduksjon bidrar til å dempe prisveksten her, slik at norske priser etter hvert nærmer seg de britiske.

I høyscenarioet er det en kraftig utbygging av uregulert fornybar kraftproduksjon på Kontinentet, i Storbritannia og i Norden. Dette gir høy prisvolatilitet, særlig i Storbritannia. Resultatet er mindre prisforskjeller på årsbasis, men økte prisforskjeller på timebasis. Våre modellerte prisnivåer (gjennomsnittlige årspriser) for Norge samsvarer i stor grad med Statnetts siste analyser som framgår i NUP 2017. Det samme gjør prisnivået for Storbritannia. Modellresultatene viser at de norske kraftprisene over tid nærmer seg prisnivåene i landene nord på kontinentet, dette gjelder både med og uten NorthConnect.

Prisstruktur

Ikke bare prisnivået, men også prisstrukturen forblir markant forskjellig mellom Norge og Storbritannia. Prisstrukturen i Norge forblir relativt flat sammenlignet med mange andre europeiske land som følge av den store andelen regulert vannkraft, selv om det også her bygges mye ny uregulerbar kraft. Det vil kunne komme timer med effektprising også i Norge, men dette vil skje så sjelden at det har liten betydning i forhold til det gjennomsnittsbildet som er vist under.



Figur 2-3: Prisstruktur over en gjennomsnittsuke i Norge og Storbritannia i 2030 i ulike scenarioer (reelle 2016 verdier)

[7] Basert på energiforliket i Sverige og utvidelse av sertifikatsystemet etter at analysene var gjennomført er det mindre trolig at den nordiske kraftbalansen vil svekkes i årene som kommer, se avsnitt 4.3.

I basisscenarioet er britiske priser gjennomgående høyere enn de norske. I høyscenarioet gir den store fornybarutbyggingen store prisforskjeller mellom høy- og lavlasttimene. Spesielt i nattetimene i helgene kan vi få svært lave priser som følge av lav etterspørsel. Selv om prisnivåene er relativt like som årsgjennomsnitt i dette scenarioet, fører den store prisforskjellen mellom høy- og lavlasttimer i Storbritannia til at det er store arbitrasjemuligheter på kabelen. I sum over året vil flyten i dette scenarioet være mer balansert i sum for årene, men samtidig mer vekslende enn i basisscenarioet.

I lavscenarioet er prisnivåene relativt like i de to landene, samtidig som prisvariasjonene mellom dag og natt er relativt små. Lave brenselspriser og begrenset fornybarutbygging resulterer i en flatere prisstruktur. Siden gassprisene er lave, blir kostanden for å bruke fleksibiliteten i CCGT- og GT-anlegg også relativt lav.

For Norges del bidrar økt utvekslingskapasitet til Storbritannia til et noe høyere prisnivå. Prisvirkingene av kabelen vil være størst i våtår når prisene i Norge er lave i utgangspunktet. Tabell 2-3 viser estimert virkning på norsk prisnivå på årsbasis. I tillegg vil NorthConnect bidra til noe økt kortsiktig prisvolatilitet i Norge, samtidig som noe av sesongvariasjonene i kraftprisen blir redusert.

Tabell 2-3: Prisvirkninger av NorthConnect på årlig norsk kraftpris (øre/kWh, 2016 NOK).

	Basis	Høy	Lav
2023	1,6	1,8	1,5
2025	1,4	1,1	1,4
2030	1,7	0,7	1,5
2035	1,5	0,9	1,4
2040	1,6	1,4	1,5
2045	0,7	0,0	1,3

Våre analyser viser at kraftprisen i basisscenarioet i 2030 vil være rundt 40 øre/kWh, prisøkningen utgjør dermed om lag 4 prosent av engrosprisen. Det er noe forskjell på prisvirkningen av NorthConnect i de norske prisområdene, økningen er størst i NO5 (Vestlandet).

2.4 PRISDRIVERE

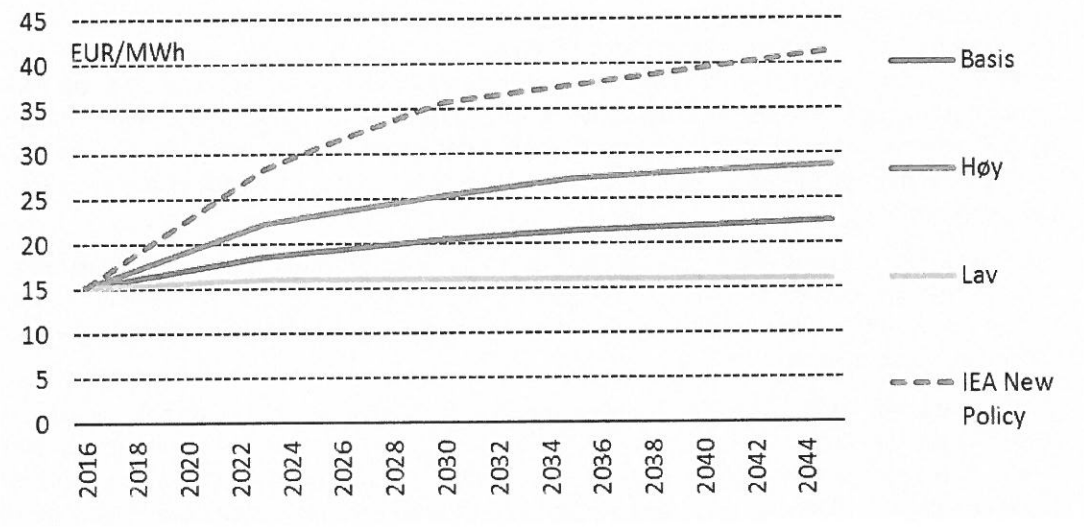
De viktigste driverne for flaskehalsinntekter for NorthConnect er utvikling i brensels- og CO2-priser, utvikling i kraft- og effektbalanser og mellomlandskapasitet.

Brensels- og CO2-priser

De marginale produksjonskostnadene i termiske kraftverk er, selv med økende andel av fornybar kraftproduksjon, de viktigste driverne for kraftprisene både i dag og i årene som kommer. Brensels- og karbonkostnader utgjør de marginale produksjonskostnader ved termisk kraftproduksjon.

Gasspris

Våre gassprisforutsetninger er vist i Figur 2-4. I basisscenarioet forventer vi en gradvis økning i gassprisene som følge av vekst i global gassetterspørsel. Etterspørselsveksten er i stor grad drevet av Kina, som blir en større gassforbruker enn EU etter 2035. Gass spiller en viktig rolle for å redusere bruken av kull, og den luftforurensningen kullkraften medfører i Kinas byer. Også i OECD-landene kan vi få en ytterligere vekst i gassetterspørselen som følge av et sterkt klimafokus, reflektert i EUs utslippsmål for 2030 og i Paris-avtalen. Klimafokuset kan lede til høyere CO2-priser i Europa og utfasing av eldre kullfyrte kraftverk.



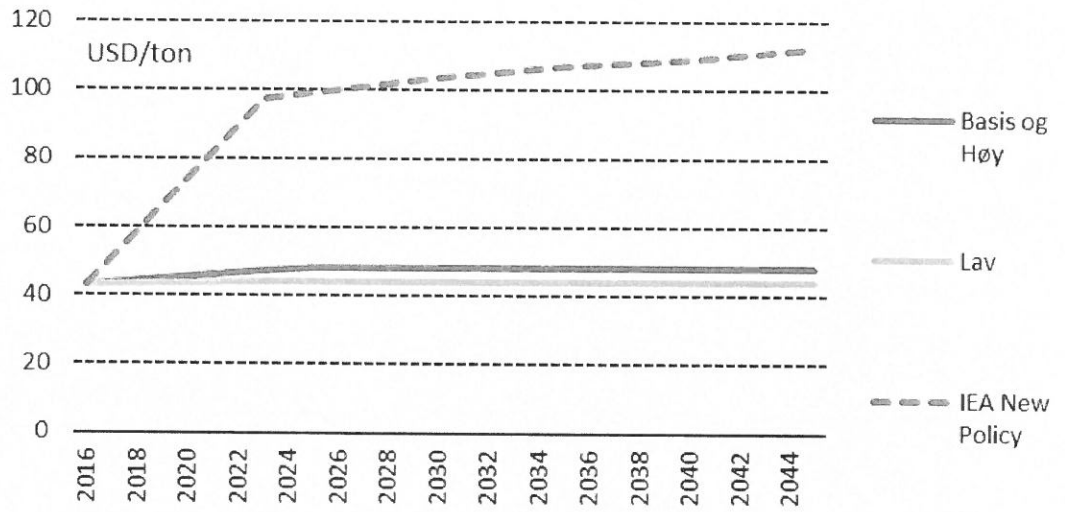
Figur 2-4: Gassprisforutsetninger i EUR/MWh input brenselspriser (før forbrenning) (reelle 2016 priser)

Som følge av sterk etterspørselsvekst, øker gassprisen raskere og til et høyere nivå i høyscenarioet enn i basisscenarioet. Den viktigste driveren bak etterspørselsveksten er et sterkere globalt klimafokus. I høyscenarioet materialiserer enigheten som ble oppnådd under FNs klimatoppmøte i Paris, seg gjennom implementering av en mer ambisiøs global klimapolitikk. Dette fører til økt global etterspørsel etter gass som og tidligere utfasing av kullkraft i Europa og USA, og en sterkere CO2-prisøkning i Europa. Også i Asia fører et sterkere klimafokus til at gass blir det foretrukne brenselet i kraftproduksjonen.

I lavprisscenarioet er det nær nullvekst i reelle gasspriser på grunn av generelt lav energietterspørsel.

Kullmarkedet

Våre kullprisforutsetninger er vist i Figur 2-5. En kraftig utbygging av tilbudssiden og lavere enn forventet etterspørselsvekst har ledet til kullprisfall de siste årene. Skifergassrevolusjonen og strengere miljøreguleringer i USA har redusert det amerikanske markedet for kull og ført til at amerikansk kull nå eksporteres til Europa. Samtidig har store eksportland utvidet sin gruvekapasitet.



Figur 2-5: Kullprisforutsetninger USD/tonn (reelle 2016 priser)

Den langsiktige utviklingen i kullprisen er svært avhengig av klima- og miljøpolitikken som føres. Kullprisantakelsene i basis- og høyscenarioene er basert på et fortsatt klimafokus som resulterer i høyere kvotepris og utfasing av kullkraft i nøkkelmarkeder. Den lave etterspørselen etter kull holder kullprisen nede gjennom hele analyseperioden. I lavprisscenarioet antas en noe lavere kullpris.

Vi har brukt en valutakurs på 0,93 EUR/USD ved beregning av brenselskostnader for kullkraftverk.

CO2-pris

CO2-prisen har falt i perioden etter finanskrisen. Per i dag er det et stort overskudd av kvoter i markedet, tilsvarende mer enn det årlige kvotetaket. Overskuddet vil antakelig ikke bli betydelig redusert de neste femten årene under dagens markedsregime. CO2-kvoter for levering de nærmeste årene handles derfor mer eller mindre på en opsjonsverdi som reflekterer muligheten for fremtidige markedsreformer med økte priser som resultat.

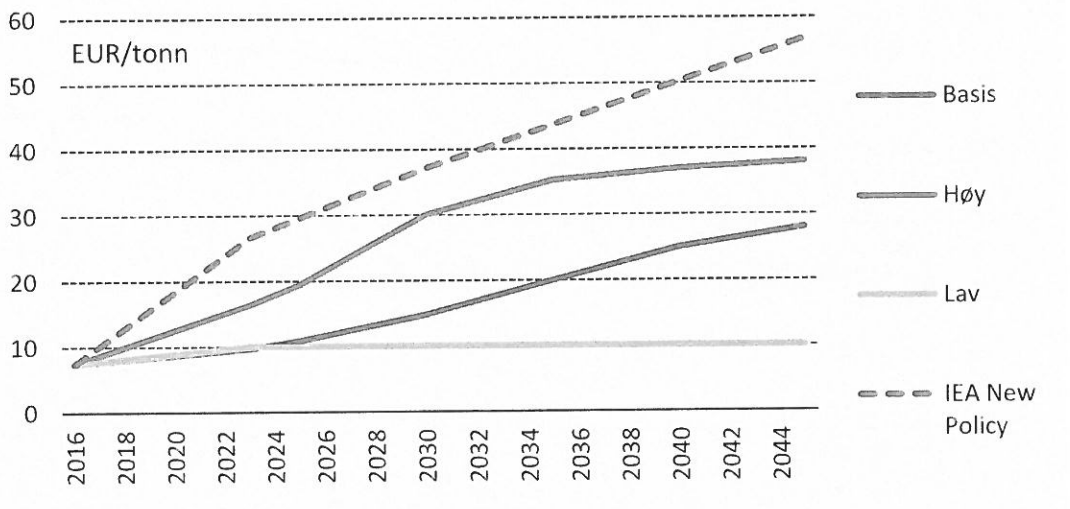
EU har gjort noen tiltak for å redusere overskuddet i systemet. Innføring av en stabilitetsreserve som trekker kvoter ut av markedet så lenge overskuddet er over en gitt grense er ett eksempel. Det er også foreslått en raskere nedtrappingsfaktor av den totale tillatte utslippsmengden, ved at det utstedes færre kvoter år for år.

Kraftsektoren har fleksibilitet til å redusere karbonutslippene. Dersom utslippstaket i EU ETS strammes til, vil kvoteprisen øke.

Figur 2-6 viser våre CO2-prisforutsetninger i de ulike scenarioene. Vi har antatt stigning i kvoteprisen i alle våre scenarier, dog svært begrenset i lavscenarioet.

I basisscenarioet antar vi en gradvis økning i CO2-prisene i EU ETS-systemet fra dagens nivå mot 15 EUR per tonn i 2030 og 25 EUR per tonn i 2040.

CO2-prisene i høyscenarioet øker noe raskere og til et høyere nivå på grunn av en raskere tilstramming av EU ETS markedet.



Figur 2-6: CO2-prisantakelser i EUR/tonn (reelle 2016 priser)

Storbritannias CO2-prisstøtte

Detaljene rundt UKs «Carbon Prices Floor» (CPF) ble annonsert i 2011-budsjettet. Hensikten med ordningen er å redusere usikkerheten rundt den fremtidige CO2-prisen ved å innføre et prisgulv, og dermed fjerne et risikomoment for utslippsfri kraftproduksjon. Prisgulvet ble implementert ved at det 1. april 2013 ble innført en skatt på fossilt brensel som benyttes i kraftproduksjon og CHP. Skattenivået reflekterer forskjellen mellom terminmarkedsprisen på kvoter i det europeiske systemet og prisgulvet som er bestemt av regjeringen. Dersom prisene i terminmarkedet er høyere enn prisgulvet, blir skatten satt til null. Et «Carbon Price Support» (CPS)[8] nivå beregnes for hver type fossilt brensel avhengig av gjennomsnittlig karboninnhold, slik at:

CPS nivå = (prisgulv CO2-pris – kvotepris i terminmarkedet) x (utslippsfaktor for brenselet)

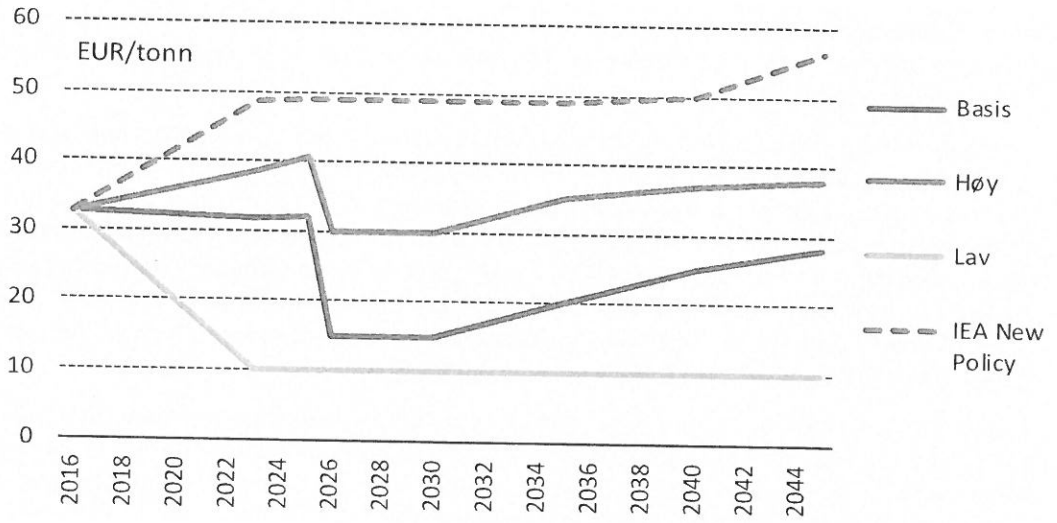
Skatten er ilagt kraftproduksjon gjennom «Climate Change Levy» (CCL). For regnskapsåret (FY) 2013/14 var den nominelle skatten GBP 4,94 per tonn CO2, for FY 2014/15 var den GBP 9,55/t CO2, og for FY 2015/16 og fram til og med FY 2019/20 er den GBP 18/t CO2. Dette er betydelig høyere enn det regjeringen først forutsatte og skyldes at prisen i EU ETS har vært betydelig lavere enn prognostisert. Dermed er det nødvendig med en høyere skatt for å opprettholde prisgulvet.

Gitt at det marginale kraftverket er drevet av fossile brensler, vil skattekostnaden veltes over i engrosprisen på kraft. Dette gir klare insentiver til investeringer i kraftproduksjon uten karbonutslipp. Ordningen favoriserer også mer effektive og mindre karbonintensive former for fossil kraftproduksjon. På denne måten favoriseres gasskraft framfor kullkraft og mer effektive nye Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) framfor eldre og mindre effektive gasskraftverk. CO2-prisstøtten medfører også at kraftprisene i Storbritannia er høyere enn prisene i Kontinental-Europa, alt annet likt. I dag står CPS for om lag GBP 10/MWh av engrosprisen på kraft i Storbritannia.

Vi legger til grunn at ordningen med Britisk CO2-prisstøtte avsluttes i slutten av 2025, samtidig med at myndighetene faser ut kullkraftproduksjon i Storbritannia. Etter utfasingen regner vi med at Storbritannia har samme CO2-pris som resten av Europa.

[8] https://www.gov.uk/government/publications/carbon-price-floor-reform

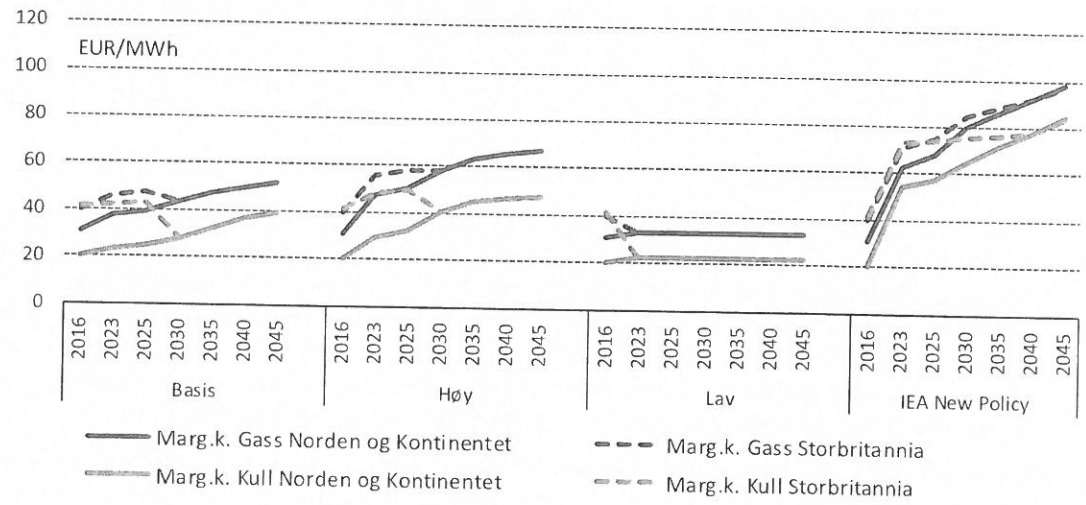
CPS-forutsetningene er oppsummert i Figur 2-7. For omregning fra GBP til EUR har vi brukt en valutakurs på 1,4 EUR/GBP.



Figur 2-7: Antakelser for utviklingen i CO2-kostnad i UK, inklusiv CPS, verdier i EUR/tonn CO2.

Kortsiktige marginalkostnader

Brensels- og CO2-prisantakelsene resulterer i kortsiktige marginalkostnader som illustrert i Figur 2-8, der det skilles mellom kull- og gasskraft (CCGT) i hhv. Storbritannia og Norden (som del av EU ETS). Kostnadsforskjellen mellom landene i de første årene oppstår som følge av at aktørene står overfor ulike CO2-priser. Dette skyldes at CPS systemet i Storbritannina gir høyere CO2-priser enn EU ETS prisen, inntil CPS-systemet fases ut i basis- og høysenarioet. I lavscenarioet fører avviklingen av CPS-systemet til at vi får like marginalkostnader i hele analyseperioden. Den kortsiktige marginalkostnaden i basisscenarioet ligger mellom høy- og lavscenarioet.



Figur 2-8: Kortsiktige marginalkostnader for kull og gasskraft (CCGT) (reelle 2016 verdier)

2.5 KRAFTBALANSE OG UTENLANDSFORBINDELSER

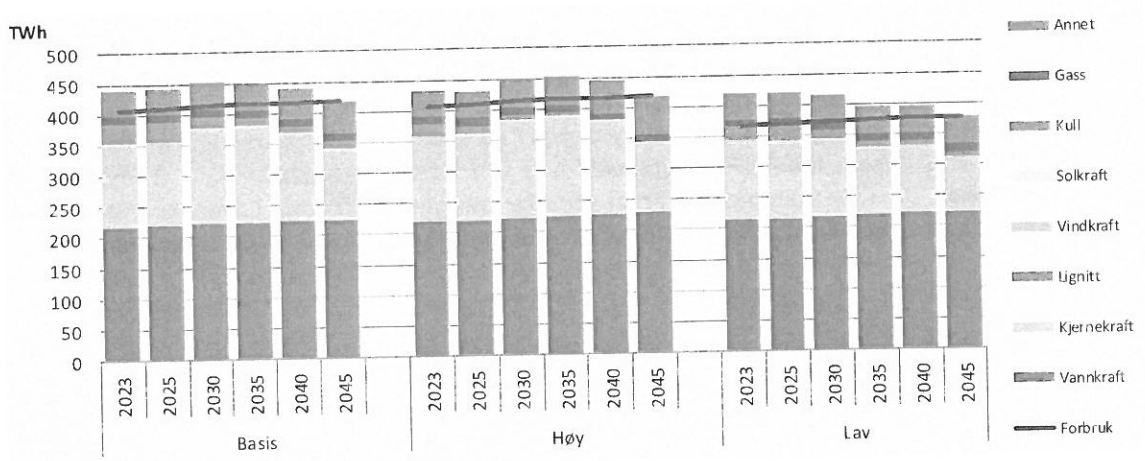
Norden

Den nordiske kraftbalansen er en viktig driver for prisnivået i Norge. Generelt kan man si at jo større kraftoverskuddet er, jo lavere er kraftprisen. Koblingen mellom overskudd og pris avhenger imidlertid av hvor godt vi er sammenkoblet med andre land. Våre kraftbalanseforutsetninger er oppsummert i Figur 2-9.

I basisscenarioet forventer vi en betydelig fornybarutbygging i det nordiske markedet for å møte EUs 2020-krav. De nordiske landene har valgt ulike tiltak for å fremme nye investeringer i fornybar kraftproduksjon. I Norge og Sverige støttes investeringer som gjennomføres innen 2020 gjennom et felles, markedsbasert elsertifikatsystem. Fra 2020 til 2030 viderefører Sverige dette systemet alene. I Danmark og Finland brukes andre støttesystemer for ny fornybar kraftproduksjon. De ulike støttesystemene gir en betydelig vekst i fornybar kraftproduksjon i basisscenarioet. Videre vekst i fornybar kraftproduksjon er knyttet til en forutsetning om en fortsatt satsing på fornybar energi i EU og økende CO2-priser som følge av EUs utslippsmål for 2030.

I høyscenarioet antar vi at alle kullfyrte kraftverk i Nordvest-Europa blir faset ut innen 2040. Økt klimafokus med høyere CO2-priser og innføring/videreføring av støttesystemer for fornybar energi fører videre til økte investeringer i vindkraft. Høyere kraftpriser i dette scenarioet fører også til en senere utfasing av svensk kjernekraft enn i basisscenarioet.

De relativt lave kraftprisene i lavscenarioet demper investeringene i ny kraftproduksjon og gir tidligere utfasing av eldre fossile kraftverk.



Figur 2-9-: Etterspørsel og produksjon i Norden (inkl. Danmark) i TWh. «Annet» er i hovedsak bioenergi.

I basis- og høyscenarioene forventes kraftetterspørselen i husholdningene å holde seg stabil fordi energieffektivisering motvirker effekten av befolkningsvekst og en jevn økning i antall apparater i husholdningene. Det forventes en moderat økning i kraftbehovet i industrien og økt forbruk fra transport og datasentre i årene som kommer. Vi kan også forvente noe økt kraftetterspørsel i petroleumssektoren på kort og mellomlang sikt som følge av elektrifisering av nye olje- og gassfelt, samt økt uttak på eksisterende felt. På lengre sikt, etter 2025 – 2030, er det knyttet stor usikkerhet til aktiviteten og dermed utviklingen i etterspørselen fra denne sektoren.

I lavscenarioet forventer vi et umiddelbart fall i etterspørselen til 2009-nivå, etterfulgt av en oppgang på linje med det vi så i årene etter 2009. Etterspørselen vil imidlertid forbli på et lavere nivå enn i de andre scenarioene i hele prognoseperioden.

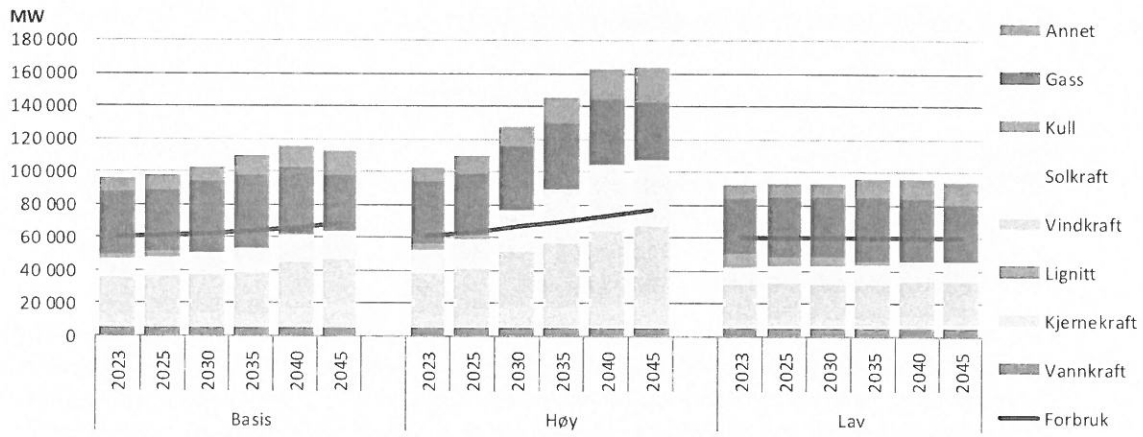
Storbritannia

I et termisk dominert kraftsystem som det britiske, er det kapasitetsbalansen og ikke energibalansen som er prisdriveren. Dette skyldes at det i et termisk dominert system er produksjonskapasiteten og ikke energien som er den begrensende faktoren. En oversikt over installert effekt og etterspørselen i høylastperiodene i Storbritannia er gjengitt i Figur 2-10.

I basisscenarioet antar vi at det meste av den nye kapasiteten det investeres i, kommer i form av fornybar energi (særlig vind og sol), mens kjernekraft og gasskraft forventes å øke noe fra slutten av 2030-tallet. Gasskraftkapasiteten er relativt stabil gjennom analyseperioden, men bruken av gasskraften endres. Fra å være den dominerende kraftproduksjonsteknologien blir gasskraft en back-up-teknologi for vind og solkraft i andre del av analyseperioden.

I høyscenarioet ser vi for oss en betydelig større utbygging av vind og solenergi enn i basis-scenarioet, noe som resulterer i en dobling av samlet sol- og vindkraftkapasitet mot 2045. Det bygges også mer kjernekraft og noe termisk kapasitet med karbonfangst, spesielt fra 2030.

I lavscenarioet holder lav etterspørselsvekst investeringsviljen nede og total installert effekt holder seg relativt stabil. Prisene i kapasitetsmarkedet (se avsnitt 2.7) er høyere i dette scenarioet, og de investeringer som tas, henter en større del av inntektene i dette markedet.



Figur 2-10: Installert effekt og etterspørsel i høylast i MW. «Annet» er i hovedsak bioenergi.

Kraftforbruket i Storbritannia er forventet å øke med mellom null og en prosent pr år i analyseperioden. Til sammenligning kan det nevnes at National Grid i sin 2015-utgave av «Future Energy Scenarios»[9] (NG FES) forventer en årlig etterspørselsvekst på 0,4 prosent. Ytterligere reduksjoner i energiintensiteten i den britiske økonomien kombinert med relativt lav økonomisk vekst vil tendere til å motvirke den økte bruken av elektrisitet i transportsektoren og til oppvarming, slik at netto vekst forventes å være betydelig lavere de neste 30 årene enn de foregående. Videre forventer vi i likhet med framskrivningene i NG FES at etterspørselsprofilen i Storbritannia vil holde seg noenlunde uforandret. Dette innebærer at etterspørselen i høylast vokser i samme takt som energibehovet.

I basisscenarioet har vi brukt vårt mediananslag for etterspørselsveksten på 0,5 prosent per år for både topplast og energi.

I høyscenarioet antar vi en etterspørselsvekst på 1 prosent per år. Etterspørselsveksten i både basis- og høyscenarioet drives av en kombinasjon av utbygging av ny fornybar energi og økende elektrifisering, spesielt i transportsektoren, for å nå målsettingene om dekarbonisering.

[9] http://www2.nationalgrid.com/uk/industry-information/future-of-energy/future-energy-scenarios/

I lavscenarioet antar vi en flat etterspørselsutvikling. Både etterspørselen i topplast og energibehovet holdes konstant i analyseperioden.

Mellomlandsforbindelser

Når det gjelder forutsetninger om utvikling i mellomlandskapasiteten, følger vi i stor grad nettutviklingsplaner til TSOene, med noen justeringer i de ulike scenarioene:

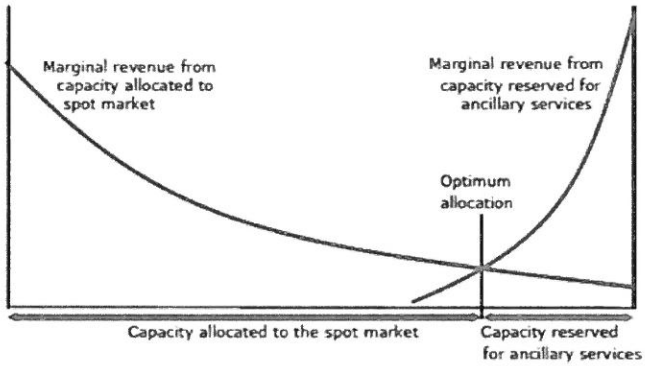
- På britisk side inkluderer vi følgende kabler i basis- og høyscenarioet: Viking (England – Danmark, 1000 MW) og FABLink (England – Frankrike, 1400 MW). I lavscenarioet antar vi at hverken Viking eller FABLink bygges.
- I Norge følger vi Statnetts planer i alle scenarioer: NordLink (Norge – Tyskland) og NSL (Norge -Storbritannia), begge på 1400 MW, settes i drift henholdsvis 2020 og 2021.
    - Det er også lagt inn økt kapasitet mellom Norge og Nederland fra 2030 (+700 MW). Dette er nok en uelastisk antagelse som isolert sett vil bidra til å dempe den beregnede lønnsomheten av NorthConnect noe.
- Norden: Det er lagt til grunn at Hansa PowerBridge (Sverige – Tyskland, 700 MW) kommer i 2025, og Cobra (Danmark – Nederland, 700 MW) i 2023. I tillegg antas ny utviklingskapasitet mellom Danmark og Storbritannia, samt økt kapasitet som følge av nettoppgraderinger mellom Tyskland og Danmark. I lavscenarioet antar vi at kabelen mellom Danmark og Storbritannia ikke realiseres.

2.6 HANDEL MED RESERVER OG BALANSETJENESTER

NorthConnect vurderer å designe både kabel og strømretterstasjonene for å tåle betydelig temporær overlast, idet merkostnadene synes å være akseptable. Ved å gjøre dette kan en tilby balansetjenester (hurtig regulering) uten å reservere denne kapasiteten på kabelen. Dette er tilsvarende hva som ble gjort på Skagerrak 4-kabelen, der en tilbyr 10 MW primærreserver (FCR) ved å benytte kabelens evne til å tåle overlast.

Som nevnt tidligere, gir handel i spotmarkedet sannsynligvis den største nytten av NorthConnect, på grunn av de høye spotprisforskjellene. Det kan likevel være aktuelt å benytte kapasitet på forbindelsen til handel i intradag- og balansemarkedene, særlig hvis det viser seg at spotinntekten blir lavere enn forventet. Mye tyder på at volumer og verdier i både intradag- og balansemarkedene vil øke med innfasing av mer uregulert fornybar i fremtiden.

Figur 2-11 illustrerer verdien av å reservere kapasitet til balansetjenester (eller tilsvarende for et intradagmarked). Siden (forventede) volumer i spotmarkedet er langt større enn i balanse-markedene, avtar verdien av tildeling av kapasitet til balansemarkedene langt raskere enn for kapasitet brukt i spotmarkedet. Videre må verdien av reservasjon til balansetjenester være større enn alternativverdien som spotmarkedet representerer. Med høye spotprisforskjeller (det vil si høy alternativverdi), er det optimalt å reserver lite (eller ingen) kapasitet til balansemarkedene. Dersom spotprisforskjellene er små, vil det være verdifullt å reservere mer kapasitet til balanse-tjenester.



Figur 2-11: Prinsippskisse av optimal reservasjon av kapasitet til balansetjenester.

Det at vi ikke har inkludert verdier av alternativ bruk av kapasitet til andre markeder enn spotmarkedet, gir konservative resultater. Kraftmarkedene i Norden og Europa er i stor endring, og det er vanskelig å si i dag hvilken bruk av kapasiteten som vil være samfunnsøkonomisk optimal i fremtiden. En kabel som NorthConnect kan gi verdifulle bidrag til stabilitet og kvalitet i nettet på begge sider, men kanskje spesielt på britisk side der det forventes stor nytte av fleksibilitet i systemet. Verdien av alternativ bruk av kapasiteten på NorthConnect vil i stor grad avhenge av regulering og lovgivning, samt utvikling av markeder. Utviklingen av retningslinjer fra EU (Network codes and guidlines) går i retning av at kapasitet på kabler kan benyttes til leveranse av reserver og tjenester for systemstøtte.

Det ligger potensielt store nytteverdier knyttet til reserver og tjenester som ikke er tatt inn i våre beregninger for samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Prosjektet vil arbeide videre med dette frem mot investeringsbeslutning og byggestart. NorthConnect ønsker å samarbeide med systemansvarlige på begge sider for å kunne realisere disse verdiene til beste for alle parter.

2.7 INNTEKTER FRA KAPASITETSMARKEDET I STORBRITANIA

Utenlandsforbindelser kan delta i kapasitetsmarkedet i Storbritannia. Storbritannia har valgt å innføre et kapasitetsmarked for å sikre at det fremskaffes tilstrekkelig pålitelig kapasitet til å opprettholde forsyningssikkerheten på lang sikt. Kapasitetsmarkedet er «market wide», det vil si at all kapasitet som er nødvendig i en anstrengt situasjon kan få betalt, inkludert utenlandsforbindelser. Konsekvensene av å innføre en kapasitetsmekanisme er at pristoppene i perioder med lav fornybar produksjon og høyt forbruk blir redusert. Prisvolatiliteten reduseres, og dermed reduseres også forventede inntekter fra handel over utenlandsforbindelser noe.

I kapasitetsauksjonene blir påliteligheten til ulike typer kapasitet vektet ved hjelp av «de-rating»-faktorer. Utenlandsforbindelser mellom Norge og Storbritannia vil sannsynligvis ha høy verdi i kapasitetsmarkedet, ettersom Norge har energioverskudd og god effektmargin. I situasjoner med anstrengt kapasitetsmarginer i Storbritannia, gir utenlandsforbindelsen pålitelig tilgang til effekt, og dermed betydelige bidrag til landets forsyningssikkerhet.

«De-rating»-faktoren på kabelen er foreløpig ikke fastsatt. I våre beregninger antar vi en faktor på 75 prosent. Regulatoren i Storbritannia, Ofgem, anbefalte i juni 2015 at den første kabelen fra Norge til Storbritannia (NSL) burde få en «de-rating»-faktor på 85 prosent. Vår antagelse ligger under Ofgems anbefaling ettersom Ofgem anbefalte en faktor på 75 prosent på BritNed-kabelen (Nederland – Storbritannia), mens BritNed fikk tildelt en faktor på 69 prosent i auksjonen i desember 2015. Samtidig ligger vår antagelse over faktoren til BritNed, ettersom det er større sannsynligheten for at flyten på en kabel fra Norge går i retning Storbritannia i en stresset periode.

Vi har estimert inntektene fra kapasitetsmarkedet ved hjelp av en modell koblet til våre scenarioer, med resultater der gasskraft ble marginal produksjonstype og prissettende i markedet. I ettertid

har det vist seg at i de gjennomførte kapasitetsauksjonene er det anlegg basert på batteriteknologi som er tildelt volumer. Da disse har lavere marginalkostnader har resulterende priser blitt lavere enn vi forventet. Estimerte inntekter fra det britiske kapasitetsmarkedet kan derfor synes overestimert. Vi mener imidlertid at eventuelt lavere inntekter fra det britiske kapasitetsmarkedet kan oppveies av økte inntekter fra ulike balansetjenester, der vi tror det ligger et betydelig verdipotensial som ikke er inkludert i analysene.

Tabell 2.6 viser den norske andelen av forventede inntekter fra kapasitetsmarkedet. Inntektene fra kapasitetsmarkedet varierer betydelig mellom scenarioene og mellom ulike år. Når den britiske kraftprisen er høy, er forventet klareringspris i kapasitetsmarkedet lavere enn i tilfeller med en lav britisk kraftpris, fordi kapasitetsbetalingen reflekterer «missing money» fra energimarkedet.

Inntekter fra kapasitetsmarkedet bidrar derfor til å redusere inntektsrisikoen til prosjektet. Når den britiske kraftprisen er høy, er flaskehalsinntektene høye og kapasitetsbetalingen lav. Når den britiske kraftprisen er lav, er flaskehalsinntektene lavere, men kapasitetsbetalingen høy. Virkningene av endringer i de to markedene trekker med andre ord i hver sin retning, noe som bidrar til å redusere variasjoner i inntektene til utenlandsforbindelsen.

Tabell 2.6: Inntekter fra kapasitetsmarkedet i Storbritannia, norsk andel [redacted] (2016 MNOK).

År	Basis	Høy	Lav
2023	187	297	316
2025	188	277	298
2030	174	181	160
2035	166	283	101
2040	121	137	98
2045	121	137	98

2.8 INVESTERINGSKOSTNADER KABEL OG STASJONER

Kostnadsestimatene for sjøkabel og omformerstasjoner er etablert med basis i diskusjoner med og innspill fra aktuelle leverandører og er referert prisnivå 2016. Kostnader for anskaffelse og installasjon av sjøkabelen utgjør det største elementet i investeringskostnadene. Vi har lagt til grunn et kostnadsestimat på 1 675 millioner Euro for kabel og stasjoner. Dette er et p50-estimat for bruk i de samfunnsøkonomiske analysene. [redacted]

Statnett har i NUP 2017 angitt et kostnadsestimat for NSL på mellom 1,5 og 2,0 milliarder Euro. Det betyr at vårt kostnadsanslag er i nedre halvdel av Statnett sitt anslag. Da NorthConnect er om lag 45 kilometer kortere enn NSL virker dette fornuftig, selv om usikkerheten i våre anslag er større, da vi ikke har inngått kontrakter på kabler eller omformerstasjoner med tilhørende sikringsavtaler.

De viktigste faktorene som påvirker usikkerheten i kostnadsanslagene er:

- Endringer i markedssituasjonen for kabel og omformerstasjoner
- Endringer i råvarepriser og valutakurser
- Endringer i teknisk løsning og omfang

Først etter at vi har gjennomført sjøbunnsundersøkelser for traséen, mottatt tilbud/kontrakter og inngått sikringssavltaler, vil usikkerheten i anslagene reduseres vesentlig.

2.9 DRIFTS OG VEDLIKEHOLDSKOSTNADER

Drifts- og vedlikeholdskostnader kan deles inn i kostnader til teknisk drift og vedlikehold av kabelen, kommersielle operasjoner og forsikringer.

Kostnadsestimat for teknisk drift og vedlikehold er satt opp med utgangspunkt i vedlikeholds-program og normalt bemanningsbehov for tilsvarende kabler og stasjoner. I tillegg er det lagt inn kostnader for reparasjoner og tilhørende forsikring av komponenter. Det er også lagt inn årlige kostnader for tilknytning (tariffkostander) i nettet etter gjeldene regelverk og avtaler, og kostnader for kommersielle operasjoner og generell administrasjon.

Tap på kabelen ligger inne som et korrektiv til flaskehalskostnaden. Vi antar at det ikke er flyt på kabelen dersom prisdifferansene er for små til å dekke tapskostnaden, noe som følgelig bidrar til redusert tap. For hele forbindelsen er det lagt inn årlige driftskostnader på 10 millioner euro.

2.10 INNENLANDS NETTFORSTERKNINGS- OG SYSTEMDRIFTSKONSEKVENSER

Systemdriftskostnader på norsk side, overføringstap i det norske nettet og transittkostnader er satt opp på tilsvarende måte som i Statnetts konsesjonssøknader og beskrevet nærmere i følgende avsnitt.

Nettforsterkningsbehovene vil reduseres med NorthConnect

En utenlandsforbindelse vil påvirke flyten i transmisjonsnettet og kan dermed påvirke behovet for innenlandske nettforsterkninger. I brev fra Statnett den 20 mars 2017 står det: «Hvis NorthConnect blir utløsende for oppgraderingen Aurland-Sogndal, innebærer dette i så fall at en andel av kostnadene ved Sogndal-Aurland vil måtte inngå i det samfunnsøkonomiske regnestykket til NorthConnect». Vi legger til grunn at dersom en utenlandsforbindelse skal bære kostnader for økte nettforsterkninger skal den også godskrives for eventuelle reduserte eller unngåtte kostnader.

Det er altså antydet (ikke konkludert) fra Statnetts side at NorthConnect bør vurdere å inkludere oppgraderingskostnadene for forbindelsen Aurland-Sogndal i det samfunnsøkonomiske regnestykket. NorthConnect mener det er rimelig at den andelen av oppgraderingskostnadene som NorthConnect er ansvarlig for inkluderes. Disse kostnadene må imidlertid motregnes mot sparte investeringer.

Oppgraderingen av Sogndal-Aurland har en estimert investeringskostnad på mellom 750 og 950 millioner kroner.[10] En rekke formål vil få nytte av denne investeringen; vindkraft i Midt-Norge, lokal vannkraft og kabelforbindelsene NordLink og NSL. Hvor stor denne nytten vil være i kroner og øre er vanskelig for oss å anslå og dermed hvor stor andel av investeringen NorthConnect skal belastes. I konseptvalgutredningen[11] fra 2012 anslår Statnett at ledningen muliggjør 2 TWh ny vannkraft og har verdsatt dette til 4,3 milliarder kroner. Verdien er lavere i dag, grunnet forventninger om en lavere kraftpris og lavere volumer som blir utviklet. For å kunne inkludere i nettforsterkningsbehov inn i det samfunnsøkonomiske regnestykket antar vi at NorthConnect belastes med 50 prosent av investeringskostnaden for Sogndal-Aurland. Med denne forutsetningen betyr det at NorthConnect belastes med 425 millioner kroner.[12]

---

[10] NUP 2017

[11] Konseptvalgutredning - Nettforsterkning sørover fra Sogndal 2012

[12] Vi har benyttet middelverdien av Statnetts kostnadsestimat i NUP 2017, for å oppgradere denne forbindelsen.

Basert på Statnetts analyser vil en etablering av NorthConnect fra Sima fjerne behovet for å oppgradere ledningen Samnanger-Sauda til 420 kV[13]. I NUP 2017 er oppgraderingen av delstrekningen Mauranger–Samnanger på denne forbindelsen anslått til å koste mellom 600 til 950 millioner kroner. For hele forbindelsen har Statnett tidligere operert med et estimat på 1,6 milliarder kroner, med et usikkerhetspenn mellom 1,3 og 2,4 milliarder kroner (referert 2013). For den unngåtte oppgraderingen av Samnanger-Sauda benytter vi forventningsverdien på 1,72 milliarder kroner (referert 2016).

Med disse forutsetningene betyr det at NorthConnect i det samfunnsøkonomiske regnestykket reduserer fremtidige innenlandske nettinvesteringer med om lag 1,3 milliarder kroner. Besparelsene er med andre ord langt større enn kostnaden som eventuelt skal allokeres NorthConnect ved oppgraderingen av Sogndal-Aurland. Dette betyr at netto forsterkningsbehov vil reduseres ved realiseringen av NorthConnect. Prosjektet skal således tillegges en positiv verdi i den samfunnsøkonomiske analysen. En nærmere beskrivelse av virkninger på norsk nett, se del IV i søknaden. Kostnader for tilknytning til nettet i Sima er tatt med under investeringskostnader.

Systemdriftskostnader

Statnett har påpekt at systemdriftskostnadene forventes å øke sterkt i årene framover, selv om de faktiske systemdriftskostnadene tvert imot har blitt redusert de siste fire årene. Tilkoblingspunktene for NorthConnect ligger lengre nord enn NSL på begge sider. På britisk side er NSL og NorthConnect tilknyttet i samme markedsområde.

NorthConnect tilknyttes prisområde NO5 på norsk side. Dette prisområdet har i dag overføringsbegrensinger mot områdene rundt. Samtidig har NO5 stor tilgang på regulerbar kraft, se del IV. Siden alle de øvrige utenlandskablene (Skagerrak, NorNed, NSL og NordLink) er tilknyttet i NO2, vil reguleringsbehovet der være langt større. Dette betyr at driftskostnadene vil øke etter hvert som det kommer nye forbindelser, da de vil benytte seg av den samme fleksibiliteten.

På bakgrunn av dette mener vi at NorthConnect vil gi vesentlig lavere systemdriftskostnader enn NSL. Imidlertid er det ikke mulig for oss å beregne hva denne kostnaden. Vi har valgt å legge oss på den konservative siden og legge til grunn tilsvarende systemdriftskostnad som for NSL, noe som innebærer en nåverdikostnad på 1850 millioner kroner.

Overføringstapene i det norske nettet reduseres med NorthConnect

NorthConnect tilknyttes i et område med stor kraftproduksjon og vil avlaste flyten i transmisjonsnettet. De totale nettapene vil derfor reduseres, se del IV. Vi har lagt til grunn at nettapene i det norske transmisjonsnettet reduseres med om lag 160 GWh per år med tilknytningen av NorthConnect i Sima. Med våre modellerte norske kraftpriser gir dette en gevinst på 1 til 1,5 milliarder kroner i de tre hovedscenarioene.

Transittkostnader

Transittkostnader består av såkalte ITC kostander (Inter TSO Compensation). Denne ordningen er innført for å kompensere partene (medlemmer av Entso-E) for de økte tapskostnadene som oppstår i land som tjener som transittland for krafthandel i det Europeiske integrerte markedet. NorthConnect har ikke godt nok grunnlag til å beregne disse kostnadene. Vi har derfor benyttet samme transittkostnader som Statnett har for NSL i vår samfunnsøkonomiske analyse, 500 millioner kroner (nåverdi).

---

[13] NUP 2017

3. IKKE-PRISSATTE VIRKNINGER

I tillegg til de prissatte virkningene har en utenlandsforbindelse flere viktige virkninger som det er utfordrende å kvantifisere.

3.1 SYSTEMDIVERSIFISERING

I det nordiske kraftmarkedet er prisene sterkt avhengige av tilsiget til vannkraften. I våte år er prisen lav, og i tørre år er prisen høy, særlig i vintersesongen. Tilsiget kan variere med +/- 30 TWh, sammenlignet med et normalt hydrologisk år. Med nye investeringer i nordisk vannkraft-produksjon kan variasjonene øke fremover. I tillegg kan klimaendringer bidra til mer ekstreme tilsigssituasjoner. Dette gjelder spesielt for prisområde NO5.

Utenlandsforbindelser reduserer prisvirkningene av tilsigsvariasjoner, på grunn av økte import- og eksportmuligheter. I ekstremår bidrar kabelen til å redusere risikoen for at vann går til spille på grunn av eksportmuligheten en utenlandsforbindelse representerer.

3.2 FORBEDRET FORSYNINGSSIKKERHET

Forsyningssikkerhet er systemets evne til å møte sluttbrukeres kraftetterspørsel med en gitt kvalitet til enhver tid. En utenlandsforbindelse bidrar til å utjevne de hydrologiske svingningene.

Virkningen på forsyningssikkerhet er en viktig komponent av nytteverdien til en utenlandsforbindelse, selv om den er vanskelig å prissette. For Norge har forsyningssikkerhet historisk vært en viktig driver for utbygging av utvekslingskapasitet, men med flere utenlandsforbindelser har denne driveren blitt mindre viktig for Norge som helhet. For NO5 kan det imidlertid oppstå perioder hvor en utenlandsforbindelse kan gi verdifull bidrag til forsyningssikkerheten, fordi området har relativt liten magasinkapasitet. I kalde vintre med lavt tilsig kan det oppstå perioder med svak forsyningssikkerhet, og importmulighet fra Skottland, som har størst tilgang på kraft om vinteren kan bli verdifull. Se også del IV.

Det er sannsynlig at kabelen vil være tilgjengelig for import i perioder hvor det norske kraftsystemet er under press, ettersom sannsynligheten for sammenfall av knapphet i Storbritannia og Norge er liten. I Norge oppstår knapphet gjerne i perioder med lavt tilsig, lave temperaturer og ved utfall av nett eller produksjon, og knappheten er som regel i energi, heller enn i effekt. I Storbritannia vil det typisk være størst risiko for knapphet i enkelttimer med lav vindkraft-produksjon. Ettersom driverne for knapphet er ulike, er det også rimelig å anta at de sjelden sammenfaller. Tidsdifferansen på én time bidrar også til at korrelasjonen i last er mindre enn den ellers ville vært.

3.3 ØKT MARKEDSLIKVIDITET

Utenlandsforbindelser stimulerer til økt konkurranse i kraftmarkedet. Kabelen bidrar til at kraftmarkedene i Norge og Storbritannia knyttes tettere sammen. I timer hvor overførings-kapasiteten ikke er fullt utnyttet, er priser og likviditet den samme på begge sider av kabelen. Økt likviditet bidrar til en mer effektiv prissetting, og risikoen for utøvelse av markedsmakt reduseres. Videre bidrar økt likviditet til mer stabil og transparent prissetting, som igjen bidrar til økt samfunnsøkonomisk nytte.

3.4 INTEGRERING AV FORNYBAR ENERGI OG KLIMAGEVINSTER

En helhetlig analyse av de totale nettoeffekter NorthConnect vil gi for klimautslipp er kompleks og vil kreve modellering med endogene investeringer. Europeisk kraftproduksjon underlagt EUs kvotesystem, slik at den totale utslippsmengden innenfor systemet i prinsippet ikke påvirkes av de

endringer NorthConnect gir i kraftproduksjon. NorthConnect har ikke kunnet gjøre komplette analyser av CO2-utlipp med tilgjengelig modellapparat.

Vi kan allikevel si, med stor grad av sikkerhet, at NorthConnect vil bidra til at det investeres i mer fornybar kraftproduksjon på bekostning av termisk kraftproduksjon. Det er to forhold som muliggjør dette:

- Kraft kan eksporteres til Norge i perioder der fornybarproduksjon på britisk side overstiger etterspørselen og sikrer avsetning på vindkraften.
- Kraft kan importeres til Storbritannia i perioder med lav vindkraftproduksjon og høyt forbruk på britisk side og sikrer dermed forsyningen (selv med mindre termisk produksjon).

For eksport av kraft til Norge er en avhengig av at norske priser ikke er like lave som de britiske i disse periodene. Våre analyser viser at korrelasjon mellom vindmønstre i Norden og Storbritannia er relativt lav. Men viktigere er at lave priser på norsk side først og fremst oppstå i perioder med høye tilsig og høy fyllingsgrad i magasinene. Dette skjer normalt i sommerhalvåret. Da vindkraftproduksjonen er på sitt høyeste i vinterhalvåret er det lite sannsynlig med lave priser i begge markeder samtidig.

Tilsvarende vil NorthConnect vil gi importmulighet for Storbritannia i perioder med høy last og lav vindkraftproduksjon. Dermed vil behovet for produksjon fra britiske gasskraftverk med CO2-utslipp reduseres.

At NorthConnect vil bidra til økt integrering av fornybar kraftproduksjon støttes også av analysene som er gjennomført av ENTSO-E i forbindelse med «Ten Year Development Plan 2016»[14]. Resultatene herfra viser at NorthConnect vil bidra til integrering av mellom 150 og 870 GWh årlig fornybar kraftproduksjon i scenariene 1 - 4.

3.5 KOSTNADER FORBUNDET MED LOKAL MILJØBELASTNING

NorthConnect er en sjøkabel, men vil allikevel ha noe lokal miljøbelastning, siden transformatorer på begge sider av kabelen vil legge beslag på land, potensielt gi visuell forurensning og skape noe støy. Da prosjektet ikke medfører behov for interne nettinvesteringer vurderes belastningen å være liten.

Vi viser til søknad om anleggskonsesjon med vedlegg til NVE for nærmere beskrivelse av lokal miljøbelastning og tiltak.

[14] TYNDP (side 281) - https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/projects/TYNDP2016-project-sheets.pdf

4. USIKKERHET RUNDT FORUTSETNINGER OG BEREGNINGER

4.1 USIKKERHET I HANDELSLØSNINGER

Kapasitetsmarkedet i Storbritannia

Estimatene for inntekter fra kapasitetsmarkedet er usikre. Usikkerheten er både knyttet til prisutviklingen i kapasitetsmarkedet og til hvilken «de-rating»-faktor forbindelsen blir tildelt. Prisutviklingen avhenger av hvor mye kapasitet som er tilgjengelig for deltakelse i markedet, samt priser i spotmarkedet. Som drøftet over, vil høye spotpriser gi lave kapasitetspriser, og motsatt. Denne dynamikken bidrar til mindre inntektsrisiko for forbindelsen. Som nevnt har vi benyttet en «de-rating»-faktor på 75 prosent mens Ofgem har anbefalt en faktor på 85 prosent. Vårt estimat er altså noe konservativt. Men dersom den faktiske «de-rating»-faktoren likevel blir lavere, vil også kapasitetsinntekten til forbindelsen reduseres.

I verste fall er ikke forbindelsen garantert deltakelse i kapasitetsmarkedet. Kabler kan nå delta i auksjoner for ett år om gangen, mens ny produksjon i Storbritannia kan får kontrakter som varer for 15 år for nye stasjoner. I auksjonen i desember 2016, som gjelder for 2020-2021, var verdien GBP 22,5 per MW. Det er noe lavere enn vår beregnede verdi for året 2023, men behovet for kapasitetsmarkedet for de to årene vil også være forskjellig.

Nåverdien av inntektene fra kapasitetsmarkedet er oppgitt i de samfunnsøkonomiske beregningene for scenarioene. Beregningene viser at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten overstiger inntekten fra kapasitetsmarkedet i alle scenarioer. Det vil si at selv om forbindelsen ikke mottar kapasitetsbetaling, vil prosjektet fortsatt være samfunnsøkonomisk lønnsomt i alle tilfeller.

Balanse- og intradagmarkeder

I beregningene har vi ikke inkludert noen verdi av handel med balansetjenester eller intradaghandel. I kombinasjon med kontinuerlig ramping og kvartersoppløsing kan handel med slike tjenester øke nytteverdien av forbindelsen vesentlig sammenlignet med våre beregninger.

Den samfunnsøkonomiske verdien av forbindelsen i balanse- og intradagmarkedene kan komme gjennom reservasjon av kapasitet, og/eller gjennom bruk av ikke-nominert kapasitet til slike formål. Dersom deler av kabelkapasiteten reserveres til balanse- og/eller intradagmarkeder, må verdien overstige alternativinntekten som flaskehalsinntektene i spotmarkedet representerer. Forbindelsen kan likevel ha en tilleggsverdi ved intradaghandel eller utveksling av balansetjenester, uten å reservere kapasitet. Det forventes at intradagmarkedene vil få 15 minutters oppløsning innen NorthConnect er i drift, dette kan gi muligheter for handel innen timen. Samtidig planlegges mulighet for temporær overlast på NorthConnect, som kan gi inntekter fra balansemarkeder. Disse mulige inntektene er ikke inkludert i våre lønnsomhetsberegninger.

Kontinuerlig og hurtigere ramping

Av hensyn til driftssikkerheten i kraftsystemet er ramping på forbindelser ut av det nordiske synkronområdet pålagt restriksjoner av TSOene. I våre beregninger bruker vi en ramping-restriksjon på 1000 MW per time, som kan forventes med Statnetts planer om kontinuerlig ramping. I den senere tid har det også vært planer om å øke dette til 1200 MW.

De nordiske TSOene planlegger å innføre kontinuerlig ramping av forbindelser ut av det Nordiske systemområdet. Kontinuerlig ramping innebærer at flyten på forbindelsen endres gradvis gjennom hele timen. På denne måten kan man tillate større flytendringer på forbindelser ut av synkronområdet.

Ettersom kontinuerlig ramping kan bidra til raskere flytendringer, kan dette tiltaket også øke nytten av utenlandsforbindelser. I vårt basisscenario går flyten relativt stabilt fra Norge mot Storbritannia,

slik at kontinuerlig vil ramping ha liten påvirkning på flaskehalsinntektene. I høyscenarioet er derimot flytmønsteret langt mer varierende, og retningen på flyten endres raskt. I et slikt scenario vil kontinuerlig ramping bidra til en høyre samfunnsøkonomisk lønnsomhet av forbindelsen.

4.2 USIKKERHET I BRENSELSPRISER

Vi har beskrevet tre ulike langsiktige scenarioer som er konsistente på tvers av alle forutsetninger. Scenarioene spenner ut et stort utfallsrom for markeds- og prisutviklingen. Vi ser imidlertid at utviklingen i brenselspriser og kvotepris har stor innvirkning på lønnsomheten til kabelen. Vi har derfor valgt å simulere et scenario der vi benytter karbon- og brenselsprisprognosene fra IEA (New Policy 2015) som en sensitivitetsanalyse. IEA sine prognoser ligger betydelig høyere enn brenselsprisene vi har benyttet i de øvrige scenarioene. Alle andre antagelser er som i høyscenarioet.

Samfunnsøkonomiske beregninger for dette scenarioet vist i Tabell 4-1. Tabellen viser norsk andel av de samfunnsøkonomiske nytte- og kostnadselementene, i 2016 MNOK.

Tabell 4-1: Nåverdi av NorthConnect med brensels- og kvotepriser som i IEA «New Policy Scenario»

Nåverdi (2016 MNOK)	IEA New Policy
Flaskehalsinntekter i kabel	34341
Handel med reserver	0
Inntekter fra kapasitetsmekanismer	3956
Investeringskostnad i kabel og stasjon	-8161
Drifts- og vedlikeholdskostnader	-891
Sum prosjektlønnsomhet	29246
Produsent- og konsumentoverskudd	10573
Flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser	-1059
Nettokostnad innenlandske nettforsterkninger[15]	1303
Transittkostnader	-500
Systemdriftskostnader	-1850
Overføringstap i det norske nettet	1946
Restverdi	0
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge	39659
Internrente	22 %
Tilbakebetalt i år	2028

[15] NorthConnect utløser ikke nettforsterkninger, men vil ha et positivt bidrag i unngåtte forsterkninger. Se avsnitt 2.10 og del IV i konsesjonssøknaden.

4.3 NORTHCONNECTS KOMMENTARER TIL SCENARIER OG MODELLERING

Antagelser om framtidig produksjonsmiks og kraftbalanse i scenarioene

Arbeidene med å utvikle scenariene til grunn for den samfunnsøkonomiske analysen ble påbegynt i 2015. Siden den gang har det skjedd endringer som vil påvirke kraftbalanse og produksjonssammensetningen i Norden. En viktig endring er den svenske energioverenskomsten fra sommeren 2016, da det ble politisk flertall for å forlenge og utvide det svenske elsertifikatsystemet med inntil 18 TWh ny fornybar kraftproduksjon. I april 2017 ble svenske og norske myndigheter enige om prinsippene rundt en slik utvidelse. I tillegg til å utvide elsertifikatsystemet er det også politisk flertall i Sverige for å fase ut effektskatten på kjernekraft (termisk effekt) og å forlenge levetiden for gjenværende kjernekraft. Disse endringene innebærer et økt forventet kraftoverskudd i Norden, noe som øker behovet for og lønnsomheten av en ny utenlandsforbindelse.

I analysene ble det lagt til grunn en økning i britisk kjernekraftkapasitet fra 2040 i basisscenarioet og fra 2030 i høyscenarioet. Kjernekraftproduksjon som andel av kraftforbruket er betydelig høyere i Skottland enn i resten av Storbritannia. Det er i dag to kjernekraftverk i Skottland (Hunderstone B og Torness). For Hunderstone B er beregnet levetid til 2023, mens Torness kan være i drift til 2030. Torness og Hunderstone B er utpekt som mulige lokasjoner for framtidig kjernekraft i Skottland. Det er imidlertid stor motstand mot dette, og skotske myndigheter har vært klare på at de ikke ønsker ny kjernekraft i Skottland i framtiden. Samtidig har det, i forbindelse med atomkraftverket Hinkley C, kommet fram at det er svært høye kostnader knyttet til ny kjernekraft. Vi anser det derfor som mindre sannsynlig med videre utbygging av kjernekraft i Storbritannia generelt, og i Skottland spesielt. Dersom vi får lavere kjernekraftkapasitet i Storbritannia enn det som er lagt til grunn i våre analyser vil dette dra i retning av mer volatile priser på den britiske siden av kabelen, noe som isolert sett tilsier økte flaskehalsinntekter.

Modellering

NorthConnect anser at inntektene som følger av volatilitet og stokastikk i prisene på begge sider av kabelen undervurderes i modelleringen. Dette skyldes hovedsakelig to forhold;

1. Forenklinger og aggregering i modellering av vannkraft.

Optimaliseringsmodeller utnytter gjerne fleksibiliteten i vannkraften bedre enn det som er mulig i praksis, og gir dermed mer stabile priser enn hva man kan vente i virkeligheten. Dette skyldes at de enkelte kraftverk aggregeres i form av magasin, tilsig og kraftverksegenskaper i strategidelen (budgivningen) av vannkraftmodelleringen. I modellene benyttet i analysene for denne søknaden er vannkraften aggregert i mindre grad enn i mange andre modeller, men det er samtidig gjort forenklinger i usikkerheten som ligger til grunn for beregninger av vannverdier. En annen mulig svakhet er manglende representasjon av vannveier i serievassdrag, der produksjon i nedre deler av et vassdrag kan være sterkt avhengig av produksjon overliggende kraftverk i perioder av året, spesielt i smelteperioden. Når dette ikke er representert i modelleringen vil fleksibiliteten i modellert vannkraft være for høy.

2. Underrepresentasjon av volatilitet

Modellsimuleringene gir hovedsakelig priser og kabelinntekter under forutsetninger om normale værforhold. I virkeligheten vil været variere mye både på kort og lang sikt. Dette gir volatilitet i viktige parametere som vannkraftproduksjon (nedbør og temperatur), vindkraftproduksjon (vind) og forbruk (temperatur). For å fange opp slike effekter modelleres typisk ulike historiske værscenarier.

NorthConnect mener at værvariasjoner representerer enn oppside for de inntektene som er modellert i analysene. Dette støttes også av dokumentasjon knyttet til NSL i ENTSO-Es samfunnsøkonomiske lønnsomhetsvurdering i forbindelse med TYNDP16. Der påpekes det at en viktig driver for en utlandskabel mellom Norge og Storbritannia er nytten av eksport fra Norge i

perioder med høye tilsig. Nytten oppstår blant annet på grunn av at en kabel gir redusert sannsynlighet for flomtap og priskollaps i Norge på sommeren. Det påpekes videre at nytten er ikke-lineær. Det betyr at simulerte inntekter i et normalår viser lavere nytte enn gjennomsnittet over flere hydrologiske scenarier, og at den samfunnsøkonomiske verdien kan nær dobles om en tar hensyn til utfallsrommet.

Sammenhenger i værsystemene kan gi korrelasjon mellom vindkraftproduksjon i Storbritannia og Norden. Våre analyser viser imidlertid at korrelasjonen er begrenset, samtidig som de to systemene er fundamentalt forskjellige og værvariasjoner vil derfor typisk ha forskjellig effekt på prisene på hver side av kabelen, selv om variasjonene skulle være korrelert i utgangspunktet.

Forutsetningene for modelleringen tar typisk utgangspunkt i kjente forhold rundt tilgjengelig kapasitet og kostnader for alle termiske kraftverk i modellene samt kapasiteter for overføring mellom områder. Også her er det i virkeligheten betydelige variasjoner som gir opphav til prisvolatilitet, og dermed også påvirker flaskehalsinntekter.

Oppsummert mener NorthConnect at det er gode grunner for å mene at det er større sannsynlighet for at faktiske flaskehalsinntekter vil ligge på oversiden av basisscenarioet i retning høyscenarioet enn på undersiden i retning lavscenarioet. Vi tror videre at høyscenarioet beskriver en mer realistisk virkelighet for kraftutvekslingen på NorthConnect, med mer varierende flytmønster og lavere netto norsk eksport.

4.4 STATNETTS OPPDATERTE ANALYSER AV UTENLANDSFORBINDELSER

Statnett har, i forbindelse med dere langsiktige markedsanalyse (høsten 2016), gjort oppdateringer av lønnsomheten av NordLink og NSL. Bakgrunnen for oppdateringen er endringer i fremtidige brensels- og kvotepriser. Hovedkonklusjonen er at lønnsomheten for NSL er på omtrent samme nivå som ved investeringsbeslutning, men at inntektene er skjøvet ut i tid[16]. Det betyr at NSL fortsatt er svært lønnsom.

Videre har Statnett gjennomført analyser som tilsier at en ny forbindelse, utover NordLink og NSL, kan være lønnsom[17]. De oppsummerer med at en forbindelse til Storbritannia vil gi høy nytte tidligere enn til kontinentet. Analysene er gjennomført som en forenklet kost-nytte analyse der en ikke har analysert kostnader ved nødvendig nettinvestering på land, eller oppdatert estimater på systemdriftkostnader. For NorthConnect, se del IV, vil det ikke være behov for innenlandske nettinvesteringer, fordi en avlaster det norske transmisjonsnettet. Vi kan heller ikke se at systemdriftskostnadene vil øke sammenlignet med dagens nivå. Vår slutning, basert på Statnetts oppdateringer av analyser, er at dette underbygger at NorthConnect er et svært lønnsomt prosjekt.

4.5 ANDRE USIKKERHETSMOMENTER

Andre usikkerhetsmomenter som kan påvirke lønnsomheten av utenlandsforbindelser inkluderer følgende faktorer:

- **Investeringskostnader** kan avvike fra estimatene, og vil i så fall også påvirke lønnsomheten av forbindelsen.
- **Idriftsettelse**: Dersom idriftsettelsen av forbindelsen forsinkes, reduseres den samfunnsøkonomiske lønnsomheten.
- **Levetid**: Beregningene forutsetter en økonomisk levetid på 40 år. Det finnes få empiriske observasjoner av levetiden for tilsvarende kabelforbindelser, men Statnett skriver i sin lisenssøknad for forbindelsene til Tyskland og Storbritannia at «... erfaringer fra Skagerrakforbindelsen indikerer at den tekniske levetiden er høyere enn 40 år». En

[16] NUP 2017

[17] NUP 2017

høyere levetid bidrar til økt nytte av kabelen. Skulle levetiden likevel vise seg å være mindre enn 40 år, reduseres den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i prosjektet noe.

4.6 OPPSUMMERT HAR NORTHCONNECT SVÆRT ROBUST SAMFUNNSØKNOMI

Selv om det er betydelig usikkerhet i hvordan energimarkedene vil utvikle seg, mener vi NorthConnect har en robust samfunnsøkonomi. Den viktigste årsaken til dette er at NorthConnect er en sammenkobling av to fundamentalt forskjellige markeder, både hva gjelder type kraftproduksjon og forbruksmønster. I tillegg mener vi følgende forhold underbygger at prosjektet og at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er robust:

Vi har benyttet scenarioer med til dels svært konservative forutsetninger

Våre scenarier dekker et stort utfallsrom, men alle de analyserte scenarioene gir solid samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Vi har i alle scenarioene faset ut CPS-støtten, fra hhv. 2025 og fra 2020 i lavscenarioet. Dette er svært konservative forutsetninger, men scenarioene gir allikevel god lønnsomhet. Vi har også undersøkt konsekvensene av prisområder i Storbritannia og det viser seg at dette har beskjeden påvirkning av lønnsomheten.

I kontrast til øvrige utenlandsforbindelser har vi store nyttevirkninger for transmisjonsnettet

I forskjell til øvrige utenlandsforbindelser har NorthConnect store nyttevirkninger for transmisjonsnettet i form av reduserte investeringer i det norske nettet og reduserte nettap. I sum vil reduserte nettinvesteringer og reduserte nettap utgjøre mellom 2,2 til 2,8 milliarder kroner, avhengig av hvilket scenario vil legger til grunn. Dette er gevinster som lagt på vei kommer uavhengig av hvordan falskehalsinntektene vil utvikle seg. Til sammenligning er disse kostnadene for NSL beregnet til -1,4 milliarder kroner[18], om lag -1,5 milliard koner i 2016 verdi. Forskjellen mellom prosjektene på disse punktene er altså rundt 4 milliarder i NorthConnects favør. For NordLink er forskjellene vesentlig større.

Statnetts oppdaterte beregninger underbygger vår lønnsomhet

Som beskrevet i 4.4 viser Statnetts oppdaterte beregninger at deres forbindelse til Storbritannia fortsatt er svært lønnsom. Dette understøtter våre beregninger om at også NorthConnect er svært lønnsomt, selv med de endringene en har sett på kull, gass og i kvotemarkedet.

[18] Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia (Statnett, 2013)

5. ANDRE FORUTSETNINGER

5.1 DISKONTERINGSRENTE OG ØKONOMISK LEVETID

Investeringer i utenlandsforbindelser er av langsiktig karakter, og analysen må sammenligne kostnader og nytte som påløper på ulike tidspunkt. Det lange tidsperspektivet understreker også at usikkerheten forbundet med de fremtidige kostnadene og inntektene er stor. En økonomisk analyse tar hensyn til usikkerheten ved å neddiskontere fremtidige kontantstrømmer, der diskonteringsrenten representerer investeringens avkastningskrav. Avkastningskravet skal tilsvare avkastningen den bundne kapitalen kunne fått i beste alternative bruk, og utgjøres av en risikofri rente og en risikopremie. I analysen er det brukt en diskonteringsrente på 4,0 prosent (reelt, før skatt) og en økonomisk levetid på 40 år.

5.2 VALUTA

Vi legger til grunn følgende valutakurser

- NOK/EUR 9,00
- EUR/USD 0,93
- EUR/GBP 1,40

5.3 RAMPING, TAP OG TILGJENGELIGHET

Overføringstap på kabelen (5 prosent) inkluderes i markedsalgoritmen, det vil si at handel skjer først dersom prisforskjellen er minst like stor som den marginale tapskostnaden

Vi antar at kontinuerlig ramping innføres, slik at det tillates ramping på 1000 MW per time.

Videre antar vi 95 prosent tilgjengelighet på kabelen. Vår tilgjengelighetsantagelse er den samme som Statnett har benyttet i konsesjonssøknaden til sine forbindelser til Tyskland og Storbritannia, og «[...] samsvarer med observerte størrelser for andre forbindelser». I beregningene er tilgjengeligheten implementert ved at fem prosent av kabelkapasiteten til enhver tid ikke er tilgjengelig. Dette er en forenkling, ettersom det i virkeligheten heller vil være korte perioder med ingen eller veldig lav tilgjengelighet på grunn av utfall eller vedlikehold. Forenklingen er gjort for å representere en gjennomsnittlig virkning av redusert tilgjengelighet, ettersom det ikke er mulig å fastsette nøyaktig når på året den faktiske tilgjengeligheten vil være redusert.

5.4 ØVRIGE FORUTSETNINGER

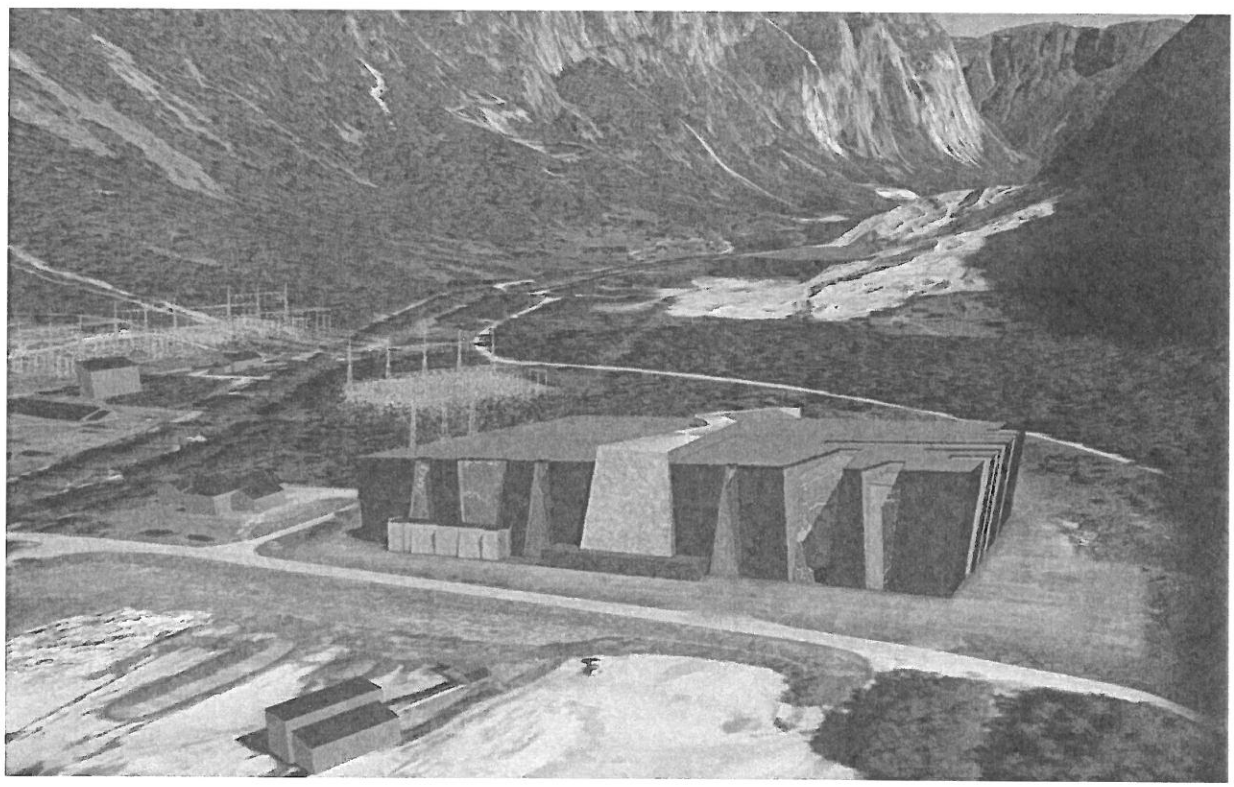
Beregningene er gjort i reelle 2016 EUR.

2017

SØKNAD OM KONSESJONER FOR Å EIE OG DRIFTE UTENLANDSFORBINDELSE TIL STORBRITANNIA

DEL III NORSK REGULERINGSMODELL

Juni 2017



INNHOLD

1. Vurdering av reguleringsmuligheter for NorthConnect 3
2. Regulering av norske utenlandsforbindelser 4
3. Graden av regulering 5
4. Regulering på britisk side 6
5. Norsk inntektsregulering av Northconnect 7
6. [redacted] 8

DEL III – NORSK REGULERINGSMODELL

NorthConnect legger til grunn at det etableres en norsk regulering av ikke-TSO-eide mellomlandsforbindelser, enten som en individuell regulering gjennom konsesjonsvilkår eller subsidiært som generell regulering ved at dagens forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (kontrollforskriften) for inntektsregulering av nettselskaper og TSO utvides og tilpasses til å omfatte ikke-TSO-eide utenlandsforbindelser. NorthConnect mener at en individuell regulering vil være den foretrukne løsningen.

Ikke-TSO-eide utenlandsforbindelser kan ikke hente mindreinntekt/mindreavkastning fra norske nettkunder, og har derfor en større risikoeksponering enn TSO-eide mellomlandsforbindelser.

Denne risikoeksponeringen medfører at vi er avhengig av å få en risikoavlastning også på norsk side for å få en akseptabel risikoeksponering for prosjektet. NorthConnect har i gjennom samtaler med britiske og norske myndigheter utviklet en løsning for mulig risikoavlastning. Denne løsningen fordrer at norske myndigheter:

- **setter det norske inntektstaket (taket for ekstraordinære inntekter) tilstrekkelig høyt, for å muliggjøre nødvendig risikoavlastning**
- [redacted]

1. VURDERING AV REGULERINGSMULIGHETER FOR NORTHCONNECT

En inntektsregulering av mellomlandsforbindelser fra Norge er mulig enten gjennom å etablere en norsk regulering som er tilpasset ikke-TSO-eide kabelprosjekter eller gjennom en unntaksprosedyre etter forordning 1228/2003 (forordning 714/2009 etter at tredje energimarkedspakke er gjennomført i Norge).

NorthConnect ber om at det etableres en norsk regulering, og ikke legges opp til en unntaksprosedyre. Det er mange argumenter for å velge denne løsningen. For det første vil norske myndigheter gjennom en nasjonal regulering selv fastlegge prinsippene for reguleringen og tilpasse den nasjonale reguleringen best mulig til Norges behov og norske forhold. Etablering av en norsk regulering vil også være en vesentlig enklere, raskere og mindre arbeidskrevende prosess for både norske myndigheter og NorthConnect enn en unntaksprosedyre.

Reguleringen kan enten gjøres gjennom individuelt fastsatte økonomiske konsesjonsvilkår for NorthConnect eller gjennom etablering av generell regulering. En generell regulering kan etableres gjennom en tilpasning av kontrollforskriften, herunder gjennom endringer i del IV, der tilpasningene for ikke-TSO-eide mellomlandsforbindelser kan inntas i egne bestemmelser.

Både individuell og generell regulering vil kunne fastsettes innenfor rammene av forordning 1228/2003 (forordning 714/2009 etter at tredje energimarkedspakke er gjennomført i Norge).

En regulering av mellomlandsforbindelser som ikke er del av Statnetts transmisjonsnettanlegg, er innenfor norske myndigheters handlingsrom, og NVE kan ha mulighet til å tilpasse reguleringen for å gjenspeile ulikheten i eierskap og risikoprofil. For NorthConnect vil en slik tilpasning innebære at det er i kraft en regulering i begge ender av kabelen som gjenspeiler eierskap og risiko, og det vil ikke være behov for å søke unntak fra inntektsregulering etter forordningsprosedyrene verken i Storbritannia eller i Norge.

En individuell regulering gjennom konsesjonsvilkårene vil være den foretrukne reguleringsløsningen for alle parter, da den vil være enklere, raskere og mer kostnadseffektiv å

etablere enn generell regulering. Løsningen er også i tråd med signalene fra OED om en case by case-tilnærming til reguleringen og konsesjonsprosessen. En individuell regulering utelukker heller ikke at det på et senere tidspunkt kan utarbeides generell regulering, for eksempel på grunnlag av erfaringer høstet fra den individuelle reguleringen.

2. REGULERING AV NORSKE UTENLANDSFORBINDELSER

Endringen av energiloven § 4-2[1] fjerner bestemmelsen om at konsesjon for å eie og drive utenlandsforbindelser bare kan gis til den systemansvarlige eller foretak hvor denne har bestemmende innflytelse, og gjør det nødvendig å behandle inntektsreguleringen også av ikke-TSO-eide forbindelser. Hittil har reguleringen av Statnett latt den norske andelen av kostnader og inntekter for utenlandsforbindelsene inngå i sentralnettsordningen. Statnett er regulert gjennom sin inntektsramme.

Norske eierinteresser i Norges utenlandsforbindelser (Statnett frem til nå) innebærer et norsk eierskap på 50 prosent av forbindelsen, med samme fordeling av forbindelsens inntekter og kostnader. Overskudd, eller eventuelt mindreinntekt, for forbindelsen inngår i sentralnettsregnskapet. I andre europeiske land eksisterer også andre typer reguleringer, eksempelvis salg av hele eller deler av kapasiteten på langsiktige kontrakter, maksimal tillatt inntekt eller avkastning, eller kombinasjoner av maksimal tillatt inntekt og sikret nedside, som i Cap and Floor-regimet som britiske myndigheter nå foretrekker for nye utenlandsforbindelser.

Statnetts kabelprosjekt NSL er akseptert som et Cap and Floor-prosjekt for den britiskeide delen. NorthConnect har søkt om tilsvarende regulering på britisk side, dvs. en standard Cap and Floor-regulering. Søknaden (Inital Project Assessment) er nå under behandling hos Ofgem (britisk regulator), og NorthConnect venter tilbakemelding i løpet av andre kvartal 2017.

Ettersom NorthConnect søker om inntektsregulering, Cap på norsk side og Cap & Floor på britisk side, vurderer vi at et unntak fra EUs bestemmelser om inntektsregulering (revenue exemption i henhold til artikkel 17 av forordning 714/2009 eller forløperen, artikkel 7 i forordning 1228/2003) ikke er nødvendig.

NorthConnect forutsetter at bruk av tilgjengelig kapasitet på kabelen disponeres av markedet i henhold til den til enhver tids gjeldende markedsmekanisme og regulering, på lik linje med de andre norske utenlandsforbindelsene. Det forutsettes videre at det inngås en driftsavtale med Statnett og den britiske TSOen National Grid, som regulerer forhold som fastsettelse av handelskapasitet og bruken av kapasiteten ved kritiske forhold i nettet og perioder for vedlikehold/driftsstans. Eierne av NorthConnect vil ikke kunne påvirke hvordan kapasiteten på kabelen benyttes i markedene.

Det forutsettes videre at eierskapet for NorthConnect er delt likt mellom Norge og Storbritannia når kabelen kommer i drift, og videre at den norske reguleringen vil gjelde for 50 prosent av de totale inntektene og kostnadene. For detaljer rundt framtidig eierskap henvises til del VII (unntatt offentlighet).

---

[1] § 4-2 (utenlandsforbindelser) har nå ordlyden:
For å eie eller drive utenlandsforbindelser som er omfattet av § 3-1, kreves særskilt konsesjon fra departementet. Ved vurderingen av om konsesjon bør gis, skal det legges vekt på prosjektets samfunnsøkonomiske lønnsomhet, forholdet til eventuelle konkurrerende prosjekter og transparente og ikke-diskriminerende hensyn for øvrig.

	Storbritannia	Norge
Andel eierskap	50 %	50 %
Andel inntektsregulering	50 %	50 %
Reguleringsregime	Cap and Floor	Kun Cap

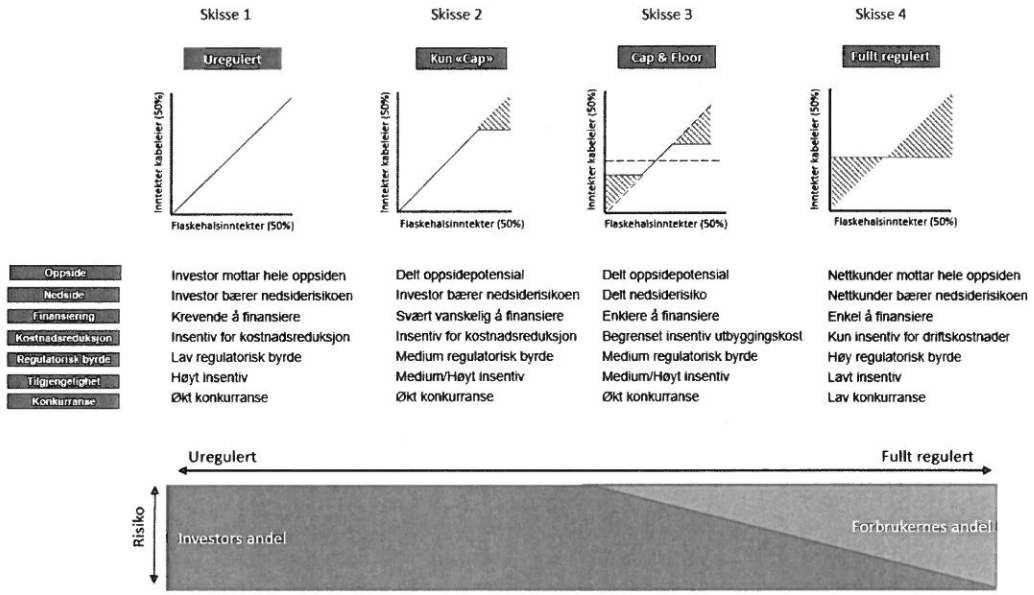
3. GRADEN AV REGULERING

En kabelforbindelse hvor eieren disponerer hele overskuddet er en uregulert forbindelse, mens en forbindelse hvor fellesskapet ved ulike løsninger får hele resultatet og må bære risikoen, er en helregulert forbindelse. Statnetts utenlandsforbindelser, hvor resultatet av den norske delen av forbindelsene inngår i sentralnettsregnskapet, er av den siste kategorien. Mellom disse ytterpunktene finnes det eksempler på andre løsninger hvor reguleringens utforming bestemmer hvordan oppsidepotensial og nedsiderisiko fordeles mellom kabeleieren og fellesskapet.

Prinsippene for ulike nivåer av regulering er vist i figuren nederst på denne siden. Skisse 1 til venstre viser en uregulert forbindelse hvor investor tar hele risikoen (merchant cable), og der eierne også sitter igjen med hele oppsiden. Dette vil gi eieren insentiv til å ha høy tilgjengelighet for forbindelsen og således bidra til effektiv drift.

Skisse 3 er en regulering hvor investor blir avlastet for nedsiderisikoen, såkalt Cap and Floor-regulering. Cap setter en øvre grense for hvor stor flaskehalsinntekt eier får beholde, mens Floor garanterer en minste inntekt til eier. Nivået på Cap og Floor bestemmer graden av risikodeling mellom investor og fellesskapet. I ytterste konsekvens er Cap og Floor samme verdi, noe som tilsvarer en fullregulert modell (skisse 4). Fellesskapet har da hele risikoen for lønnsomheten av forbindelsen. Statnett har i dag denne reguleringsformen for sine andeler av utenlandsforbindelser, der resultatet overføres til sentralnettsregnskapet og derigjennom Statnetts kunder.

Når det innføres et inntektstak ved at ekstraordinære inntekter overføres til fellesskapet uten noen form for inntektsgulv som i skisse 2, innebærer det at oppsidepotensialet opp til inntektstaket tilfaller investor, mens all inntekt over dette tilfaller felleskapet, og hele nedsiderisikoen ligger igjen hos investor. Med denne type regulering vil forbindelsen være vanskeligere å finansiere enn en helkommersiell forbindelse fordi fortjeneste-muligheten er begrenset samtidig som hele risikoen ligger igjen hos eierne. Det kan bety at de ekstraordinære inntektene som skal tilfalle fellesskapet også blir betydelig redusert, fordi finansieringskostnadene blir høyere. I tillegg må eierne sannsynligvis både stille med betydelige morselskapsgarantier og tegne kostbare forsikringer for inntektstap ved driftsavbrudd.



Figur 3-1: Nivåer av inntektsregulering

En Cap and Floor-modell som illustrert i skisse 3 i figuren over vil innebære en inntektsrammeregulering der flaskehalsinntektene tillates å variere slik at den realiserte kapitalavkastningen i kabelprosjektet ender innenfor en øvre (Cap) og nedre grense (Floor). Dersom inntektene samlet sett over en nærmere definert periode, overstiger en øvre grense eller et tak, vil overskytende inntekter betales til det systemansvarlige nettselskapet og eksempelvis gå til nedsettelse av tariffene for kundene i transmisjonsnettet. Tilsvarende vil inntekter under en nedre grense medføre at eieren av kabelen får overført beløp som eksempelvis belastes innenlandske nettkunder via økte tariffer.

På denne måten vil ekstraordinær avkastning tilfalle fellesskapet, samtidig som risikoavlastningen vil bidra til kostnadseffektiv finansiering. Graden av risikoreduksjon og inndragning av ekstraordinære inntekter avhenger av nivået på taket og gulvet som settes.

4. REGULERING PÅ BRITISK SIDE

Det vanligste reguleringsregimet på britisk side er altså en Cap and Floor-modell. Rent praktisk reguleres inntektene til kabeleier ved at det fastsettes et tak og et gulv for prosentvis årlig realavkastning. Kombinert med kostnadsbasen gir taket og gulvet grunnlaget for eventuelle overføringer av kabelinntekter i driftsperioden. På denne måten er reguleringen kostnadsbasert, fordi nivået på tak og gulv beregnes på basis av totale kostnader, skatt og tillatt avkastning. Inntektstaket er ment å gi rom for rimelig kapitalavkastning, mens gulvet er ment å reflektere prosjektets gjeldskostnader. De endelige nivåene i form av prosentvis avkastning vil avhenge av til enhver tid gjeldende finansielle parametere, men prinsippene for beregning av gulv og tak er avklart på forhånd.

Kabelinntektene vurderes mot taket og gulvet på nåverdinøytral basis over gitte tidsperioder slik at eventuelle overføringer skjer med gitte intervaller. I Storbritannia er regimets varighet 25 år. Intervallene for avregning mot taket og gulvet er som hovedregel 5 år, men det kan åpnes for hyppigere overføringer ved gitte omstendigheter.

En Cap and Floor-modell vil gi kabeleier incentiver til å sikre tilgjengeligheten av kabelen og bidra til kostnadseffektiv drift. Det gjelder åpenbart så lenge avkastningen ligger innenfor båndet som defineres av taket og gulvet, ettersom gevinsten av økt tilgjengelighet og lavere kostnader vil

tilfalle kabeleier. Det er imidlertid også mulig å knytte eksplisitte vilkår til tilgjengelighet og eventuelt andre parametere. Dette er gjort i Storbritannia, der nivået på taket kan justeres ned dersom tilgjengeligheten er lavere enn en gitt måltilgjengelighet i en periode. På den måten er Cap and Floor-modellen en svært fleksibel modell som er godt egnet til å realisere de samfunnsøkonomiske gevinstene ved kabelen, og samtidig sikre at effektive insentiver ivaretas.

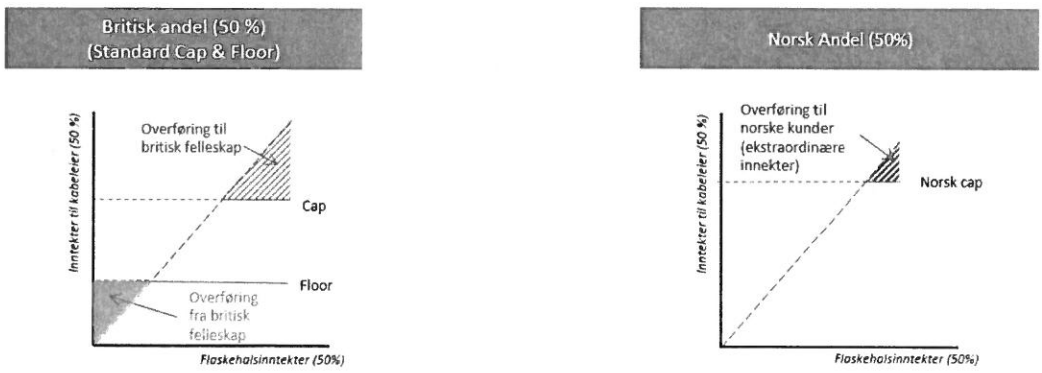
En detaljert beskrivelse av den britiske modellen er tilgjengelig på britisk regulators (Ofgem) nettsider, inkludert eksempler på beregning av nivåer for cap and floor med gitte finansielle parametere.

5. NORSK INNTEKTSREGULERING AV NORTHCONNECT

Det er ført dialog mellom NorthConnect og Olje- og Energidepartementet (OED) omkring norsk inntektsregulering.[2] NorthConnect har den forståelse at departementets tolkning av stortingsflertallet ved endringen av energiloven § 4-2 ikke gir rom for regulatorisk norsk risikoavlastning for NorthConnect.[3] Det vil si en ren "Cap-regulering" på norsk side, til forskjell fra "Cap and Floor"-regimet på britisk side. På denne bakgrunn velger NorthConnect ikke å søke om risikoavlastning på norsk side i form av et gulv tilsvarende britisk reguleringsregime.

NorthConnect søker om et inntektstak i tråd med de føringer som er gitt, der inntekter eller avkastning over et gitt nivå (ekstraordinære inntekter) overføres til det norske felleskapet. NorthConnect forutsetter at den norske reguleringen vil gjelde for 50 prosent av de totale inntektene og kostnadene. NorthConnect ber videre om at reguleringsregimets varighet tilsvarer anleggskonsesjonens varighet, og at eventuelle overføringer av ekstraordinære inntekter avregnes og overføres i faste intervaller, eksempelvis på fem år.

NorthConnect antar videre at nivået på ekstraordinære inntekter, i form av kapitalavkastning, fastsettes på bakgrunn av den totale kostnadsbasen, eventuelt med referanse i en kostnadsnorm. Da NorthConnect ikke får en regulering med risikoavlastning er en avhengig av at taket er høyt nok for å muliggjøre en finansiering. Det medfører at taket må settes høyere enn på engelsk side (ca. 8 prosent realavkastning) hvor de får risikoavlastning. Nødvendig nivå på taket for ekstraordinære inntekter har NorthConnect estimert til [redacted] realavkastning, slik som tidligere kommunisert i møter med departementet.



Figur 5-1: Prinsippskisse for regulering av NorthConnect på britisk og norsk side

[2] Møter 19. november 2016, 8. mars 2017 og 2. mai 2017

[3] Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Endringer i energiloven (Utenlands konsesjon) 18 oktober 2016

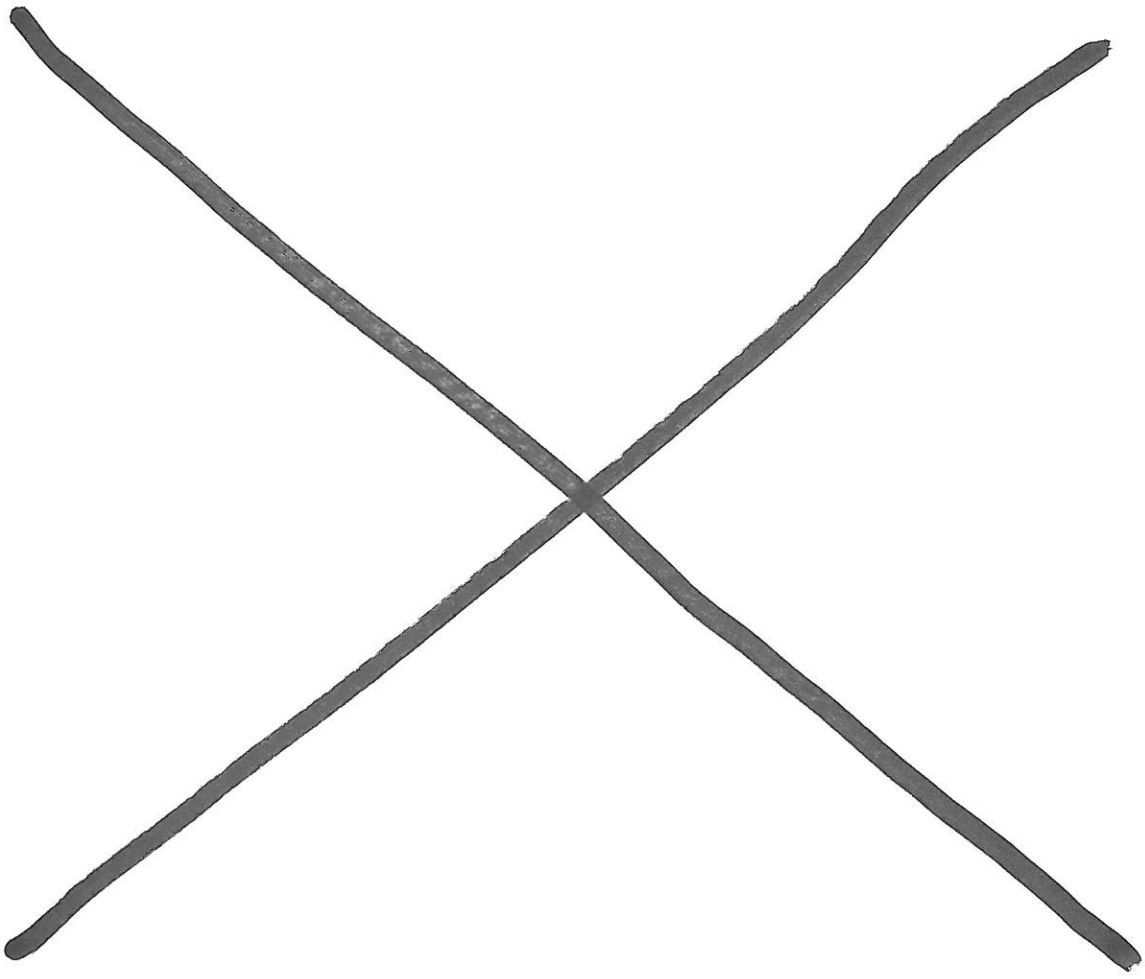
En økonomisk regulering kan fastsettes gjennom økonomiske konsesjonsvilkår for NorthConnect innenfor rammene av forordning 1228/2003 (forordning 714/2009 etter at tredje energimarkedspakke er gjennomført i Norge).

NorthConnect mener den beste løsningen vil være en individuell regulering. En individuell tilnærming for den økonomiske reguleringen er også lagt til grunn av OED i møter med NorthConnect.

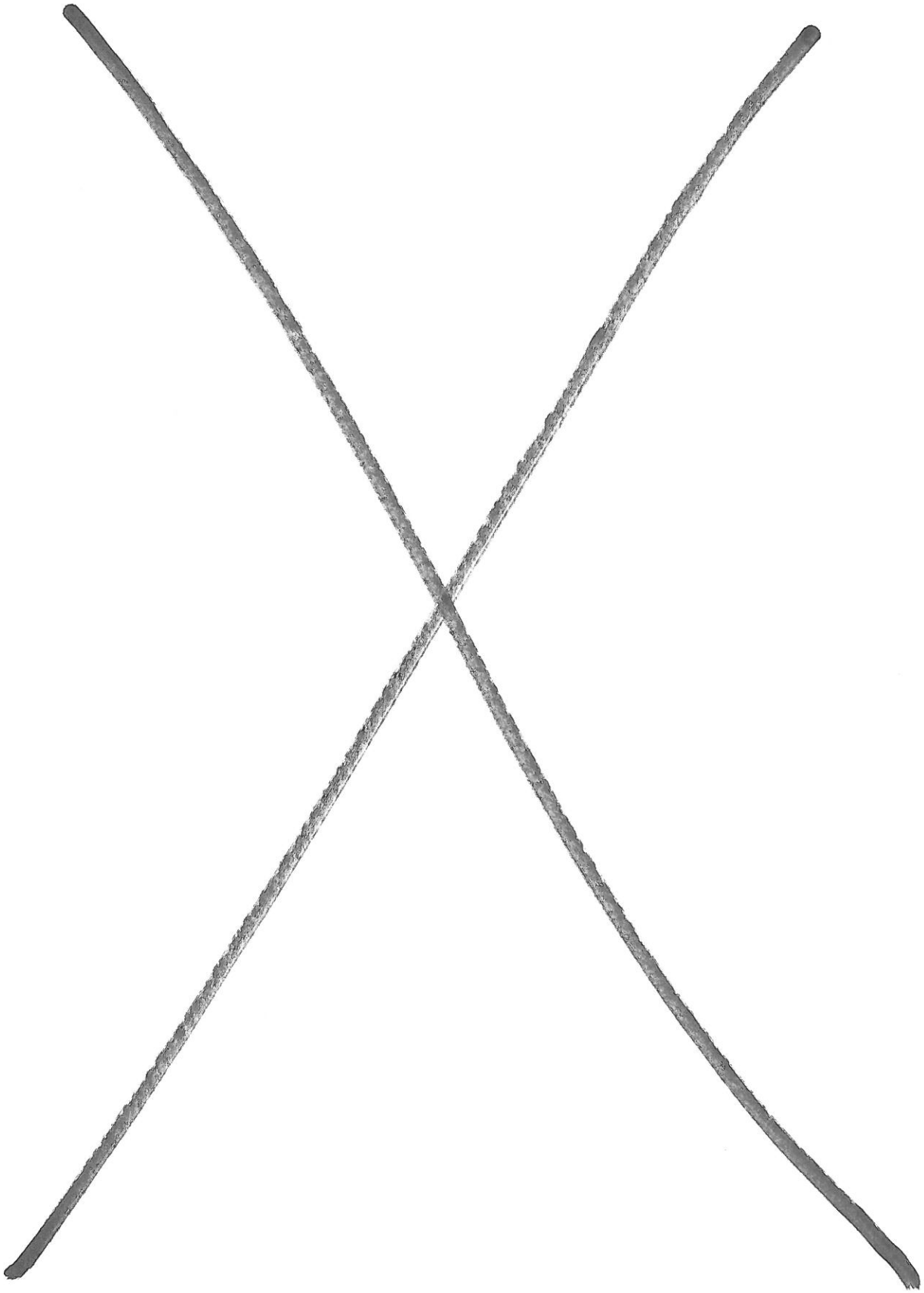
Et eksempel på individuell regulering er inntektsreguleringen av mellomlandsforbindelsen mellom England og Frankrike, Interconnexion France-Angleterre ("IFA"). I denne saken godkjente den britiske regulatoren Ofgem en bruk av artikkel 16 (6) som sikret tilbakeføring av avkastning over definerte nivåer til nettkundene I tillegg til å sikre tilstrekkelig kontantstrøm til eierne for å maksimere brukstid/tilgjengelighet på IFA. Det var ikke nødvendig å søke om unntak etter forordningsprosedyren i denne saken.

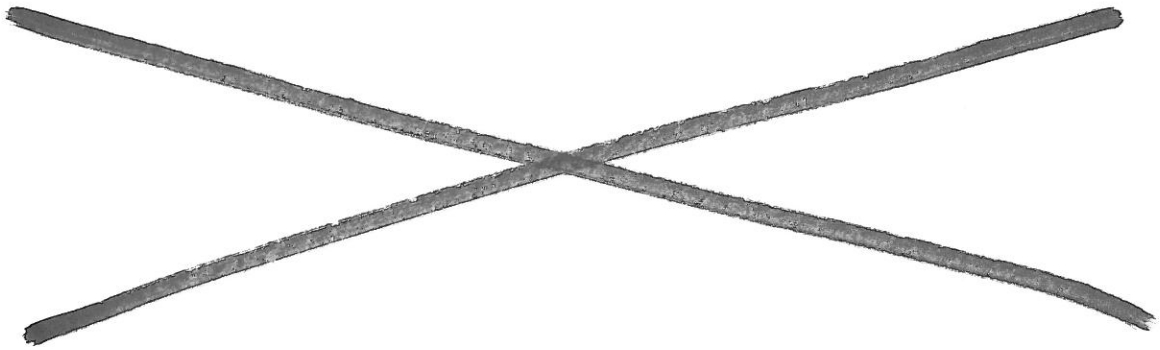
Alternativt vil det kunne etableres generell regulering. Dette kan gjøres ved tilføyelser i kontrollforskriften del IV.

6.



4 https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/05/cap_and_floor_regime_summary_for_the_second_window.pdf (Side 3)





2017

SØKNAD OM KONSESJONER FOR Å EIE OG DRIFTE UTENLANDSFORBINDELSE TIL STORBRITANNIA

DEL IV VIRKNINGER PÅ NORSK NETT OG SYSTEMDRIFT

Juni 2017

INNHOLD

1. NorthConnect vil ha en svært positiv virkning på det norske transmisjonsnettet 3
2. En Etablering av NorthConnect mellom Norge i NO5 og Skottland vil styrke kraftbalansen i begge land. 3
3. NO5 er et overskuddsområde med liten magasinkapasitet og stort import- og eksportbehov fra tilstøtende områder 4
4. Sima er bekreftet å være et godt egnet tilknytningspunkt 5
5. NorthConnect krever ikke nettforsterkninger, men avlaster transmisjonsnettet 5
6. Tilkobling i Sima gir reduserte nettap i det norske transmisjonsnettet 10
7. De Overordnede Systemdriftsutfordringene må løses uavhengig av NorthConnect 11
8. Det er ikke behov for driftserfaringer før NorthConnect gis konsesjon 13
9. Tilstrekkelig tid til å innhente erfaringer før idriftsettelse av NorthConnect 13

DEL IV – VIRKNINGER PÅ NETT OG SYSTEMDRIFT

1. NORTHCONNECT VIL HA EN SVÆRT POSITIV VIRKNING PÅ DET NORSKE TRANSMISJONSNETTET

Statnett har bekreftet at Sima er et godt egnet tilknytningspunkt for en mellomlandsforbindelse på 1400 MW til Skottland. NorthConnects vurderinger av virkninger på transmisjonsnettet er i all hovedsak basert på Statnetts offentlige tilgjengelige analyser og utredninger. Det materiale vi har fått tilgang til viser at NorthConnect tilknyttet det norske transmisjonsnettet i Sima vil ha mange positive virkninger på kraftsystemet. Blant annet vil etableringen av NorthConnect gi en betydelig reduksjon i overføringsbehov. Dette fører til reduserte overføringstap og behov for nettinvesteringer. For eksempel vil det ikke være behov for oppgradering av transmisjonsnettet mellom Samnanger og Sauda til 420 kV.

NorthConnect bidrar også til bedring av forsyningssikkerheten på Vestlandet i tørre og kalde vintre. Det er behov for dette grunnet relativt liten magasinkapasitet og liten «importkapasitet» til området. NorthConnect vil nesten fordoble dagens «importkapasitet» til NO5. Samtidig gir NorthConnect, fordi nettkapasiteten ut av NO5 gjennom etablering av NorthConnect øker med omkring 40 prosent, nødvendig dreneringskapasitet ut av området i våte perioder - vår, sommer og høst - når det erfaringsmessig kan oppstå store interne overskudd i NO5 på grunn av lavt forbruk og høy uregulerbar produksjon. Etableringen av NorthConnect legger også til rette for utvikling av ny kraftproduksjon i området, fordi eksisterende flaskehalser elimineres.

Når NorthConnect tilknyttes i Sima, vil den rent driftsmessig ha liten innvirkning på de øvrige utenlandsforbindelsene, som alle er tilknyttet i NO2. NorthConnect tilknyttes et annet prisområde (NO5) på Vestlandet hvor det er et stort og økende kraftoverskudd og hvor om lag 1/3 av den samlede norske produksjonskapasiteten er lokalisert. Mellom NO5 og NO2 er det en meget svak elektrisk kopling grunnet overføringsbegrensningene på forbindelsen Blåfalli-Mauranger. NorthConnect er derfor et prosjekt som ikke vil ha de samme utfordringene som eksisterende og planlagte mellomlandsforbindelser i NO2. Videre vil vi framheve at NSL og NordLink ble tildelt konsesjon før Skagerrak 4 kom i drift.

Følgelig er det ikke faglig grunnlag for å kreve at erfaringer med de mellomlandsforbindelsene som nå er under bygging skal foreligge før konsesjon kan gis til NorthConnect. Et slikt ubegrunnet krav er heller ikke i samsvar med et likebehandlingsprinsipp i forhold til Statnetts egne mellomlandsprosjekter (NordLink og NSL).

I prosjektutviklingsfasen vil NorthConnect, også av egen interesse, ha tett dialog med Statnett for å sikre at erfaringer fra driften av NSL og NordLink kan hensynstas i utviklingen av prosjektet, på samme måte som erfaringene fra Skagerak 4 benyttes i utviklingen av NordLink og NSL.

2. EN ETABLERING AV NORTHCONNECT MELLOM NORGE I NO5 OG SKOTTLAND VIL STYRKE KRAFTBALANSEN I BEGGE LAND.

NorthConnect som forbinder NO5 i Norge og Skottland i Storbritannia, kan betraktes som en nærmest ideell mellomlandsforbindelse. Den forbinder Skottland, hvor kullkraft er avviklet, og hvor det antas at omkring 40% av den britiske uregulerte vindkraftproduksjonen vil lokaliseres, med et fleksibelt vannkraftsystem på norsk side. Tilsiget i Norge er høyt vår, sommer og høst, når det generelt er lav vindkraftproduksjon i Skottland og lavt forbruk i Norge. Videre er vindkraftproduksjonen i Skottland høyest vinterstid når det tidvis er underskudd i NO5.

I NO5 er det generelt et høyt produksjonsoverskudd. Dette kombinert med relativt begrenset magasinkapasitet og en stor andel uregulerbar vannkraft, gjør at det er risiko for flomtap i våte sesonger. Årsproduksjonsprofilen for disse produksjonsanleggene og overskuddssituasjonen i Norge faller sammen med oppdekningsbehovet på skotsk side.

Samtidig vil effektbalansen i Skottland i perioder kunne bli anstrengt ettersom denne er avhengig at det blåser, nå som grunnlasten fra kullkraftproduksjonen er faset ut. NorthConnect vil dermed styrke forsyningssikkerheten i Skottland når det er lite vind.

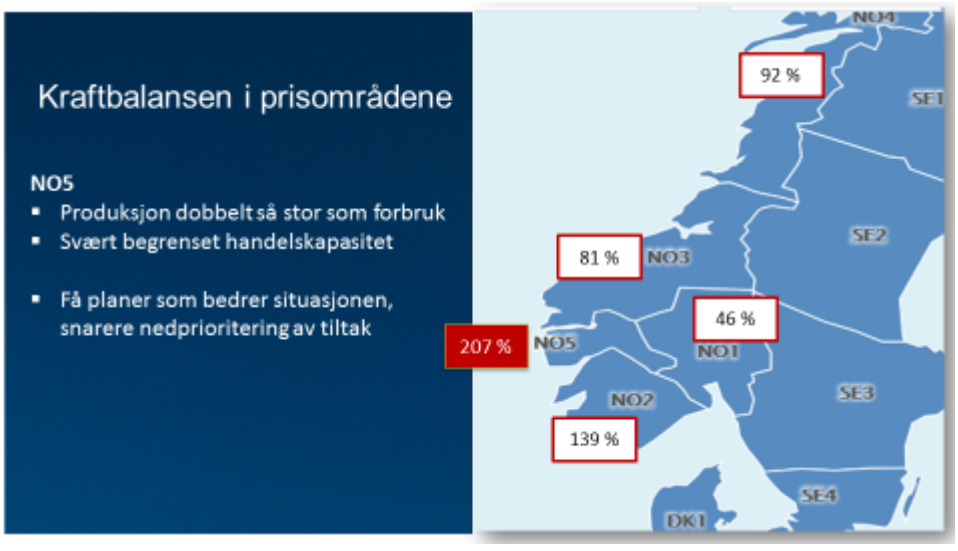
Selv om Vestlandet har et kraftoverskudd i normale år, oppstår det erfaringsmessig underskudd i tørre og kalde år. Begrenset magasinkapasitet på Vestlandet og begrenset importkapasitet til NO5 kan derfor true forsyningssikkerheten i området i slike perioder. Rent generelt kan det ikke hevdes at ytterligere mellomlandsforbindelser, utover de som er bygget eller er under bygging, bedrer forsyningssikkerheten i Norge. NorthConnect vil derimot øke importkapasiteten til NO5 med omkring 100% og forsyningssikkerheten er dermed relevant å ta i betraktning.

Dermed kan NorthConnect eksportere overskuddskraft fra NO5 til Skottland på vår, sommer og høst, og importere vindkraft fra Skottland vinterstid når det blåser mye, og når det er kraftunderskudd i NO5. Den norske vannkraften koblet sammen med den skotske uregulerte vindkraften er derfor en svært god kombinasjon og vil bidra positivt til kraftbalansen og dermed forsyningssikkerheten både i Norge og i Skottland.

NorthConnect løser problemet med innelåst kraft i NO5 på vår, sommer og høst, og behovet for kraftoppdekking i området i kalde og tørre perioder vinterstid. Dermed reduseres både nettinvesteringer, flaskehalser og nettap i det norske transmisjonsnettet samtidig som forsyningssikkerheten i NO5 bedres og risikoen for flomtap i NO5 reduseres.

3. NO5 ER ET OVERSKUDDSOMRÅDE MED LITEN MAGASINKAPASITET OG STORT IMPORT- OG EKSPORTBEHOV FRA TILSTØTENDE OMRÅDER

NO5 er et overskuddsområde med liten magasinkapasitet og, med unntak av overføring til NO1 (østover), svært begrenset overføringskapasitet til tilstøtende regioner. Energibalansen (kraftproduksjon / forbruk) i NO5 er, etter innlemmelsen av Aurlandsverkene i NO5, over 200 %, se figuren under.



Figur 3-1: Kraftbalansen i prisområdene. Kilde: Statnett.

Den relativt moderate magasinkapasiteten i NO5 fører til et betydelig dreningsbehov i perioder med mye nedbør og i smelteperioden, samtidig som det ofte vil oppstå et importbehov i kalde og tørre vintre.

Det er et stort potensiale for økt produksjon både i Hordaland og særlig i Sogn og Fjordane. I NO5 området er det gitt konsesjon til om lag 2000 MW ny vannkraft som ikke kan realiseres pga nettbegrensninger.

Det er tidligere i Statnetts analyser antydet et potensielt kraftoverskudd i NO5 på inntil 9 TWh i 2030, men dette er betydelig nedjustert i de siste analysene fra Statnett. Usikkerheten knyttet til hvor mye ny kraftproduksjon som vil bli bygget ut i området, kombinert med forventede lavere kraftpriser enn det som tidligere er lagt til grunn og innføring av nye flytbaserte metoder, som i teorien vil kunne øke utnyttelsen av bestående transmisjonsnett, har ført til at Statnett har lagt noen av planene midlertidig på hold. Da hoveddelen av den nye realiserbare kraftproduksjonen er uregulerbar vannkraft, vil dreneringsbehovet ut av regionen på sommerhalvåret forsterkes ved ytterligere utbygging. Dette understøttes av Statnetts beskrivelser av kraftsystemet i på Vestlandet hentet fra KVU Sentralnett Vestlandet:

«Regionen har ofte et stort kraftunderskudd i kalde og tørre perioder på vinteren, og kraftoverskudd i milde og våte perioder som vår, sommer og høst».

4. SIMA ER BEKREFTET Å VÆRE ET GODT EGNET TILKNYTNINGSPUNKT

NorthConnect har gjennom prosjektutviklingen i samarbeid med Statnett vurdert ulike punkter for tilknytning til det norske sentralnettet, potensielle utløsende nettforsterkninger som følge av tilknytning av NorthConnect og virkninger på driftsforhold i det norske transmisjonsnettet generelt og i prisområde NO5 spesielt. I våre vurderinger av disse forhold har vi all hovedsak støttet oss på Statnetts egne utredninger bl.a. Vestlandsstudien, Sør-Norgestudien fra 2012 med tilleggsnotat utarbeidet på forespørsel av NorthConnect, analyserapporten «Sør-Norge og to nye kabler innen 2021», Sørlandsstudien, Vestlandsstudien, Konseptvalgutredning Sentralnettsløsning mellom Sauda og Samnanger, Nettutviklingsplan 2015 og 2017 og Statnetts konsesjonssøknader for NSL og NordLink.

Konklusjonen fra Statnetts mange analyser er klar. Sima i Eidfjord kommune i Hordaland er et godt tilknytningspunkt, fordi:

- Selve tilknytningspunktet er et sterkt punkt i nettet primært fordi det allerede er på plass 420 kV forbindelser til nærliggende områder og fordi det finnes flere store kraftverk med god reguleringsevne både plassert i Sima og i umiddelbar nærhet. Dette gir fleksibilitet til både å håndtere og utligne variasjoner i kraftflyten som forårsakes av endringer i eksport-importmønsteret lokalt. Dessuten gir den høye konsentrasjonen av fleksible produksjonsverk mulighet til å opprettholde høy kapasitet ved eventuelle begrensninger i transmisjonsnettet, spesielt i oppgraderings-/vedlikeholdsperioder hvor linjer må koples ut.
- I kontrast til øvrige mellomlandsforbindelser er det ikke behov for kostbare nettforsterkninger, da Sima allerede har tre 420 kV forbindelser både mot nord-vest, mot sør-vest og mot øst. NorthConnect vil tvert imot bidra til at forsterknings- og oppgraderingsprosjekter i transmisjonsnettet kan utsettes eller falle bort.

I brev fra Statnett den 20 mars i år angående Sima som tilknytningspunkt ble det også skriftlig bekreftet at Sima er et godt egnet tilknytningspunkt.

5. NORTHCONNECT KREVER IKKE NETTFORSTERKNINGER, MEN AVLASTER TRANSMISJONSNETTET

NO5 har utveksling mot områdene NO3 (nord), NO1 (øst) og NO2 (sør). Nettkapasiteten mellom områdene er imidlertid svært begrenset, med unntak av fra NO5 mot NO1. Statnett har under vurdering konkrete planer for oppgradering/forsterkning av både forbindelsen mot nord (NO3) og

mot Sør (NO2), men det er fortsatt usikkerhet om og når og ikke minst på hvilken måte dette forsterkningsbehovet blir realisert.

I sin analyserapport «Sør Norge og to nye kabler innen 2021», skriver Statnett klart at valget av Kvilldal som tilknytningspunkt for NSL var at tilknytningen i Kvilldal kunne realiseres tidligere enn alternativet i Samnanger. Samnanger ble for øvrig vurdert til å være et bedre punkt rent nettmessig. Av analysen framgår det at en kabeltilknytning i Samnanger vil gi mindre flyt i nettet, mindre tap og mindre prisforskjeller i Sør-Norge og følgelig være et mer velegnet tilknytningspunkt enn Kvilldal. Det framgår videre at den eneste kabelforbindelsen som påvirker flaskehalser og prisforskjeller i stor grad, er ved en tilknytning i Samnanger. Disse virkningene på kraftsystemet var altså kjent for Statnett før beslutningen om å tilknytte NSL i Kvilldal ble tatt. Det står konkret i rapporten at flyten mellom Samnanger og Sauda på sommerstid kan overskride kapasiteten på en enkelt ledning (sammenfall mellom høy uregulert produksjon og liten last), men at en mellomlandskabel i Samnanger vil motvirke denne flaskehalsen fordi det ofte vil være eksport på kabelen på denne tiden av året. Dette er konsistent med konklusjonen fra Vestlandsstudien. I Vestlandsstudien er det også påpekt at en mellomlandskabel tilknyttet i Sima kan erstatte ledning nummer to langs Vestlandet. Disse sitatene fra Statnetts rapporter dokumenterer at NorthConnect ikke krever omfattende nettforsterkninger, men tvert imot bidrar til å utsette eller fjerne behovet for framtidige kostbare nettforsterkninger. Dette understrekes ytterligere i Statnetts senere analyser og blir nærmere utdypet i følgende avsnitt.

Importsituasjoner gir også flyt fra vest mot øst i Sør-Norge, men i noe mindre grad. En forbindelse mellom Norge og Skottland med tilknytning i Sima vil avlaste dette flytmønsteret fordi det ofte vil være sammenfall mellom import på NorthConnect og de øvrig forbindelser.

Ved eksport vil NorthConnect drenere overskuddskraft samtidig som den vil avlaste nettet lenger sør i Vestkorridoren og i Hallingdal (typisk på dagtid og i våte sesonger). Ved drenering av overskuddsproduksjon fra Norge til Skottland (i våte sesonger og når det blåser lite i Skottland), vil dette avlaste sentralnettet sør for tilknytningspunktene både i Norge og UK.

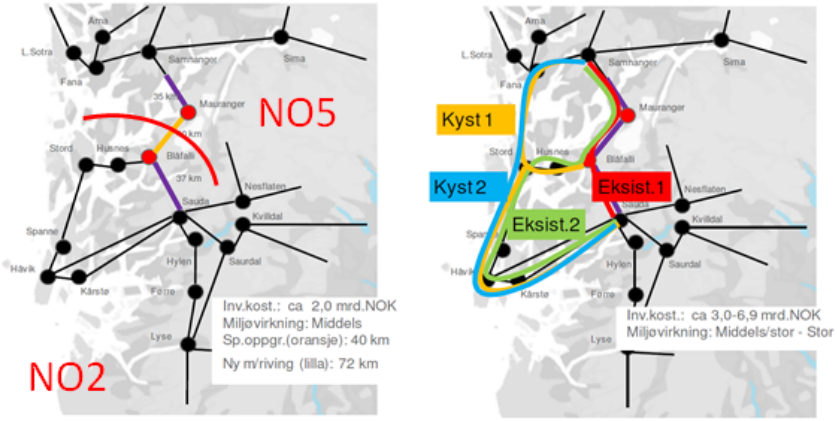
I NUP 2017 skriver Statnett «Utsiktene til øket flyt fra nord til sør gjør at vi planlegger å oppgradere nettet fra Evanger og sørover til Sauda. Usikkerheten knyttet til behov og lønnsomhet gjør imidlertid at vi planlegger tiltakene trinnvis der vi starter med følgende:

- Temperaturoppgradering 300 kV ledningen Blåfalli-Mauranger
- Øke kapasiteten på eksisterende 300 kV ledning Evanger–Samnanger
- Ny 300 kV (420kV) ledning Mauranger-Samnanger»

I dag er ledningen fra Blåfalli til Mauranger termisk begrenset til 600 MW (481 Parrot, temperaturbegrensing 40^0 C) som i praksis gir 500 MW overføringskapasitet når sikkerhetsmarginer hensynstas (jfr. nedenstående figur). Statnett tenker seg en oppgradering «light» av forbindelsen Blåfalli-Mauranger på sikt ved at det henges opp flere skåler i bestående isolatorkjeder som legger til rette for en oppgradering til 420 kV driftsspenning på en kostnadseffektiv måte.

Forbindelsen Mauranger-Samnanger er tidligere blitt temperaturoppgradert som har gitt noe høyere overføringskapasitet på denne forbindelsen. Dette har imidlertid kun gitt en midlertidig forbedring, og forbindelsen er derfor planlagt (forhåndsmeldt januar 2017) for oppgradering til 420 kV med midlertidig drift på 300 kV inntil forsterkningsbehovet rettferdiggjør oppgradering til 420 kV av hele strekningen fra Sauda til Samnanger. Slik vi forstår Statnetts planer skal oppgraderingen skje ved at det bygges ny kraftledning parallelt med eksisterende ledning, som deretter rives når den nye ledningen tas i drift. Ved senere oppgradering til 420 kV driftsspenning påløper også betydelige kostnader til oppgraderinger og utvidelser av alle berørte stasjonsanlegg og samtlige aktuelle krafttransformatorer. I Vestlandsstudien er det også forutsatt at det på sikt kunne bli aktuelt med en ytterligere forsterkning av den svake (selv etter oppgraderingen)

overføringen sørover mellom NO5 og NO2 gjennom etablering av en ny 420 kV forbindelse beskrevet som «Kyst1» og «Kyst2» (jfr. nedenstående figur), men det kan først skje når hele nettet i området er oppgradert til 420 kV.



Figur 5-1: Mulige nettforsterkninger fra Samnanger til Sauda. Kilde: Statnett

Disse forsterkningsalternativene er vurdert i «Konseptvalgutredning - Sentralnettsløsning mellom Sauda og Samnanger», som konkluderer at på kort sikt bør forsterkningsbehovet dekkes gjennom en skrittvis forsterkning/oppgradering av forbindelsen i tråd med NUP 2017. Dette er anbefalt både fordi det gir en kostnadseffektiv og fleksibel løsning som kan endres dersom utviklingen blir annerledes enn forutsatt. I denne utredningen påpeker Statnett at det er to måter å redusere økningen i overføringsbehovet mellom nord og sør på Vestlandet. Enten øke forbruket i BKK/SFE området eller ved tilknytning av en mellomlandsforbindelse i NO5. Begge disse avlastningsmulighetene er ifølge Statnetts konseptvalgutredning vanskelig å få til. Når Statnett hevder at det er vanskelig å realisere en mellomlandskabel i NO5, som vil være et meget godt avbøtende tiltak i NO5, kan dette antakelig forklares med at aktuelle nettilkoplingspunkt enten ville være Samnanger eller Sima. Grunnet det høye konfliktnivået relatert til etableringen av forbindelsen Sima-Samnanger i Hardanger er disse tilkoblingspunktene utfordrende for Statnett.

I avsnitt 3.4 i KVUen skriver Statnett videre:

«En mellomlandsforbindelse fra Samnanger vil øke flyten på ledningen nord for Bergen mellom Fardal(Sogndal) og Samnanger, men bidra til å redusere flyten nord-sør på Sauda Samnanger ved eksport. Konsekvensen ved en mellomlandsforbindelse fra Sima er omtrent den samme som for Samnanger når det gjelder behovet for kapasitet Sauda-Samnanger, bortsett fra at Sima ikke vil belaste ledningen som går nordover fra Samnanger til Fardal (Sogndal).

Full eksport på mellomlandsforbindelsen i tillegg til høyt forbruk i BKK-området vil gi stort importbehov inn til området. Dette vil gi en skjevfordeling av flyten på ledningene inn til området. På grunn av denne skjevfordelingen vil ledningene mellom Sauda og Samnanger bli en flaskehals. Begrensningen som oppstår ved en mellomlandsforbindelse vil imidlertid ha mindre betydning enn begrensningen som oppstår ved en mellomlandsforbindelse i Feda eller Kvilldal».

Slik vi tolker dette, mener Statnett at det i høylastperioder kan bli aktuelt å vurdere å innføre handelsbegrensninger på NorthConnect, men at dette vil skje så sjelden at det vil ha mindre betydning for lønnsomheten av forbindelsen.

I det foretrukne alternativ for oppgradering av transmisjonsnettet mellom Samnanger og Sauda til 420 kV (som også er inntatt i NUP 2017) har en forventet investeringskostnad på 1.6 milliarder NOK (2013 som referanse). Denne investeringskostnaden må i samfunnsregnskapet fratrekkes nåverdien av sparte flaskehalskostnader (0.9 milliarder) og reinvesteringer (0.1 milliarder NOK). Det er i KVUen angitt et usikkerhetsspenn på investeringene som varierer mellom 1.3 og 2.4 milliarder NOK, ref. 2013. Også variasjonsområdet for flaskehalskostnader er betydelig, både fordi det var uklart hvorvidt Statnett ville få konsesjon på de omsøkte mellomlandsforbindelsene

NordLink og NSL og fordi virkningen av en eventuell innføring av flytbaserte metoder i kapasitetsfastsettelsen ikke var klarlagt på det tidspunkt KVUen ble laget.

Statnett beskriver virkningen NorthConnect har på forsterkningsbehovet mellom NO5 og NO2 på følgende måte i NUP 2017:

«Vi ser at en eventuell etablering av NorthConnect i Sima vil gi vesentlig mindre flyt og flaskehals på ledningen fra Samnanger til Sauda. Dette reduserer i stor grad behovet for å oppgradere ledningen til 420 kV. Forsterkningen av den siste strekningen fra Sauda til Blåfalli vil vi også se i sammenheng med videreutvikling av nettet inn til Håvik på Haugalandet».

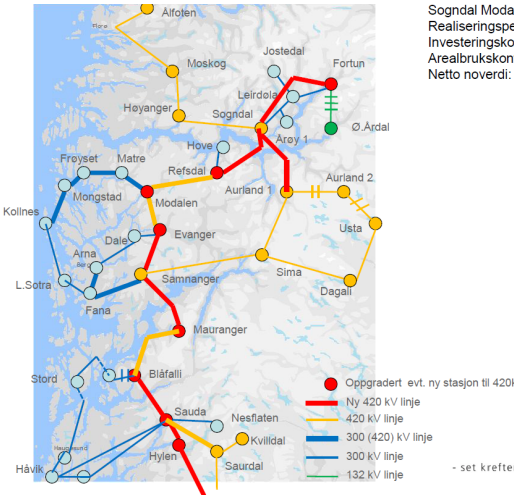
Begrunnelsen fra Statnett for å oppgradere forbindelsen Mauranger-Samnanger er gitt i meldingen:

«Det overordnende formålet med kraftledningen er å øke nettkapasiteten i nord-sør retning på Vestlandet. Vestlandet er i dag et område med kraftoverskudd, men lav magasinkapasitet. Dette medfører stor kraftflyt inn i området ved kalde og tørre perioder, og stor kraftflyt ut i våte perioder. Det foreligger også mange planer om vannkraft og vindkraft i området. Prosjektet må sees i sammenheng med en større oppgradering av sentralnettet i området, der blant annet dagens 300 kV Blåfalli-Mauranger vil temperaturoppgraderes for å øke kapasiteten og ta imot ny kraftproduksjon.

Oppgraderingen av kraftledningen er et av flere trinn mot en oppgradering av kraftledningsnettet i regionen til 420 kV. Dette vil gi et sterkere kraftledningsnett og ivareta kraftflyten ved fremtidig utvikling av ny kraftproduksjon og økt forbruk.»

I Statnetts prosjektoversikt i NUP 2017 er oppgraderingen/utskiftingen av forbindelsen av Mauranger-Samnanger estimert til 600-950 millioner kroner, mens det ikke foreligger noe estimat på de samlede kostnadene som også omfatter oppgraderinger og utvidelser i berørte stasjoner og utskifting av transformatorer ved overgang til 420 kV.

Når Statnetts analyser fra NUP 2017 viser at etablering av NorthConnect rent konkret fører til at behovet for den planlagte oppgraderingen av forbindelsen mellom Samnanger og Sauda til 420 kV bortfaller (ordlyden er «reduserer i stor grad behovet for oppgradering) medfører dette betydelige reduksjoner i nettinvesteringer for Statnett (investeringsspenn fra 1.3 til 2.4 milliarder kroner (ref. 2013)). Verdien av unngåtte nettinvesteringer transmisjonsnettet skal i prinsipp kvantifiseres og gevinsten tas inn i samfunnsregnskapet for NorthConnect.



Oppgraderingen av forbindelsen Sogndal-Aurland har ligget inne i Statnetts planer i lang tid, men selv om forbindelsen ble forhåndsmeldt i 2012, har Statnett likevel vedtatt å utsette å søke konsesjon for denne oppgraderingen som vil fullføre 420 kV forbindelsen Ørskog-Sogndal (tidligere betegnet Ørskog-Fardal jfr figuren ovenfor som er hentet fra Vestlandstudien).

Forbindelsen Ørskog-Sogndal, skulle ihht konsesjonssøknaden bygges for å øke transittkapasiteten mellom NO3 og NO5 til 1200 MW (1600 MW i feilsituasjoner). Rett før idriftsettelse av forbindelsen Ørskog-Sogndal meddelte imidlertid Statnett at overføringskapasiteten ikke ble mer enn 500 MW, en økning på kun 300 MW fra tidligere situasjon. I og med at overføringsbegrensningen på forbindelsen Ørskog-Fardal nå er satt til kun 500 MW, vil det være lokale overføringsbehov og produsentbehov i NO5 grunnet situasjonen med innestengt kraft som primært vil utløse forsterkningsbehov for forbindelsen. Med de (reduserte) vedtatte utbyggingsplaner for ny produksjon i området som nå foreligger, vil det verken være lønnsomt eller behov for å oppgradere Aurland-Sogndal for å ivareta lokale overføringsbehov. Statnett har derfor satt prosjektet Aurland-Sogndal på vent. Det er fra Statnetts side nylig lansert muligheten for å innføre spesialregulering for å avhjelpe manglende overføringskapasitet i perioden fram til forbindelsen blir bygget. Vi er imidlertid av den oppfatning at overføringsbegrensningen som ligger på forbindelsen Ørskog-Sogndal også er et moment for å begrunne at prosjektet Aurland-Sogndal utsettes. Forbindelsen med de aktuelle begrensninger vil derfor ikke bli lønnsom før det bygges mer produksjon i Indre Sogn.

Det er antydet (men ikke konkludert) fra Statnetts side at NorthConnect bør vurdere å inkludere oppgraderingskostnadene for forbindelsen Aurland-Sogndal i sine samfunnsanalyser. Oppgraderingskostnadene for Aurland-Sogndal er estimert til å være 750-950 millioner kroner. Selv om det er uklart om disse kostnadene skal tas med i den samfunnsøkonomiske analysen, vil det ikke ha noen betydning for samfunnsregnskapet idet besparelsen i å utsette eller sløyfe oppgraderingen av forbindelsen Samnanger-Sauda for Statnett vil være betydelig høyere eller i samme størrelsesorden. Dessuten vil en oppgradering av Aurland-Sogndal uansett legge til rette for mer utbygging av fornybar kraft i Sogn og fjerne behovet for spesialregulering som Statnett antyder som mulig avbøtende tiltak. Dette resonnement medfører at NorthConnect i samfunnsregnskapet eventuelt kun blir å belaste for en viss prosentandel av oppgraderingskostnadene for forbindelsen.

NorthConnect har konkludert med at det er rimelig at den andel av oppgraderingskostnadene for Aurland–Sogndal som NorthConnect er ansvarlig for skal tas med i samfunnsanalysen. Disse kostnadene må imidlertid motregnes mot sparte investeringer. NorthConnect vil ifølge Statnetts egne vurderinger fjerne behovet for planlagte oppgraderinger av transmisjonsnettet mellom Samnanger og Sauda til 420 kV slik at innsparte kostnader blir betydelig høyere enn den andel av investeringene i Aurland-Sogndal som tilordnes NorthConnect i samfunnsøkonomiske analysen. Et kompliserende moment her er endringene av flaskehalskostnader og bortfall av spesialregulering i Sogn som det hefter betydelig usikkerhet ved og som gjør det vanskelig å tallfeste virkningene.

NorthConnect deler imidlertid fullt ut Statnetts betraktninger om at Aurland-Sogndal forbindelsens samfunnsmessige lønnsomhet bedres betydelig ved NorthConnect bygges.

NorthConnect mener likevel at Statnett burde hatt en annen tilnærming til problemstillingen knyttet til begrensningen i overføringskapasitet mellom NO3 og NO5 og utredet andre avbøtende tiltak enn det som er gjort.

Det er impedansforholdene i det sammenkoplede nordiske kraftnettet, da spesielt de sterke svenske nord-syd forbindelsene (med resulterende lav impedans) og høy kraftflyt fra produksjon i Nord Sverige til forbrukssentra i Sør Sverige, som gir overføringsbegrensninger på forbindelsen Ørskog-Sogndal mellom NO5 og NO3 (og på forbindelsen mellom NO3 og NO1 gjennom Gudbrandsdalen). Selv om den oppgraderte 400 kV forbindelsen Ørskog-Sogndal må betegnes som en sterk forbindelse etter norske forhold, vil likevel impedansforholdene i forbindelsen og kraftflytmønsteret i det svenske nettet være avgjørende for utnyttelsen av kapasiteten.

Installering av en såkalt tverr-reguleringstransformator (phase-shifter), med mulighet for kontinuerlig regulering av fasevinkelen, ville vært et avbøtende tiltak for å øke overføringsevnen på forbindelsen Ørskog-Sogndal opp mot planlagt og/eller termisk grenselast, uavhengig av kraftflyten i Sverige. Tverr-reguleringstranformatorer er vanlige i omtrent alle større kraftsystemer

både i Europa, USA og Asia for styre kraftflyten i transmisjonsnettene (AC-nett), men har så langt ikke vært vurdert aktuelt å innføre i det norske transmisjonsnettet. Slike enheter begynner likevel å få innpass i Norden. Svenska Kraftnät installerte tidligere i år sin første tverr-reguleringstranformator i det nye nettet utenfor Stockholm, nettopp for å sikre at parallelle nettforbindelser med ulik impedans kan utnyttes effektivt gjennom at lastfordelingen mellom forbindelsene kan styres. Det planlegges også å benytte denne phase-shifter teknologien i oppgraderingsprosjektet i transmisjonsnettet mellom Sverige og Finland.

Rapporten «Analysis of Electricity Network Capacities and Identification of Congestion» utarbeidet på oppdrag av EU Kommisjonen/DG TREN av Universitet i Aachen og det tyske konsulentselskapet Consentec utgitt tilbake i 2001, påpeker i sin omtale av begrensningene i det norsk/svenske transmisjonsnettet at tverr-reguleringstranformatorer, for eksempel på forbindelsen Lillehammer-Sunndalsøra (mellom NO1 og NO3), vil være et egnet virkemiddel for å styre flyten i det norske transmisjonsnettet. I rapporten er det nevnt at Statnett undersøker denne muligheten, men så langt synes det ikke å ha kommet noe konkret ut av dette. Det kan her presiseres at det i 2001 antakelig ikke var egnede teknologiske løsninger som tillot at større tverr-reguleringstransformatorer kunne opereres med kontinuerlig endring av fasevinkelen under drift, men måtte koples i spenningsløs tilstand, en begrensning som ikke er særlig praktisk for et transmisjonsnett som det norske hvor flytendringer og skift av flytretning skjer relativt ofte. Denne teknologiske begrensningen er imidlertid nå fjernet, og det er etter NorthConnects syn på tide at de muligheter denne teknologien gir også vurderes av Statnett. Ikke minst for å utnytte kapasiteten på Ørskog-Sogndal på en hensiktsmessig måte.

På forbindelsen gjennom Gudbrandsdalen over Vågåmo mellom NO1 og NO3 har man i prinsippet tilsvarende problemstilling som for Ørskog-Sogndal. Overføringskapasiteten over Vågåmo blir lite utnyttet fordi impedansen i den norske forbindelsen som også her må betraktes som en parallell forbindelse til de sterke, parallelle svenske nord-syd forbindelsene (som for øvrig planlegges ytterligere oppgradert). I praksis er derfor kraftflyten over Vågåmo ofte svært liten, slik Statnett påpeker i sine utredninger, og det er eksempler på at den går i feil retning i forhold til det som er ønsket over forbindelsen mellom NO3 og NO1. Selv om innføring av tverr-reguleringstransformator(er) kan medføre at nettapene øker noe, er det likevel åpenbart at i gitte tilfeller vil denne teknologien kunne gi stor positiv samfunnsnytte.

Forbindelsen mellom Ørskog-Sogndal vil kunne demonstrere effekten av dette dersom muligheten for å innføre phase-shifter (antakelig mest aktuelt sammen med produksjonsfrakopling i Sogn som systemvern). NorthConnect mener derfor at denne muligheten må utredes nærmere før Statnett eventuelt konkluderer at NorthConnect er delvis utløsende for realisering av forbindelsen Aurland-Sogndal.

6. TILKOBLING I SIMA GIR REDUSERTE NETTAP I DET NORSKE TRANSMISJONSNETTET

Mellomlandskabler endrer kraftflyten i transmisjonsnettet, ikke bare i umiddelbar nærhet av tilknytningspunktet, men i prinsipp i hele nettet. Flytendringene er imidlertid størst i umiddelbar nærhet av tilknytningspunktet. Når flyten endres påvirkes også nettapene og de vil kunne reduseres dersom endringer i kraftflytmønsteret kan utbalanseres i nærheten av tilknytningspunktet. Gjennom valget av Sima, Norges nest største kraftverk som tilknytningspunkt, og alle de nærliggende store magasinverk med den mest fleksible vannkraftteknologien (Pelton-turbiner), er det forutsatt at balanseringen i stor utstrekning vil skje lokalt gjennom produksjonsendringer i nærliggende kraftverk.

NorthConnect har ikke gjennomført egne detaljerte beregninger av nettapet, men Statnett har tidligere gjort dette i rapporten «Sør-Norge og to nye kabler innen 2021». I denne rapporten fremkommer det bl.a. at Samnanger er det tilknytningspunktet som vil gi minst nettap av de

undersøkte tilknytningspunktene. (Sima er ikke spesifikt beregnet, men vi har grunn til å tro at Sima som ligger nærmere produkstyngdepunktet i NO5 vil komme enda bedre ut enn Samnanger). Videre står det at «Forskjellen i tap ved å tilknytte en kabel i Feda fremfor Samnanger, er rundt 400 GWh i året».

I konsesjonssøknaden[1] for NordLink, der Feda er tilkoblingspunkt, er det oppgitt et nettap på 240 GWh per år. Legger vi til grunn at forskjellen i tap i disse punktene er på 400 GWh i året betyr dette at en tiknytning i Sima vil redusere tapene i det norske transmisjonsnettet med om lag 160 GWh per år.

NorthConnect vil også redusere flaskehalskostnader mellom NO5 og tilstøtende områder (som med dagens nett vil øke betydelig etter at NordLink og NSL er tatt i drift).

NorthConnect kan videre bidra både med spenningsregulering og sørge for opprettholdelse av kortslutningseffekt i transmisjonsnettet.

Spenningsregulering

Problemer knyttet til leveringskvalitet og spenningsforhold i nettet er størst i områder med stor ubalanse mellom produksjon og forbruk. Mens frekvenskvaliteten er en mer global parameter, vil spenningskvaliteten i større grad være knyttet til lokale forhold. Tilfredsstillende spenningsforhold i transmisjonsnettet sikres både gjennom regulertransformatorer, reaktorer, kondensatorbatterier og SVC-anlegg fra systemoperatørs side. Produksjonsenheter skal i henhold til både gjeldende og kommende (RfG) tilknytningsbestemmelser kunne opereres både kapasitivt og reaktivt.

I perioder hvor ingen eller få større magasinverk kjører i NO5, kan det bli spenningsproblemer, men Statnett kan håndtere dette gjennom spesialregulering ved behov. NorthConnect vil opplagt utgjøre et positivt aktivum for Statnett fordi strømretteranlegget i prinsipp kan betraktes som et stort SVC-anlegg når det gjelder muligheten til å bidra med reaktiv produksjon (typisk opptil +/-60% av ytelsen tilsvarende +/-900MVAr som vil utgjøre et betydelig bidrag i området).

NorthConnect vil derfor ikke ha noen negativ påvirkning på spenningskvaliteten i området, men vil derimot virke stabiliserende.

Kortslutningsytelse.

Tidligere HVDC teknologi basert på LCC-teknologi hadde krav om minimumsnivåer for kortslutningsytelsen for å unngå funksjonsfeil i strømretterutstyret (kommuteringsfeil). Dagens moderne VSC-teknologi har ikke krav til kortslutningsytelse, men kan tvert om levere kortslutningseffekt om det skulle være behov for det. Vern er avhengig av at kortslutningseffekten i transmisjonsnettet overskrider et visst minimumsnivå for å fungere tilfredsstillende. Strømretterstasjonene som inngår i NorthConnect systemet vil derfor kunne bidra med kortslutningseffekt ved behov.

NorthConnect planlegger å designe både kabel og strømretterstasjonene for å tåle betydelig temporær overlast, idet merkostnadene forbundet med dette synes å være akseptable.

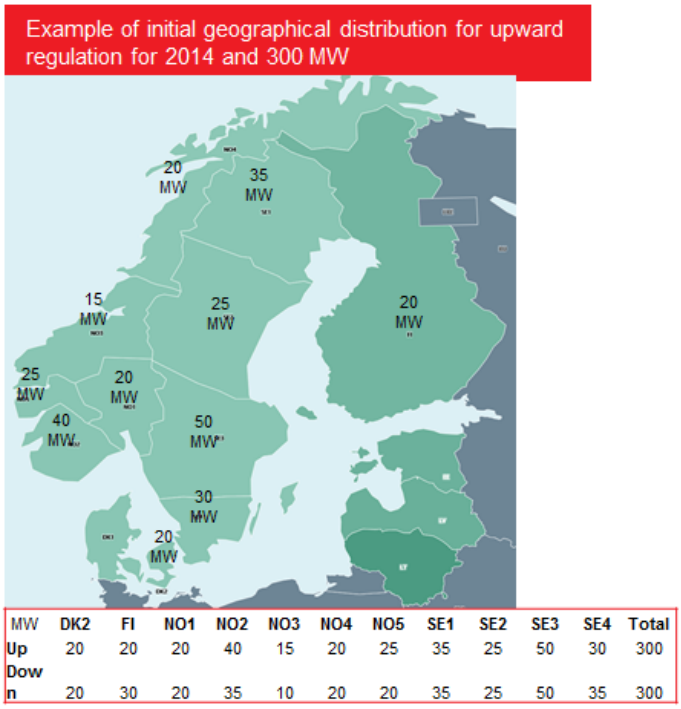
7. DE OVERORDNEDE SYSTEMDRIFTSUTFORDRINGENE MÅ LØSES UAVHENGIG AV NORTHCONNECT

Det kan være utfordringer knyttet til ytterligere kabler dersom man ikke får løst problemet knyttet til strukturelle ubalanser. Imidlertid kan dette løses gjennom flere tiltak, men det viktigste er å få på plass kontinuerlig og raskere (brattere) ramping og kvartersoppløsning primært i intradagmarkedet.

[1] Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia

Når det gjelder kvartersoppløsning i intradagmarkedet krever Vinterpakken at det er på plass i Europa senest 2025. I henhold til planene som Statnett har lansert, skal denne løsningen være på plass i det nordiske markedet omkring 2019/2020. Når dette er på plass er den viktigste barrieren som begrenser utnyttelsen og kompliserer driften av mellomlandsforbindelene fjernet. Det forventes at det innen samme tidsrom innføres kontinuerlig og raskere ramping på utenlandskablene slik at en unngår de store sprangvise endringene rundt timesskift, som kanskje representerer en av de største utfordringene i systemdriften i dag. Denne endringen fører også til at det er mulig å redusere tiden det tar å snu effektflyten på kabelen, noe som med dagens løsninger og begrensninger vil ta flere timer. Raskere endring av effektflyten innebærer at kabelen utnyttes mer effektivt i forhold til prisdifferansene i markedene og verdiskapningen økes.

De nordiske systemoperatørene har blitt enige om å etablere et felles nordisk marked for automatiske sekundærreserver (aFFR). Dette markedet skal etter planen være i drift våren 2018.



MW	DK2	FI	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	SE1	SE2	SE3	SE4	Total
Up	20	20	20	40	15	20	25	35	25	50	30	300
Down	20	30	20	35	10	20	20	35	25	50	35	300

Figur 7-1: Eksempel på initiell geografisk fordeling av 300 MW aFFR i Norden (kilde Statnett)

De automatiske reservene blir imidlertid initielt fordelt geografisk (jfr. Figur 7-1), og så kan det handles med disse ressursene innbyrdes mellom områder og land dersom det er ledig overføringskapasitet på forbindelsene mellom områdene. Det må forventes at etableringen av NorthConnect vil skape økt etterspørsel og dermed verdiskapning for norske produsenter i NO5 fordi behovet for aFFR øker i NO5 når NorthConnect kommer i drift.

Det jobbes også med forbedringer i planleggings- og aktiveringsprosesser samt innføring av mer automatisert gjennomføring av balansering i driften. Det er derfor realistisk å se for seg at de viktigste tiltakene for å forenkle dagens krevende systemdrift (kvartersoppløsning - i det minste for intradagmarkedet - og kontinuerlig ramping) vil være på plass i god tid før NorthConnect settes i drift. Følgelig er risikoen for forsinkelser eller manglende effekt av disse tiltakene betydelig redusert på nåværende tidspunkt sammenlignet med situasjonen da NSL og NordLink fikk konsesjon, hvor det var mer uklart både om og når slike nødvendige systemdriftsmessige forbedringer ville komme på plass. I regi av ENTSO-E er det nå utviklet/under utvikling Network-codes/Guidelines som ytterligere understøtter denne utviklingen mot et felles europeisk regelverk. Så langt vi har forstått vil tredje energipakke bli vedtatt innført i Norge i løpet av 2017, og det felles europeiske regelverket vil da måtte innføres både i Norge og våre naboland.

NorthConnect er innforstått med at dersom de nordiske løsningene ikke kommer på plass i tide, vil det innebære en viss risiko for at det må innføres handelsrestriksjoner på forbindelsen i en periode slik som det i dag er innført for Skagerak 4 og NordNed. Det samme vil imidlertid også være tilfelle for de øvrige forbindelser (NSL og NordLink) og vil derfor føre til en reduksjon i lønnsomheten for disse kablene. Statnett har derfor selv klare insentiver til å få disse løsningene raskt på plass og har derfor inntatt en pådriver rolle i Norden i denne utviklingen. Vi legger derfor til grunn at konsesjon kan tildeles selv om disse forhold ikke er endelig avklart, på samme måte som for NSL og NordLink ut fra et likebehandlingsprinsipp.

8. DET ER IKKE BEHOV FOR DRIFTSERFARINGER FØR NORTHCONNECT GIS KONSESJON

Det er bl.a. i energimeldingen hevdet at det er nødvendig for å høste erfaringer fra øvrige mellomlandsforbindelser (les NordLink og NSL) før nye forbindelser etableres. NorthConnect mener at det i denne sammenheng er viktig å skille mellom betingelser for å gi konsesjon og driftserfaringer som bør foreligge før en ny forbindelse settes i drift.

Vi kan ikke se at det finnes argumenter som tilsier at det er nødvendig med driftserfaringer før NorthConnect kan tildeles konsesjon. Det ble gitt konsesjon til Statnetts egne prosjekter (NordLink og NSL) før Skagerak 4 ble satt i drift, altså før driftserfaringer forelå. Skagerak 4 er den første HVDC forbindelsen som er basert på den nye VSC-teknologien og representerte et teknologisk sprang, og dersom argumentet om at konsesjon ikke skulle kunne gis til nye mellomlandsforbindelser før tilstrekkelig erfaringer foreligger virkelig er avgjørende for Statnett, burde ikke konsesjon til NordLink og NSL vært gitt. Det er også bemerkelsesverdig at det ble gitt konsesjon til to nye forbindelser i samme nettområde (NO2) før driftserfaringer fra Skagerak 4 og den nye teknologien forelå. Statnett har imidlertid begrunnet dette med at erfaringene fra Skagerak 4 likevel ville foreligge før NordLink og NSL ble satt i drift og at det derfor var tid til å ta med driftserfaringene fra Skagerak 4 i utviklingen av NordLink og NSL. Vi kan ikke se at NorthConnect i prinsippet er i en annen situasjon, da driftserfaringene fra NSL og NordLink vil kunne hensynstas i NorthConnect i god tid før idriftsettelse. Vi legger derfor til grunn at konsesjon kan tildeles før NSL og NordLink er satt i drift ut fra prinsippet om likebehandling.

Dersom likebehandlingsprinsippet ikke skal gjøres gjeldende for NorthConnect, må det derfor anføres vektige faglige grunner fra Statnetts side for å begrunne forskjellsbehandlingen i forhold til Statnetts egne prosjekter. En slik faglig begrunnelse fra Statnett har NorthConnect ikke fått.

9. TILSTREKKELIG TID TIL Å INNHENTE ERFARINGER FØR IDRIFTSETTELSE AV NORTHCONNECT

NorthConnect mener at det er viktig å utnytte Statnetts driftserfaringer fra øvrige forbindelser, både de som er i drift og de som er under bygging, i prosjektutviklingen av NorthConnect på samme måte som erfaringene fra Skagerak 4 blir benyttet i utviklingen av Statnetts egne prosjekter. NorthConnect vil derfor, ikke minst i egen interesse, initiere et tett samarbeid med Statnett i prosjektutviklingsfasen for å sørge for at eventuelle framtidige driftsutfordringer kan løses i samarbeid, og at Statnetts driftsorganisasjon, som i praksis vil være operatør for kabelen, blir tilstrekkelig involvert i prosjektet på et tidligst mulig tidspunkt.

NorthConnect mener at det er tilstrekkelig tid for Statnett til å skaffe seg den nødvendige driftserfaring gjennom en 2-3 års driftsperiode etter idriftsettelsen av NordLink og NSL fram til NorthConnect settes i drift. I tillegg vil Statnett ha om lag 7 år på å analysere systemeffekter frem mot idriftsettelse av NorthConnect. Her må det nevnes at Statnett selv sier at det tok omkring ett år før alle driftsmessige forhold rundt Skagerak 4 var avklart.

NorthConnect har derfor forutsatt et tett utviklingssamarbeid med Statnett og at det inngås egen driftsavtale med Statnett om selve operasjonen av kabelen. Det er gjennomført innledende møter om dette.

2017

SØKNAD OM KONSESJONER FOR Å EIE OG DRIFTE UTENLANDSFORBINDELSE TIL STORBRITANNIA

DEL V PROSJEKTPLANER

Juni 2017

INNHOLD

1. Overordnet beskrivelse 3
2. Eierskap 4
3. Prosjekstatus 4
4. Fremdriftsplan 6

DEL V – PROSJEKTPLANER

NorthConnect utvikler en utenlandsforbindelse mellom Norge og Skottland og eies av fire store, offentlig eide, nordiske energiselskap. Forbindelsen skal stilles tilgjengelig for de åpne, og regulerte energimarkedene.

Ved begynnelsen av 2017 er flere viktige milepæler nådd; nettavtale og tillatelse til landanlegg i Peterhead, status som EU PCI-prosjekt, CEF finansieringsstøtte gjennom EU, søknad om anleggskonsesjon i Sima og denne søknaden om utenlandskonsesjon.

1. OVERORDNET BESKRIVELSE

NorthConnect planlegger å bygge, eie og drifte en likestrømsforbindelse mellom Peterhead i Storbritannia og Sima i Norge. Forbindelsen har følgende tekniske hovedtrekk:

- 655 km undersjøisk kabel
- Likeretterstasjoner i Sima og Peterhead med VSC-teknologi
- 1400 MW kapasitet i mottagende ender
- +/- 500kV spenning
- Anleggene er designet for minst 40 år levetid

På norsk side vil sjøkabelen føres frem til Sima i Eidfjord kommune i Hordaland. Ilandføringssted i Storbritannia er like sør for Peterhead i Skottland. Bygningsmessige og tekniske beskrivelser finnes i søknaden om anleggskonsesjon som ble sendt til NVE i mars 2017.

Figur 1-1: Oversikt over trasekorridor for NorthConnect

2. EIERSKAP

Samarbeidet om HVDC-kabelprosjektet utføres via NorthConnect som er et joint venture mellom Agder Energi AS (22,25%), E-CO Energi AS (22,25%), Lyse Produksjon AS (22,25%) og Vattenfall AB (33,25%). NorthConnect er registrert i Norge.

EU-direktiv 2009/72/EF stiler krav om unbundling mellom nett og produksjon for å sikre markedstilgang for overførings-forbindelser. Vilkår for unbundling når det gjelder drift, vedlikehold og reinvesteringer i en utenlandsforbindelse, vil sikre markedsintegriteten.

Med forbehold om driftsstans vil NorthConnect i hovedsak legge fram et «nothing to unbundle»-argument, men dette må undersøkes nærmere sammen med reguleringsmyndighetene og EU. Hvis dette ikke vil la seg gjennomføre, anerkjenner selskapet at prosjektets eierskapsstruktur kan måtte endres tilsvarende før kabelen settes i drift.

3. PROSJEKSTATUS

NorthConnect skal etter planen være i drift innen utgangen av 2022.

De siste tre årene har fremdriften av prosjektet vært redusert i påvente av endring av energiloven slik at ikke TSO-kontrollert kabelprosjekt kan få konsesjon. Prosjektet har i denne perioden bare utført kostnadseffektivt utviklingsarbeid der dette har latt seg gjøre i Storbritannia og Norge.

Milepæler som er oppnådd til nå omfatter:

- Forretningsplan utarbeidet med detaljerte inntekts-/velferdsanalyser (siste i 2016)
- Avtale om nettilknytning sikret i Peterhead (2012)
- Offshore trasé definert og forundersøkelse om ilandføring av kabel mellom Peterhead og Simadalen fullført (2013)
- Valg av ilandføringspunkt og avtale om tomt for landanlegg i Simadalen i Norge (2014)
- Tillatelse til å bygge landanlegg sikret i Peterhead (2015)
- Driftskonsesjon i henhold til den britiske elektrisitetsloven, Electricity Act, innvilget av Ofgem (juni 2016)
- Europeisk status som TYNDP-prosjekt i 2014 og 2016 (oppført på EUs første og andre liste over prosjekter av felles interesse, PCI) og også definert som et prosjekt i kategorien E-Highways 2050
- Søknad om Cap & Floor-regulering på britisk side. Søknaden er godkjent av Ofgem og er nå under behandling for IPA (Initial Project Assessment)
- Økonomisk støtte gjennom EU med Connection Europe Facility (CEF) på 10 mill. EUR
- Bekreftelse fra Statnett om Sima som egnet nettilknytningspunkt (mars 2017)
- Oppdatert søknad om anleggskonsesjon sendt NVE (mars 2017)

Avtaler på norsk og britisk side

Nødvendige avtaler eller konsesjoner i Norge omfatter:

- Avtale om nettilknytning
- Anleggskonsesjon
- Utenlandskonsesjon

Statnett har i mars 2017 bekreftet at Sima er et godt egnet punkt for nettilknytning. Statnett og NorthConnect må etterhvert inngå mer detaljert avtale om tilknytning i Sima.

Anleggskonsesjonen for innføring i Simadalen ble i første omgang sendt inn i 2013. Konsekvensutredningen og konsesjonssøknaden er etter den tid oppdatert og ble sendt NVE i slutten av mars 2017.

Tidsrammene for de norske konsesjonene er basert på gjeldende TSO-reguleringsprosesser i Norge. Konsesjonsbehandling og avtale med Statnett som første ikke-TSO-prosjekt i Norge kan være en utfordring for fremdriftsplanen for prosjektet. I følge EUs infrastrukturregler for prosjekter av felles interesse (PCI-prosjekter) skal reguleringsmyndighetene og øvrige myndigheter i medlemsstatene imidlertid ikke bruke mer enn 18 måneder på å behandle søknaden.

National Grid utførte i 2016 en analyse av Peterhead som nettilknytningspunkt. Tidligere tilknytningsavtale i Peterhead vil i løpet av 2017 bli revidert for å bli tilpasset avtaler for prosjekter som i dag gjennomgår en Connection and Infrastructure Options Note (CION) prosess. I tillegg må det søkes om en offshore byggetillatelse, dvs. en Marine Licence, fra Marine Scotland, som vil omfatte gjennomføringen av den primære sjøbunnsundersøkelsen og andre marine undersøkelser.

På britisk side er utviklings- og godkjenningsaktivitetene som gjenstår for at prosjektet skal nå en endelig investeringsbeslutning, mye mer detaljert enn på norsk side. Den innledende prosjektvurderingen (IPA) i Cap and Floor-søknadsprosessen skal utføres av Ofgem og startet etter at søknaden ble sendt i slutten av oktober 2016. IPA skal avgjøres i mai 2017.

EU-status og støtte

Som ledd i den europeiske infrastrukturpakken godkjenner ENTSO-E jevnlig en liste over prosjekter som anses å stor betydelig for det indre markedet, forsyningssikkerheten og/eller bruken av fornybare energikilder. Disse prosjektene blir en del av den europeiske nettutviklingsplanen TYNDP, som fornyes annethvert år.

NorthConnect-prosjektet var første gang vurdert i 2013, noe som endte med at prosjektet ble godkjent som en del av EUs første liste over prosjekter av felles interesse (PCI).

NorthConnect søkte og kom med blant prosjektene i TYNDP 2014. Disse prosjektene gikk videre til utvelgelsesprosessen for EUs andre liste over PCI-prosjekter. Da denne ble avsluttet i 2015, var NorthConnects med på listen, men denne gangen het det at prosjekter som berører Norge og Storbritannia, vil omfatte *«én eller flere av NSN og NorthConnect»* (på den første listen over prosjekter av felles interesse het det *«én av»*). NorthConnect fikk også, som ett av en mindre gruppe prosjekter, status som E-Highways 2050-prosjekt. Dette er i hovedsak de overføringsprosjektene som ifølge EU-Kommisjonen ventes å inngå i et europeisk supernett innen 2050.

NorthConnect ble i slutten av 2016 igjen vurdert som et prosjekt med høyest ranking for EU ved å komme med i TYNDP 2016.

Under TEN-E-forordningen vil PCI-prosjekter motta spesiell støtte fra EU; administrativt gjennom en mer strømlinjeformet og raskere konsesjonsbehandling og økonomisk ved at prosjektene har rett på støtte fra CEF (Connecting Europe Facility), som er EUs støtteordning for infrastrukturprosjekter av felles europeisk interesse, samt tilgang til finansielle instrumenter fra Den europeiske sentralbanken.

NorthConnect fikk i februar 2017 tilsagn om 10,7 mill. EUR i finansiell støtte fra CEF for dekning av inntil 50 prosent av kostnadene til tekniske, økonomiske og fysiske undersøkelser frem til investeringsbeslutning.

Den strømlinjeformede konsesjonsbehandlingen garanterer at prosjekter går gjennom godkjenningsprosessen i løpet av en periode på 18 måneder fra den formelle søknaden mottas.

I Storbritannia har DECC (nå BEIS) og de skotske myndighetene innført en strømlinjeformet konsesjonsbehandling, og de har utarbeidet og blitt enige om et rammedokument som viser

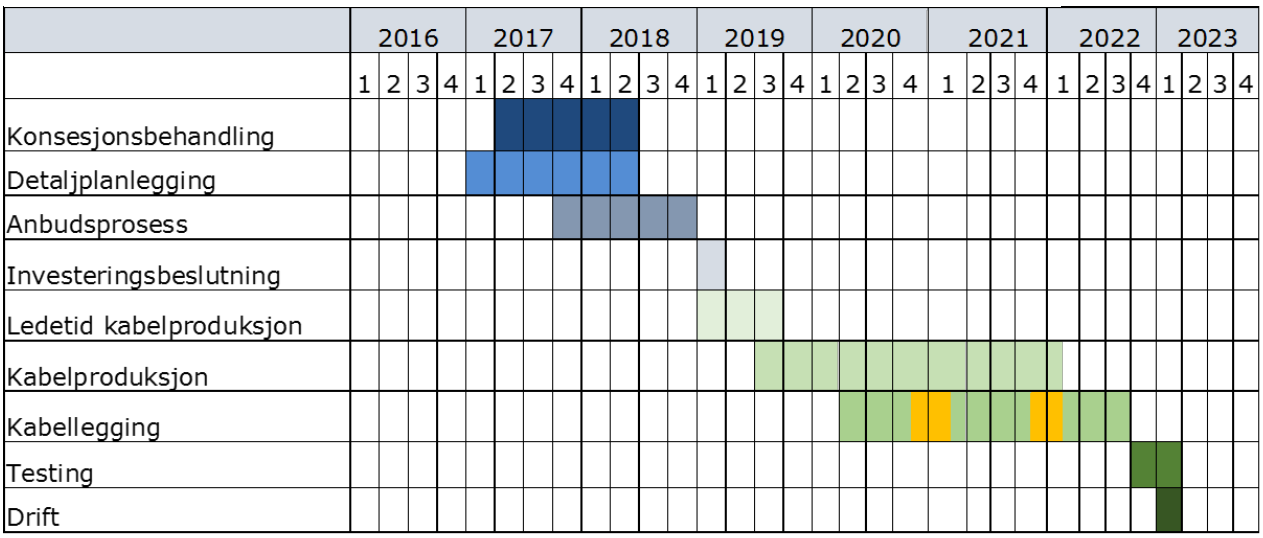
hvordan Storbritannia skal oppfylle tidskriteriene i EUs infrastrukturregler. NorthConnect har imidlertid avtalt at søknader kan sendes inn trinnvis til de lokale konsesjonsmyndighetene (den skotske regjeringen, Aberdeenshire Council og Marine Scotland), på grunn av at bestemmelsene i den norske energiloven har vært uavklart. Det betyr at konsesjonsprosessen fra begynnelse til slutt sannsynligvis vil ta lengre tid enn normal maksimaltid.

I Norge begynner imidlertid 18-månedersfristen å løpe når søknaden mottas av myndighetene.

4. FREMDRIFTSPLAN

Det mest omfattende arbeidet som er nært forestående er sjøbunnsundersøkelser, som er en del av detaljplanleggingen (se figur 4.2). Første del av sjøbunnsundersøkelsene nær land på skotsk side ble utført i desember 2016. Undersøkelser for resten av Nordsjøen og for Hardangerfjorden vil bli gjennomført i 2017.

Andre større arbeider som gjenstår fram til investeringsbeslutning er planlegging, og utvikling av pakker og kontrakter for leverandørmarkedet, samt finansiering.



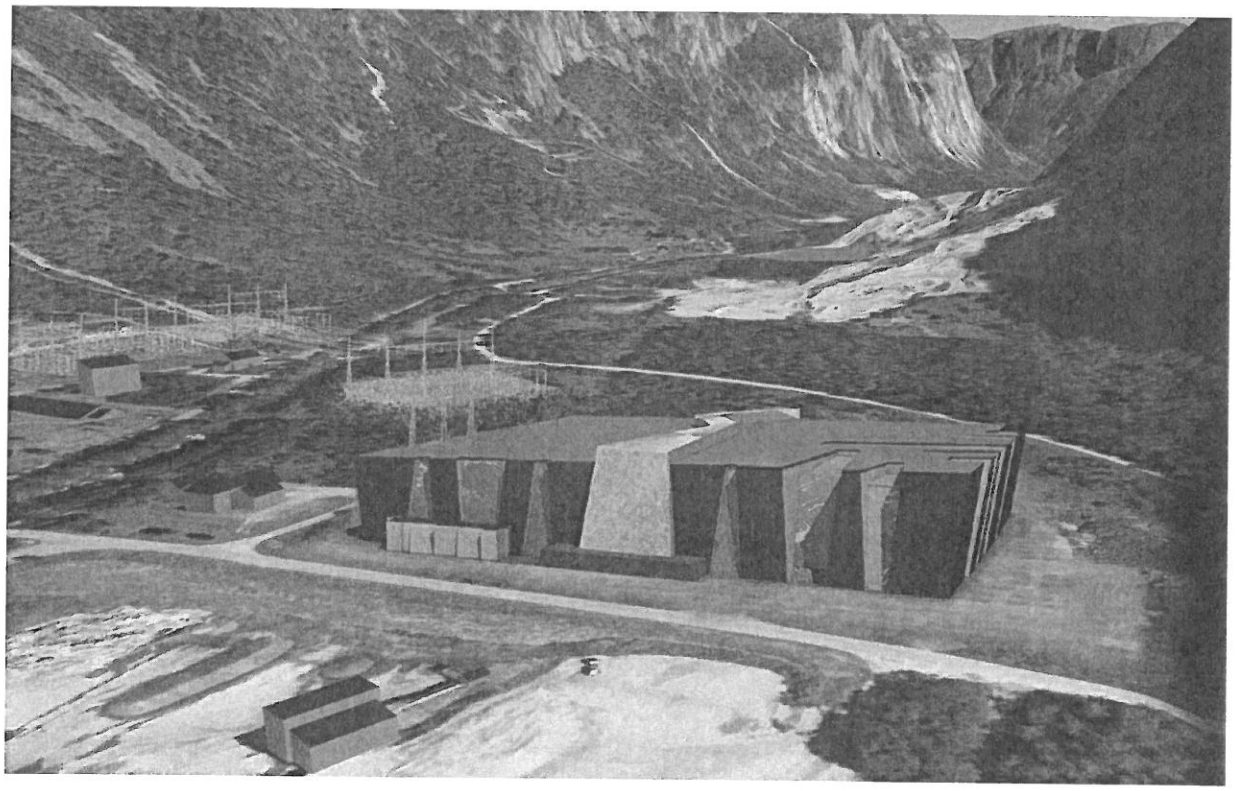
Figur 4-1: Tentativ fremdriftsplan for prosjektet

2017

SØKNAD OM KONSESJONER FOR Å EIE OG DRIFTE UTENLANDSFORBINDELSE TIL STORBRITANNIA

DEL VI BRITISK SIDE

Juni 2017



INNHOLD

1. KONSESJONER OG AVTALER 3

2. INNTEKTSREGULERING STORBRITANNIA 5

2.1 Electric interconnector License 5

2.2 Cap and Floor 5

3. KRAFTMARKEDET OG NETTSITUASJON 6

3.1 Kraftsituasjonen i Skottland 6

3.2 Skotske fornybar- og energieffektiviseringsmål 6

3.3 Skotsk kjernekraft 7

3.4 Kraftoverføring og utenlandsforbindelser 8

3.5 Nettsituasjon og systemdrift 8

3.6 Integrering av fornybar energi og klimagevinst 10

4. SAMFUNNSØKONOMISK NYTTE 11

DEL VI BRITISK SIDE

Delen om britisk side er ikke direkte en del av den norske utenlandskonsesjonssøknaden, men gir bakgrunnsinformasjon om NorthConnect's konsesjoner og avtaler på britisk side, om prosessene som er etablert for Cap & Floor inntektsregulering samt hovedtrekk ved skotsk kraftmarked og nett.

1. KONSESJONER OG AVTALER

Plansystemet i Skottland

For å få tillatelse til å bygge en omformerstasjon tilknyttet AC- og DC-kabler på land, samt offshore DC-kabler kreves det tillatelser for landanlegg og for anlegg i sjøen. For landanleggene kreves "Full Planning Permission" etter "Town and Country Planning (Scotland) ACT 1997". Denne behandles på fylkesnivå. For anlegg i sjøen kreves "Marine License" som behandles av Marine Scotland. I tidevannsonen overlapper dekningsområde til "Planning Permission" og "Marine License".

For å søke om en "Marine License" kreves det en sjøbunnsundersøkelse som grunnlag for konsekvensutredninger. NorthConnect så det ikke som hensiktsmessig å gjennomføre sjøbunns-undersøkelsen før den norske Energiloven § 4.2 var endret. NorthConnect har avtalt med Aberdeenshire Council, Marine Scotland og Scottish Government at prosjektet kan avgrense søknaden om "Full planning Permission" til omformerstasjonen og AC-kabeltraséen til nettstasjonen.

Konsesjon for landanlegg i Peterhead

NorthConnect søkte om "Full Planning Permission" i april 2015, og fikk tildelt konsesjon av Aberdeenshire Council 27. august 2015. Konsesjonsvedtaket var enstemmig. Konsesjonen er gyldig i syv år fra vedtaksdatoen. Konsesjonen ble gitt med vilkår tilsvarende en norsk miljø-, transport- og arealplan. Konsesjonssøknaden er tilgjengelig på www.Northconnect.no/downloads.

Konsesjon for sjøanlegg og likestrømskabel til likeretterstasjonen

I april 2016 startet NorthConnect den offisielle prosessen for å oppnå en Marine License ved å levere en melding om planlagt utredningsprogram til Marine Scotland. Meldingen har vært på høring og i juli fikk NorthConnect svar med endelig utredningsprogram fra Marine Scotland.

For å innhente et tilstrekkelig kunnskapsgrunnlag til søknaden om Marine License, planlegger NorthConnect å gjennomføre sjøbunnsundersøkelser i løpet av 2017. Disse startet med en nær landundersøkelse ved ilandføringsstedet i Skottland i desember 2016.

Prosjektet planlegger å levere Marine License-søknaden tidlig i 2018 og forventer å oppnå Marine License i slutten av 2018.

For å forberede byggesøknad er NorthConnect i gang med miljøundersøkelser for DC-kabeltraséen fra ilandføringspunktet til likeretterstasjonen. Prosjektet startet feltobservasjoner av hekkende fugler ved ilandføringsstedet i 2014, og observasjonene pågår fortsatt.

Grunneieravtaler

NorthConnect har en tett dialog med grunneierne som blir berørt av landanleggene i Peterhead. Prosjektet har inngått en avtale om å benytte eksisterende vei som tilkomstvei til likeretter-stasjonen. Prosjektet forventer å inngå avtale om kjøp av tomten til omformerstasjonen i løpet av høsten 2017. Videre er det planer om å inngå avtale om leie av rettigheter for å grave ned AC kabler fra omformerstasjonen til nettilknytningspunktet, og DC kabler fra ilandføringspunktet til omformerstasjonen. For kablene i sjøen er det påkrevet med en leieavtale med "The Crown Estate", og NorthConnect har startet dialogen om en leieavtale.

Peterhead og tilknytningsavtale

Prosessen for tildeling av tilknytningspunkt for utenlandsforbindelser i det britiske sentralnettet administreres av den britiske TSOen, 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 elmarkedspakken. I følge denne skal utenlandsforbindelser nå betraktes som transmisjonsnett, og innehavere av såkalt «Interconnector License» må sertifiseres som en «Transmission System Owner».

Guidelines for CACM (Capacity Allocation and Congestion Management) forutsetter også at investeringer i sentralnettet som er nødvendige for å fjerne flaskehalser som er til hinder for full utnyttelse av kapasiteten på utenlandsforbindelsene, vil bli foretatt. Hele kapasiteten på utenlandsforbindelsene skal gjøres tilgjengelig for markedsaktørene, og TSOene kan ikke begrense overføringskapasiteten for å løse flaskehalsproblemer innenfor eget kontrollområde. Regelverket foreskriver enkelte unntak fra hovedregelen. Utnyttelsen av den tilgjengelige kapasiteten på en utenlandsforbindelse 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»

For å finne beste tilknytningspunkt og mest optimal rute for NorthConnect, har prosjektet fulgt en prosess med tilsvarende innhold som Connection and Infrastructure Options Note (CION). Tidslinjen for denne prosessen har vært:

- I 2011 gjennomførte NorthConnect en analyse av flere aktuelle tilknytningspunkt. Denne konkluderte med at Peterhead var det beste ut fra økonomiske hensyn. Et sentralt forhold er at Peterhead er det punktet som er nærmest Norge.
- Sommeren 2012 signerte NorthConnect en avtale om tilknytning i Peterhead med NGET.
- I forbindelse med etablering av IPA-dokumentasjon (se under), gjennomførte NGSO en ny analyse i 2016 som bekrefter og forsterker Peterhead som det beste tilknytningspunktet fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. I analysen over ble Peterhead sammenlignet med flere andre mulige tilkoblingspunkt i Storbritannia. Disse punktene var Cockenzie, Hawthorn Pit and Creyke Beck.
- NGET har bekreftet av det ikke vil bli krevd ytterligere analyser av Peterhead som tilknytningspunktet, og analysen fra 2016 vil bli formalisert til en justert CION-prosess.

Tilknytningsavtalen for NorthConnect vil bli revidert i 2017. Revisjonen vil bestå av presiseringer som følge av funn i analysene som nevnt over.

2. INNTEKTSREGULERING STORBRITANNIA

2.1 ELECTRIC INTERCONNECTOR LICENSE

En "Electric Interconnector License" er en driftstillatelse for utenlandsforbindelser som tildeles av Ofgem. NorthConnect KS ble tildelt "Electric Interconector License" 20. juni 2016. Det er et krav om at prosjektet må inneha det for å søke om "Cap and Floor" inntektsregulering fra Ofgem.

2.2 CAP AND FLOOR

Storbritannia har etablert en inntektsreguleringsmodell for utenlandsforbindelser som kalles Cap and Floor (C&F) og som håndteres av Ofgem. Modellen er beskrevet i Del III om regulering. NorthConnect arbeider med å kvalifisere seg for denne inntektsreguleringen. Prosessen[1] for å oppnå C&F-regulering og fastsettelse av nivåene i denne går over tre faser.

- the initial project assessment (IPA)
- the final project assessment (FPA)
- the post construction review (PCR)

Initial Project Assessment (IPA)

I IPA-fasen vurderes prosjektets samfunnsøkonomiske effekter for Storbritannia og britiske forbrukere. I denne vurderingen inngår en rekke forhold:

- Kraftflyt mellom de tilknyttede markedene/landene
- Konsekvenser for driften av det britiske kraftoverføringssystemet
- Nettforsterkningsbehov i det britiske kraftoverføringssystemet
- Konsekvenser av prosjektet som ikke er kvantifiserbare, f.eks. betydning for leveringssikkerhet og klimaeffekter

I tillegg vurderes prosjektenes gjennomførbarhet, herunder tilknytningspunkt, kabelrute og framdriftsplaner.

Ofgem har etablert to kriterier for å ha rett til å søke om C&F inntektsregulering (eligibility):

- Søker må ha blitt tildelt "Interconnector License" i henhold til 6A (5) i elektrisitetsloven av 1989.
- Søker må ha inngått tilknytningsavtale i Storbritannia som muliggjør tilknytning før utgangen av 2022. NorthConnect har inngått tilknytningsavtale med NGET med tilknytningsdato 31. desember 2022.

NorthConnect har utviklet dokumentasjonen som er nødvendig for at Ofgem skal kunne gjennomføre en IPA. Søknaden ble sendt Ofgem i oktober 2016. Ofgem har signalisert at tilbakemelding vil foreligge i løpet av mai 2017.

Final Project Assessment (FPA)

Gjennom FPA-fasen fastsettes referansenivået for investeringskostnader, driftskostnader og tilgjengelighet. Dette er sentrale parametere som gir utbygger insentiver til effektiv prosjektgjennomføring.

I tillegg tilpasses C&F-modellen ytterligere for det spesifikke prosjektet, og sentrale måltall etableres.

---

[1] Beskrivelsen av denne prosessen kan finnes på: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2016/05/cap_and_floor_regime_summary_for_the_second_window.pdf

Post-Construction Review (PCR)

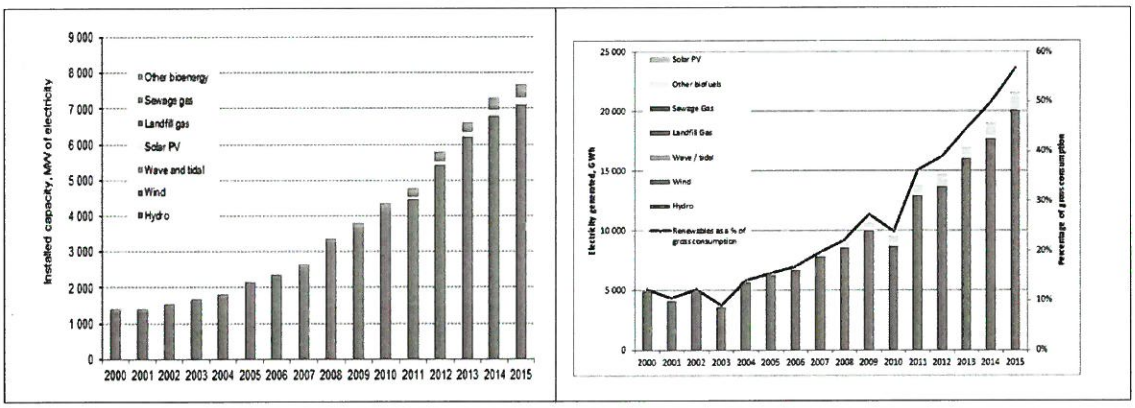
I denne fasen revurderes konklusjonene fra FPA i lys av faktiske data fra utbyggingen. Detaljerte driftskostnader fremskrives og det blir tatt hensyn til oppdaterte kapitalkostnader. I tillegg kan forhold utenfor prosjektutviklers kontroll kunne medføre tilpasningen av sentrale parameter i C&F modellen. Fasen gjennomføres i forkant av idriftsettelse og endelige nivåer på C&F fastsettes for en periode på 25 år.

3. KRAFTMARKEDET OG NETTSITUASJON

3.1 KRAFTSITUASJONEN I SKOTTLAND

Før den store utbyggingen av fornybar produksjon i Skottland startet for om lag ti år siden, var kullkraft den dominerende produksjonskilden. Produksjonssystemet bestod også av kjernekraft og gasskraft. Differansen mellom aktuell produksjon og forbruk ble eksportert til England, og i en typisk høylastperiode i januar ti år tilbake i tid ble nesten halvparten av kraftproduksjonen eksportert.

Ved begynnelsen av årtusenskiftet var det installert en samlet fornybar kapasitet på omkring 1500 MW som bestod utelukkende av vannkraft. I dag er installert effekt fra fornybare produksjonskilder økt til ca. 8000 MW. Økningen har hovedsakelig kommet fra vindkraft. Skotske politikere ønsker å utvide den installerte vindkraftkapasiteten betydelig både onshore og offshore i årene framover. De skotske målene indikerer en fordobling av installert fornybar kapasitet (hovedsakelig vind) mot 2020. På skotsk side sammenfaller høyscenariet best med National Grids «Go green»-scenario, og vi anser dette scenariet som mest realistisk for utviklingen på skotsk side.



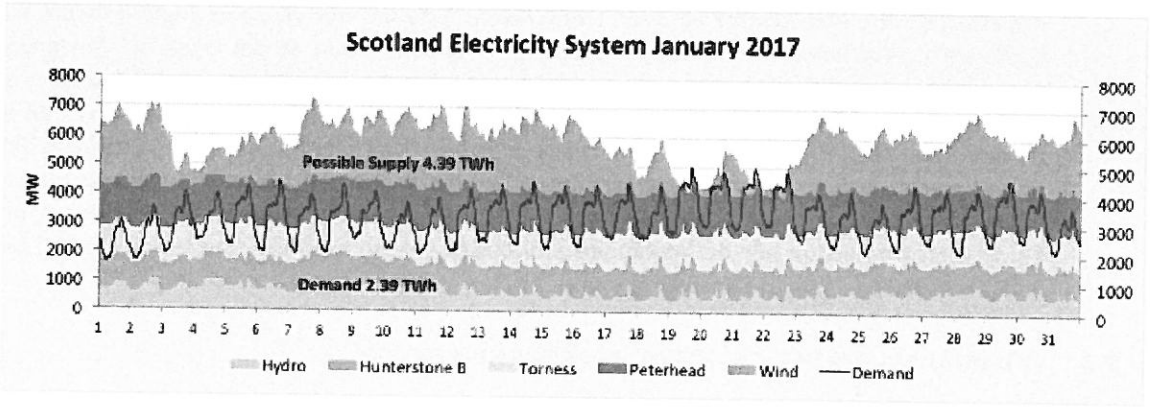
Figur 3-1: Installert effekt og produsert energi fra fornybare kilder i Skottland 2000-2015.

3.2 SKOTSKE FORNYBAR- OG ENERGIEFFEKTIVISERINGSMÅL

Skottland har fortsatt ambisiøse fornybarmål (Renewable energy target, Renewable electricity target, Energy Consumption target, osv.) og planlagte samt allerede konsesjonsgitte vindkraft-prosjekter indikerer klart at økningen i installert vindkraft kan bli betydelig. Det er først og fremst Skottland, som har de beste vindforholdene og de best egnede lokasjonene, som får hovedvekten av den britiske vindkraftutbyggingen. De siste anslagene går ut på at Skottland kan ende opp med 40 prosent av samlet installert vindkraft i Storbritannia, mens forbruket i Skottland kun vil representerer om lag 10 prosent av Storbritannias samlede elektrisitetsforbruk.

Figur 3-2 viser illustrerer kraftbalansen i Skottland i januar 2017 og viser teoretisk produksjon dersom alle termiske produksjonskilder kjøres jevnt med full kapasitet. Selv om det har vært en betydelig økning i fornybar produksjon, har den samlede kraftproduksjonen i Skottland blitt

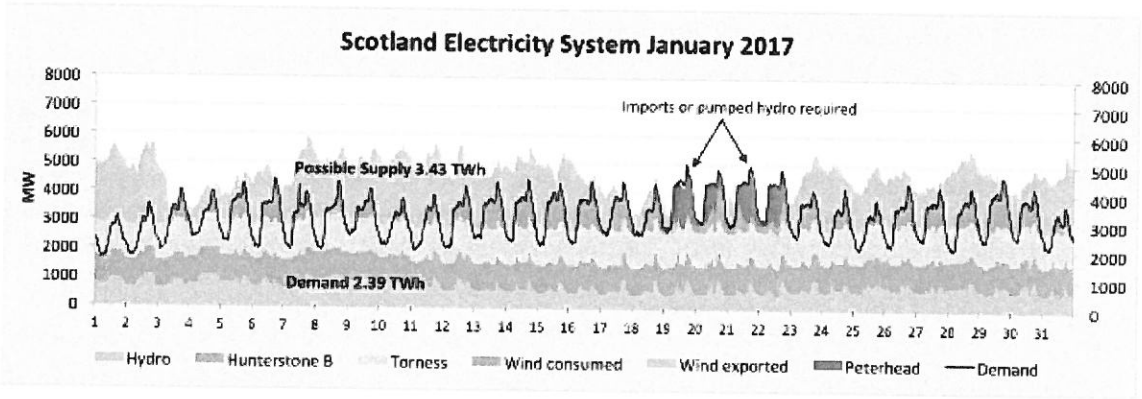
betydelig redusert de siste årene. Grunnen til dette er at alle skotske kullkraftverk er blitt stengt, først Cockenzie (1200 MW) i 2010 og Logannet (2400 MW) i mai 2016. Selv om elektrisitets-forbruket i Skottland også er litt redusert, har dette resultert i at krafteksporten hovedsakelig sørover til England blitt redusert med over 50 prosent sammenlignet med tidligere perioder.



Figur 3-2: Illustrasjon kraftbalanse i Skottland 2017 med full termisk kapasitet og mye vindkraftproduksjon

I perioder hvor det er relativt vindstille, vil forbruket kunne bli høyere enn kraftproduksjonen. Det representerer en betydelig endring fra tidligere situasjon som var preget av svært høyt kraftoverskudd i Skottland og jevn produksjon.

I Figur 3-3 forutsetter vi samme tilgjengelige kraftsystem som i Figur 3-2, men illustrerer den momentane kraftbalansen i Skottland dersom kjernekraftproduksjonen opereres jevnt og kraftsystemet blir balansert av gasskraftverket i Peterhead eller annen relativt dyr produksjon.



Figur 3-3: Illustrasjon kraftbalanse i Skottland 2017 hvor gasskraft, import eller pumpekraft må balansere kraftsystemet.

3.3 SKOTSK KJERNEKRAFT

Kjernekraftproduksjonen i Skottland har de siste årene ligget jevnt på 14-19 TWh/år. Det er nå to gjenværende kjernekraftverk i Skottland, Hunderstone B (965MW) og Torness (|1190 MW). I følge den britiske kjernekraftplanene (2006) er både Hunderstone B og Torness utpekt som framtidige lokasjoner for kjernekraft i Skottland. Det er imidlertid lite sannsynlig at dette vil skje siden skotske myndigheter ikke ønsker kjernekraft i Skottland i framtiden og fordi skotsk energipolitikk etter folkeavstemningen om løsrivelse er blitt mer og mer et internt skotsk indre anliggende.

Det vil påløpe betydelige kostnader for å holde det britiske atomkraftverk i drift framover etter hvert som teknisk levetid nås. Fornyelsen av kjernekraftparken i Storbritannia i henhold til prinsipplanene fra 2006, vil føre til enorme kostander som må legges på kundene eller tas over skatteseddelen. Det er kun et atomkraftverk hvor bygging er startet opp, Hinkley Point C (2x1600MW). Kostnadene er estimert til omkring 25 milliarder GBP, og denne utbyggingen er kun muliggjort gjennom at utbygger er sikret garantert, indeksregulerte inntekter i hele kraftverkets driftstid (35 år), som starter på over 1 NOK/kWh. Selv om det vil være mulig å bygge nye atomkraftverk i Skottland, er de økende kostnadene blitt så høye at det også av den grunn er lite sannsynlig. Hunderstone B og Torness representerer omkring tredjeparten av total elektrisitetsproduksjon i Skottland og andelen kjernekraftproduksjon i Skottland er betydelig høyere enn i resten av UK. For Hunderstone B er beregnet levetid utløpt i 2023, mens Torness vil kunne være i drift til 2030. Det er derfor sannsynlig at selv om det blir bygget ut betydelig mer vindkraft og annen produksjon i Skottland, vil det derfor sannsynligvis bli full utfasing av bestående kjernekraftproduksjon når de bestående atomkraftverkene ikke kan holdes i drift uten betydelige investeringer og dermed blir ulønnsomme

3.4 KRAFTOVERFØRING OG UTENLANDSFORBINDELSER

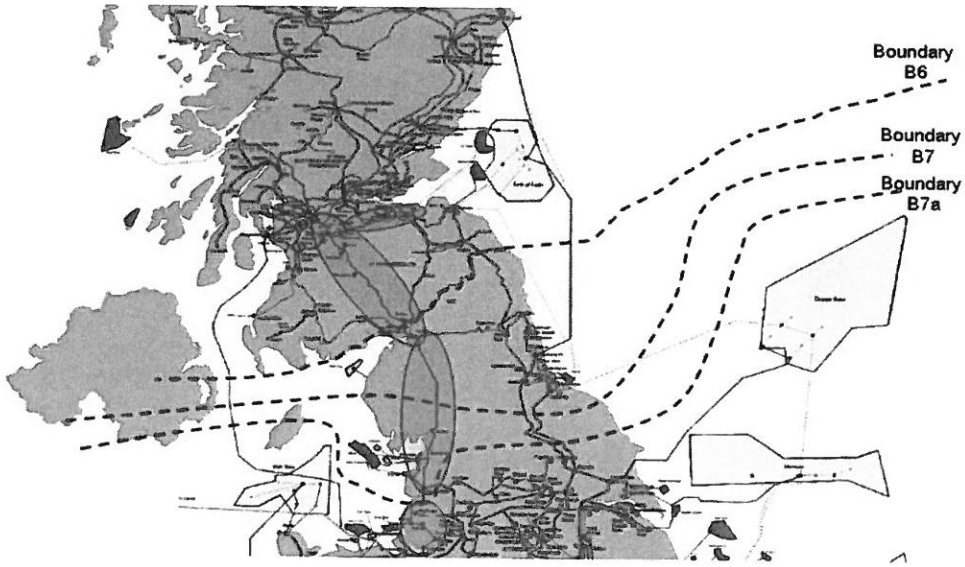
National Grid er et børsnotert selskap som eier sentralnettet og er ansvarlig for systemdriften i England og Wales. Netteierskapet og oppgaven som systemoperatør er uavhengige av hverandre. Selskapet er også ansvarlig for systemdriften i Skottland hvor sentralnettet eies av selskapene Scottish Power og Scottish & Southern Energy.

I tillegg eier National Grid Interconnector Holdings (NGIH) deler av sentrale utenlandsforbindelser, herunder forbindelser til Nederland og Frankrike. NGIH har eierinteresser i mange av utlandsforbindelsene som er under utvikling, blant annet forbindelser til Danmark i samarbeid med Energinet.dk og til Norge i samarbeid med Statnett.

3.5 NETTSITUASJON OG SYSTEMDRIFT

Snittet mellom Skottland og England (B6), se Figur 3-4, er en flaskehals på grunn av den høye andelen uregulerbar vindkraft i Skottland. Når det er stor vindproduksjon i Skottland og eksport til England kan det oppstå overføringsbegrensninger over snittet og vindkraftproduksjonen må da begrenses eller koples ut. For å avlaste dette snittet er det relativt nylig bygget en undersjøisk likestrømsforbindelse på vestkysten mellom Skottland og England. Det planlegges/vurderes ytterligere en undersjøisk HVDC nettforsterkning østkysten fra Peterhead området til England.

Tilknytningspunktet i England er mellom B6 og B7. Begge forsterkningene er begrunnet i å legge til rette for økt vindkraftutbygging i Skottland



Figur 3-4: Kraftnettet mellom England og Skottland.

Kilde: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48275/4264-ensg-summary.pdf

Samfunnsøkonomisk beste tilkoblingspunkt

National Grid har gjennomført en studie av hva som er beste tilknytningspunkt på britisk side. Studien er en del av dokumentasjonen knyttet til C&F-prosessen. National grid konkluderer:

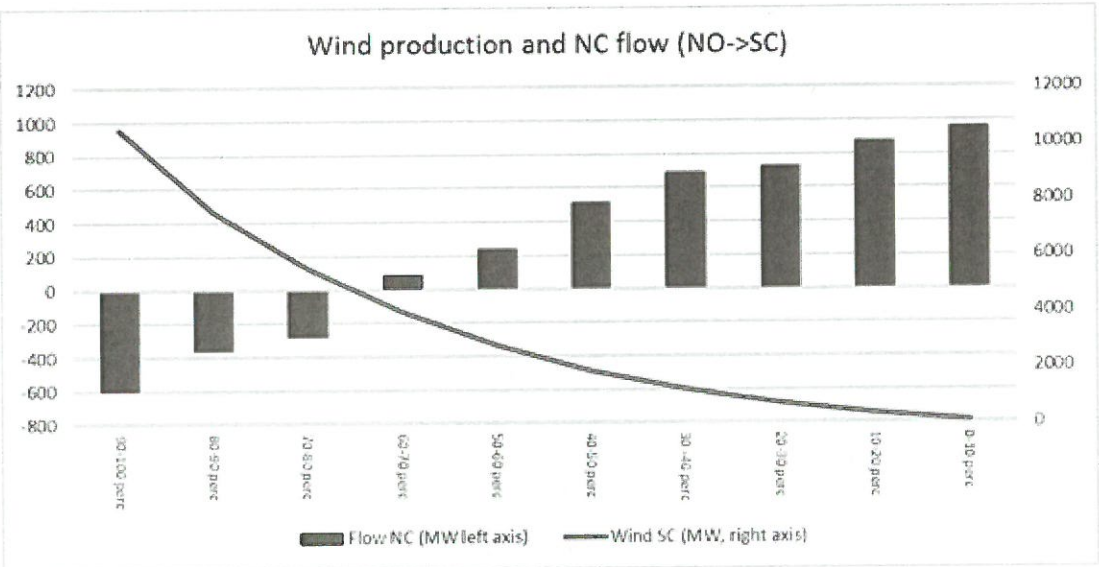
> *"The recommended connection point as a result of the study remains Peterhead, due to the minimization of possible regret across a range of sensitivities and scenarios, as outlined in the results section."*

I disse vurderingen har National Grid tatt hensyn til "Constraint Cost". NorthConnect har i dokumentasjonen knyttet til C&F-prosessen pekt på en rekke ikke prissatte nyttevirkninger som ikke er vurdert i National Grid-rapporten, men som bidrar positivt for nettdriften på britisk side. Eksempler på slike fordeler er frekvensrespons, reaktiv effekt og black start-bistand.

NorthConnect avlaster nettet i Scotland

NorthConnect har gjennomført analyser av hvordan kabelen vil påvirke flyten over B6. Analysene avdekker at det er en sterk sammenheng mellom NorthConnect og flyten over B6-snittet:

- Når flyten går i retning Storbritannia øker lasten på B6, og motsatt, når flyten går i retning Norge, reduseres lasten på B6.
- Flyt i retning Norge vil være sterkt korrelert med vindkraftproduksjon i Skottland.
- Når det er overskudd av kraft i Skottland, bidrar forbindelsen til å eksportere deler av overskuddet til Norge. Med andre ord avlaster den nye forbindelsen B6-snittet. Forbindelsen kan derfor også bidra til å redusere behovet for nettinvesteringer i Storbritannia. Denne effekter er størst i scenarier med høy vindkraftutbygging i Skottland.



Figur 3-5: Vindkraftproduksjon i Skottland og kraftflyt på NorthConnect

Sensitivitetsanalyse «Prissoner»

Storbritannia har ikke flere prissoner i dag, men prosjektet har analysert effektene av mulig B6-flaskehals ved å gjøre en egen sensitivitetsanalyse. I et scenario med deling i prissoner i B6 finner vi at konsekvensen for NorthConnect er at prisnivået i Skottland blir marginalt lavere enn i resten av Storbritannia, men at prisvolatiliteten i Skottland øker. Nytten av prosjektet påvirkes ikke vesentlig ved en slik endring.

I våre analyser har vi lagt til grunn at overføringskapasiteten mellom de to prisområdene er 6400 MW. I forhold til National Grids 2015-versjon av 10-årsplanen for utvikling av det britiske nettet, representerer dette den laveste nivået for overføringskapasiteten over snittet B6.

3.6 INTEGRERING AV FORNYBAR ENERGI OG KLIMAGEVINST

NorthConnect kan bidra til at fornybarprosjektene som bygges i Storbritannia og Norden de neste årene kan utnyttes bedre. Våre analyser viser at vindkraftproduksjonen i Norge og Storbritannia er middels korrelert, men med tidsforsinkelse. Videre er sannsynligheten for svært lave priser i både Norge og Storbritannia samtidig svært liten, fordi lave priser i Storbritannia gjerne skyldes høy vindkraftproduksjon, mens høyt tilsig og høy magasinfylling gjerne er årsaken til lave priser i Norge. Med andre ord kan et overskudd av fornybarproduksjon i større grad eksporteres ut av enten Norge eller Storbritannia, istedenfor å gå tapt.

I timer med høy vindkraftproduksjon er prisen ofte relativt lav. Med økt utveksling påvirkes prisen i mindre grad av høy vindkraftproduksjon og inntekten til vindkraftverk øker både fra høyere volum og høyere pris. Med høyere inntekt til vindkraft reduseres også behovet for støtteordninger.

Virkningen på andre ikke-regulerbare fornybarkilder, slik som småkraft, er tilsvarende. Kabelen bidrar til at norsk fornybar kraftproduksjon kan erstatte fossil kraftproduksjon utenfor Norge. De eksakte årsakssammenhengene er imidlertid komplekse som følge av kvotemarkedets utforming og usikkerheten i den langsiktige produksjonssammensetningen og forbruksutviklingen i Europa.

Realiseringen av NorthConnect vil lede til lavere klimagassutslipp på britisk side. Basert på modellkjøringer med og uten NorthConnect viser analysene at utenlandsforbindelsen vil redusere klimagassutslippene i alle scenerier og sensitiviteter i alle de modellerte årene. Dette skyldes i stor grad at britisk termisk kraftproduksjon erstattes med norsk vannkraftproduksjon.

4. SAMFUNNSØKONOMISK NYTTE

NorthConnect har vurdert samfunnsøkonomiske effekter i både Norge og Storbritannia. Basisberegningene er de samme for den norske søknaden om utenlandskonsesjon og søknad om britisk C&F. I den samfunnsøkonomiske beregningen kreves det for norsk utenlandskonsesjon beregninger med diskonteringsrente 4 %, mens kravet til beregningen på britisk side er 3,5 %.

Den samlede samfunnsøkonomiske nytten fra kvantifiserbare størrelser er svært positiv for Storbritannia. [redacted]

NorthConnect legger på bakgrunn av NGETs analyser til grunn at prosjektet ikke utløser nettforsterkninger i Storbritannia. NorthConnect vil tvert om avlaste kraftnettet i Skottland og bidra til at anstrengte snitt (B6) avlastes og at den planlagte forsterkningen på østkysten kan sløyfes eller i det minste utsettes. Samtidig kan NorthConnect bidra med balansekraft og systemytelser som ytterligere øker verdien av NorthConnect på britisk side.

Det er imidlertid ikke avtalefestet slike leveranser i dag, og i og med at de derfor framstår som noe sikre, er de ikke tatt med i beregningene over samfunnsmessig nytte, men vil representere en betydelige oppside for prosjektet.

THEMA CONSULTING GROUP

Baringa

Confidential
ISBN nr. n/a

NorthConnect Welfare Report

Commissioned by NorthConnect

June 2017

2nd updated version

THEMA Report 2016-6

About the project		About the report	
Project number:	NCT-15-01	Report name:	NorthConnect Welfare Report
Project name:	Revenue and Welfare Study Northconnect	Report number:	2016-06
Client:	NorthConnect	ISBN-number:	n/a
Project leader:	Arndt von Schemde	Availability:	Confidential
Project participants:	AVS/MHR/ALE	Completed:	May 2017

Brief summary

THEMA Consulting Group, together with Baringa, performed a revenue and welfare study for the planned NorthConnect interconnector between Norway and Great Britain. This report provides an overview of the results from the revenue and welfare estimation, together with an overview of main assumptions and methodology applied.

Additional welfare estimates, specifically for Great Britain, are documented in a separate cost benefit analysis (CBA) as part of the initial project assessment (IPA) and cap and floor regulation.

About THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Company no: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group is a Norwegian consulting firm focused on Nordic and European energy issues, and specializing in market analysis, market design and business strategy.

Standard disclaimer: THEMA Consulting Group AS (THEMA) does not accept any responsibility for any omission or misstatement in this Report. The findings, analysis, and recommendations are based on publicly available information and commercial reports. Certain statements may be statements of future expectations that are based on THEMAs current view, modelling and assumptions and involve known and unknown risks and uncertainties that could cause actual results, performance or events to differ materially from those expressed or implied in such statements. THEMA expressly disclaims any liability whatsoever to any third party.

CONTENT

1 EXECUTIVE SUMMARY 2
2 SCENARIOS AND ASSUMPTIONS 6
2.1 Scenario and sensitivity definition 6
2.2 Fuel and carbon prices 6
2.2.1 Gas markets 7
2.2.2 Coal markets 7
2.2.3 CO_2 prices 8
2.2.4 UK carbon price floor 9
2.2.5 Short run marginal cost 11
2.3 Balances and interconnection 11
2.3.1 Nordics 11
2.3.2 Great Britain 12
2.3.3 Grid developments 14
2.4 Resulting prices and price differences 14
2.4.1 Price levels 14
2.4.2 Price structure 15
3 WELFARE EFFECTS 17
3.1 Quantifiable benefits and costs 17
3.2 Non-quantifiable benefits 22
4 NPV CONSIDERATIONS 26
4.1 Summary of NPV estimates and rate of return 26
4.2 Detailed tables for all scenarios 27
DISCLAIMER 30
APPENDIX 2: OVERVIEW TABLE WELFARE* 31

1 EXECUTIVE SUMMARY

About this updated version

This report is the second updated version of the March 2016 *THEMA-Report-2016-06 NorthConnect Welfare report*. In this update of the report we have revised the BAU and the Climate scenario. The update is motivated by changes in UK policy after the first report was completed. Essentially, the BAU and the Climate scenarios were updated in the following way:

- All coal-fired production in UK is phased out by end of 2025. The earlier scenario versions had some minor coal left in 2025 and 2030. This update is consistent with current UK policy (see also the Consultation Document entitled "Coal generation in Great Britain – The pathway to a low carbon future").
- The CPS in the UK is phased out by end of 2025. After coal is removed, we assume that this means of reducing carbon emissions is removed. While the CPS is an important income source for the treasury, the government also indicated not to increase it. Given the burden for the UK industry, we assume that the CPS will be removed after all coal is phased out. In any case, a potential extension of the CPS would present a pure upside for the business and welfare case of NorthConnect.

We also received some updated assumptions on CAPEX, OPEX, losses and internal grid investment costs which are accounted for in the welfare assessment. In addition, we distinguish further components of the overall welfare benefits of NorthConnect.

As in the first update, we also use a 4% discount rate in this version, while we used a discount rate of 3.5% (as was used in the Cap and Floor, short C&F, application) in the original report from March 2016. The 4% assumption is in line with Norwegian guidelines for public infrastructure investments (see also NOU 2012:16 Samfunnsøkonomiske analyser; Finansdepartementets Rundskriv nr. R-109/14 Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser; THEMA/VISTA Analyse Report 2014-03: Avkastningskrav ved investering i kabler til England og Tyskland).

Concerning the different interest rates in this version and the Cap&Floor (C&F) application, please note that one does not need to use the same social discount rate for both countries. The social discount rate depends on the reference portfolio, which will differ by country (i.e. returns on national wealth, typically measured by GDP growth or similar) and which may have different characteristics with regards to systematic risk.

Scope and methodology

THEMA Consulting Group, in collaboration with Baringa (UK), conducted a revenue and welfare study for the planned NorthConnect interconnector between Norway and Great Britain (Scotland).

The study includes:

1. Quantitative estimates for expected spot arbitrage potential between the markets
2. Quantitative estimates for expected capacity market income in Great Britain
3. Estimation of income from other markets (balancing, intraday)
4. Welfare economic estimates of the cable, i.e. price consequences in Norway and Great Britain with subsequent effects for consumers, producers, and TSOs measured in consumer surplus, producer surplus, and changes in congestion rent on other interconnectors respectively.

This report summarizes the results of the welfare economic assessment (part 4). The results from the revenue assessment (parts 1 to 3) are provided in a separate report (THEMA Report 2016-04 *North Connect Revenue report*).

Additional welfare estimates, specifically for Great Britain, are documented in a separate cost benefit analysis (CBA) as part of the initial project assessment (IPA) and cap and floor regulation.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

The spot market arbitrage was estimated using THEMA's and Baringa's modelling framework (TheMA model was used for modelling the Nordics and Continent, the Plexos model for modelling Great Britain). The models were setup in a consistent and interlinked way to ensure consistency of results and modelled price effects. Results are presented for Norway and Great Britain (i.e. England, Scotland, Wales - note that Northern Ireland is part of the Single Electricity Market in Ireland, with a different wholesale market).

Scenario overview

The assessment is based upon different scenarios. Namely:

- *A Business as Usual (BAU)* scenario, assuming a continuation of today's markets expectations and policies, including a phase-out of coal by the end of 2025. In addition, we assume that the UK abandons the carbon price support (CPS) by the end of 2025.
- *A Climate* scenario with high carbon prices and high renewable penetration. As in the BAU case, all coal is phased out by the end of 2025, and the CPS is removed by end of 2025.
- *A Recession* scenario with low power prices and low demand. In addition, carbon price support is abolished along the entire model horizon.

We also included a sensitivity for the Climate scenario in which we assumed fuel and carbon prices as in the IEA New Policy scenario (as of November 2015). In addition, the CPS is kept as an instrument to reduce carbon emissions in the UK.

We also ran a sensitivity in which we split the Great Britain into price zones with different prices in Scotland and rest of Great Britain (England and Wales). The analysis showed that a split would have no significant effects on revenues or the welfare effect of NorthConnect in Norway. We hence omitted reporting results for this case in this report.

We assume a Capacity Market (CM) to be in place in all scenarios.

Results were obtained for so-called "snapshot years" 2023, 2025, 2030, 2035, 2040, and 2045. The NorthConnect cable was modelled with 1400 MW installed capacity, 95% availability, and ramping restrictions.

Welfare benefits

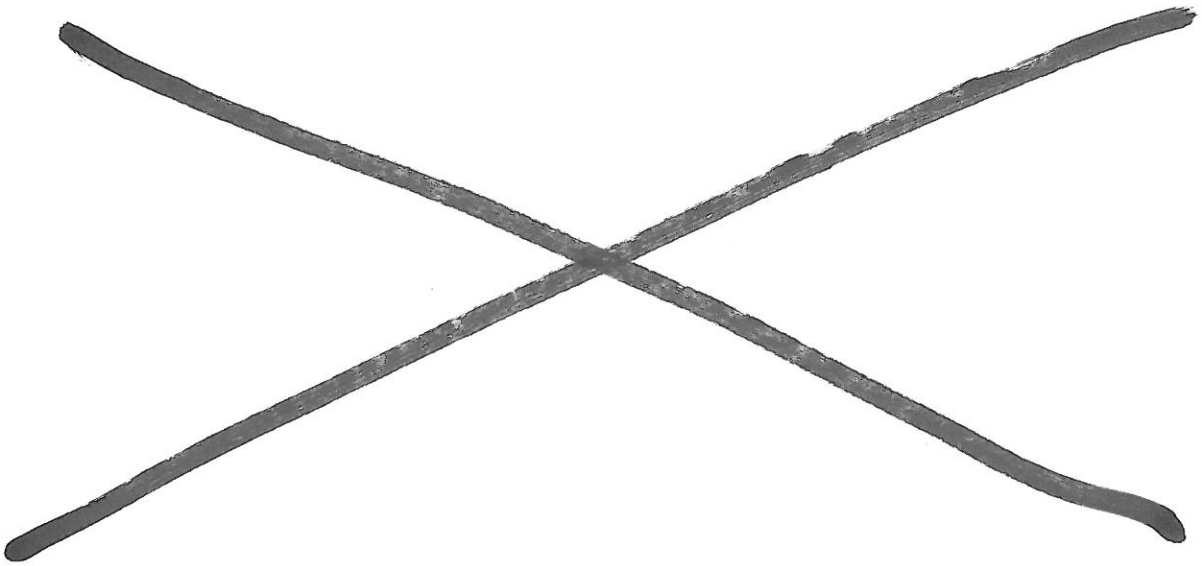
Our estimates for overall revenues and benefits are summarized in Figure 1 below. It shows, except from the recession case, that overall welfare gains are higher than the actual interconnector revenues. Thus, NorthConnect would yield welfare benefits beyond the arbitrage revenues. Total welfare benefits are in this case composed of the following components:

- Arbitrage revenues: Revenues of NorthConnect based on hourly price differences, losses, availability and ramping restrictions
- Capacity market revenues: Additional income that may be derived from capacity markets

The two components above compose what we refer to as total revenues in Figure 1. As potential revenues from balancing markets are highly uncertain, we did not include these in the figure. In addition, we included:

- Producer surplus: The price effect of the interconnector will yield different revenues for the producers
- Consumer surplus: The price effect of NorthConnect will yield different prices for consumers, measured in consumer surplus
- Effect on other interconnectors: As NorthConnect impacts prices, it will impact the congestion rent on other interconnectors

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no



NPV estimates

We also performed a net present value (NPV) analysis of NorthConnect, accounting for investment costs and other costs associated with NorthConnect. Costs estimates on investment costs and operational costs were provided by NorthConnect. Other cost, such as system costs, were also provided by NorthConnect, and are based on Statnett's (the Norwegian Transmission System Operator) estimates.

The assumptions are as follows:

- CAPEX: EUR 1.676 mill. (ref 2016). The CAPEX is distributed over a time span of 3 years prior to the first year of operation. The NPV of the CAPEX in the year the cable becomes operational is therefore slightly higher (EUR 1.813 mill. when applying a 4% discount rate).
- OPEX: EUR 10 mill. (ref 2016)
- Transit cost: NOK 500 mill. capitalized ref Statnett FTLA document table 2
- System operation cost: NOK 1850 mill. capitalized ref Statnett FTLA document table 2
- Transmission Loss: It is assumed that NorthConnect *reduces* losses to the amount of 160 GWh p.a. For the welfare estimation, we estimate the benefit as the product of the reduced losses (i.e. 160 GWh) and the respective Norwegian power price in the different years and scenarios.
- Avoided grid investments: We assume that the realization of NorthConnect leads to avoided grid investments in the magnitude of 1300 mill. NOK.
- For Great Britain, the estimate is that NorthConnect does not impact system costs (EUR 0 p.a.)

We applied a lifetime of 40 years, a discount rate of 4% (in line with public infrastructure investments), and an exchange rate of 9 NOK/EUR. Prices are denoted in real 2016 terms, unless otherwise stated.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

Table 1: NPV of NorthConnect in EUR mill. (40-year lifetime, 4% discount rate)

Socio Economic benefits	NO	GB	Total
BAU	1566		
Climate	3009		
Recession	1276		
IEA	4407		

Our NPV estimates are summarized in Table 1. In all cases, other than the Recession scenario, NorthConnect generates a positive NPV for both countries. The reason for the negative NPV in the Recession scenario for Great Britain is that price differences are low to begin with, and price volatility is limited, hence limiting the value and benefits of additional interconnectors. Overall, benefits are highest in the Climate and the IEA scenario, as these are the scenarios with highest prices and price volatility, due to large shares of renewable generation.

Table 2: Internal Rate of Return (IRR) of NorthConnect in percent

Socio Economic benefits	NO	GB	Total
BAU	13 %		
Climate	18 %		
Recession	11 %		
IEA	22 %		

Interpreting NPV values is sometimes difficult. We have therefore also included an analysis of the internal rate of return (IRR) of NorthConnect. The results are summarized in Table 2. As it can be noticed, the rate of return is positive in all cases but the Recession scenario for GB. For Norway, it is positive for all scenarios. For Great Britain, the IRR is not defined for the Recession case (due to a negative value stream). In all other cases, it is positive. Corresponding with NPV values, the IRR is highest in the Climate and IEA scenario.

Please note that the use of IRR is not uncontroversial. This is due to the fact that in case of the cash flow changing signs (i.e. +/-) over lifetime, the IRR is not well defined and can result in multiple solutions. The NPV is therefore a more robust indicator than IRR.

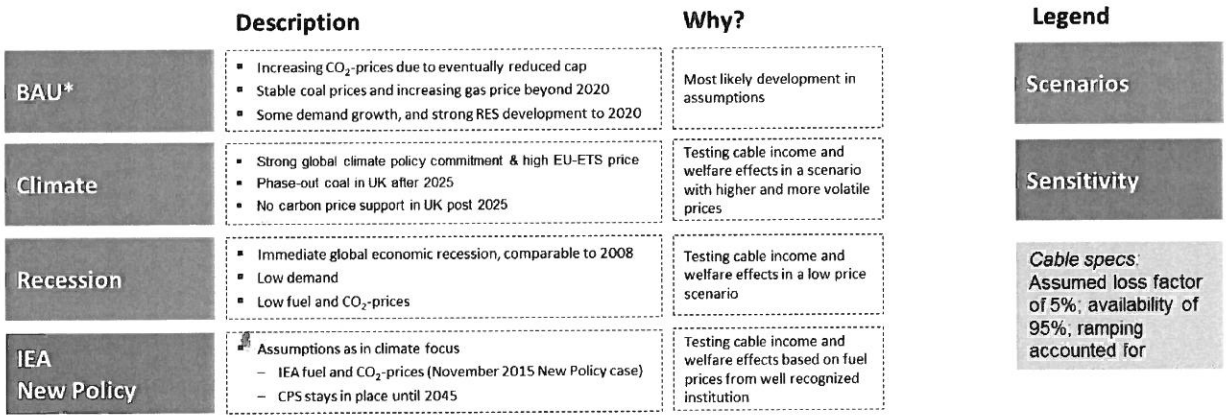
THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

2 SCENARIOS AND ASSUMPTIONS

2.1 Scenario and sensitivity definition

The analysis is based on a number of scenarios and sensitivities. An overview of these is given in Figure 2. The scenarios and sensitivities mean to outline a potential outcome space for revenues and welfare consequences, but also to identify the main risks for revenues, and to analyze the importance of key drivers (e.g. fuel prices, RES developments, Carbon Price Support).

Figure 2: Scenarios and sensitivities overview



** Was also run as a sensitivity with price zones in the UK, but did not show significant impact on results*

We developed three main scenarios:

- BAU ("Business as usual") scenario: We outline a scenario that takes into account known factors, RES targets, support schemes and other policies. Carbon prices are set to increase after 2020, with modest increases in fuel prices post 2020. Conventional coal is phased out by the end of 2025 in Great Britain and the CPS is abolished at the same time.
- Climate scenario: Characterized by a strong climate focus, with high carbon prices and high shares of renewable generation. As in the BAU scenario conventional coal is phased out by the end of 2025 as is the CPS. Due to the volatile prices, this scenario presents an upside for cable revenues and welfare impact.
- Recession scenario: A downside for cable revenues. Fuel prices are low, carbon price support is abolished along the entire modelled period, and demand is on lower levels after a sharp decline following a recession. Not only are price levels low, but also price spreads between Norway and Great Britain are low as the carbon price support has been removed.

In addition, we modelled one sensitivity:

- IEA new policy scenario: This sensitivity is based on the Climate scenario, but we apply IEA fuel and carbon prices as in the IEA November 2015 New Policy scenario. In addition, the CPS stays in place for the modelled period as a means to reduce carbon emissions.

In the other scenarios, we used fuel and carbon prices based on THEMA's and Baringa's assessment, and observed forward prices at the time. In all scenarios, we expect a capacity market to be in place.

2.2 Fuel and carbon prices

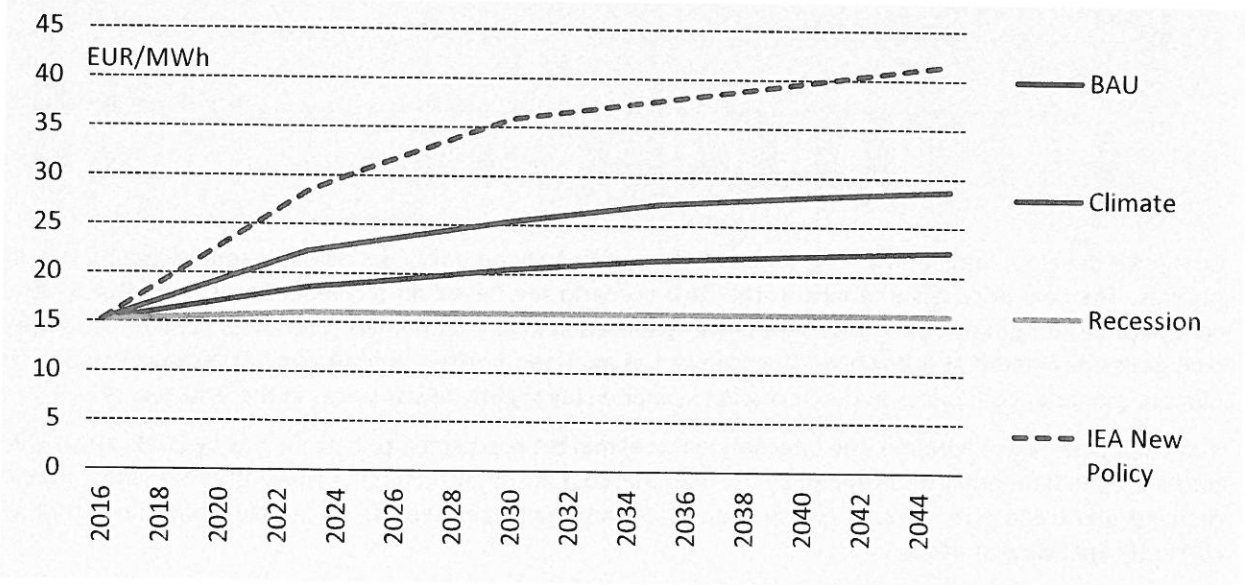
Fuel and carbon prices are – even with increasing shares of renewable generation – the most important price drivers today and in the years to come. They are determinant for short-run marginal costs of flexible thermal generation which also in future years will set prices in most hours.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

2.2.1 Gas markets

Our gas price assumptions are shown in Figure 3. As for the BAU case, gas prices are expected to increase throughout the forecasted period largely driven by a global growth in demand. The main regions pushing global gas demand higher are China, which becomes a larger gas consumer than the European Union around 2035, and the Middle East. Gas plays an important role in mitigating coal use and related air pollution in China's cities, and in limiting oil use in power generation in the Middle East. OECD countries may also provide additional demand growth, due to a strong climate focus as set out in the EU's 2030-targets and the Paris-Climate agreement. The climate focus leads to higher carbon prices in Europe and phase-out of coal-fired power plants.

Figure 3 Gas price assumptions in EUR per MWh fuel input prices (before combustions) (real 2016)



In the Climate scenario, the gas price increases faster and to a higher level than in the BAU scenario, due to a solid demand growth. The major driver is a stronger global climate policy commitment. In this scenario, the agreement reached during the UN Convention on Climate Change in Paris materializes in early implementation of more ambitious climate policies globally. This leads to higher global gas demand because of the earlier phase-out of coal fired plants in Europe and the US, and a stronger CO_2-price increase in Europe. Also in Asia, a stronger climate focus leads to gas being the preferred fuel in power production. Gas prices in the Recession scenario stay at today's level of roughly EUR 16 per MWh input.

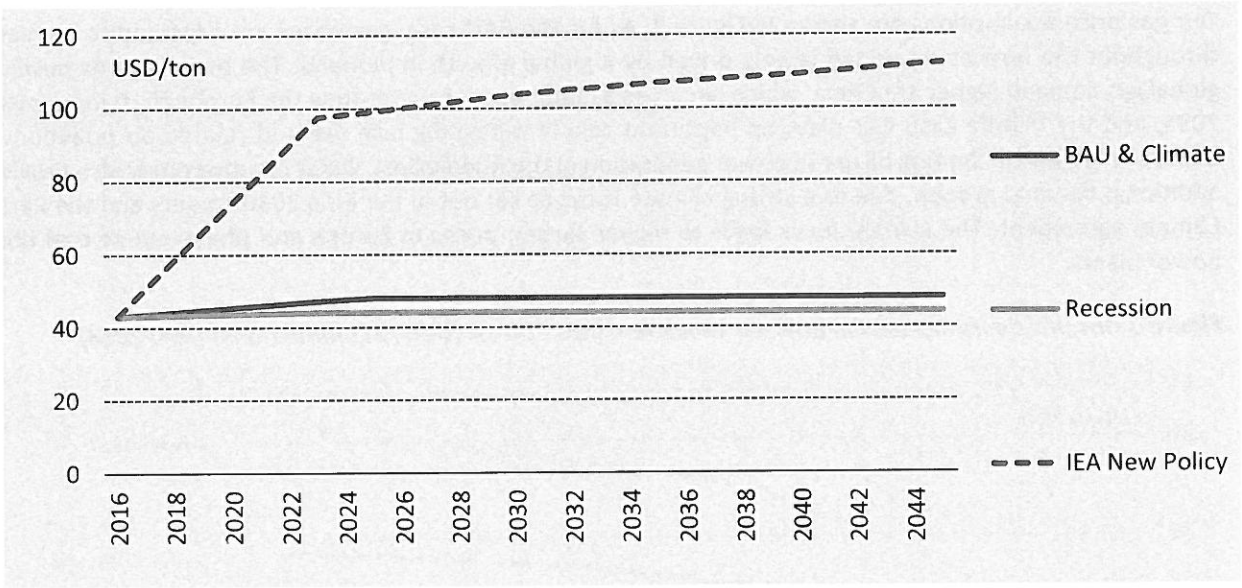
In the IEA New Policy scenario, we use gas prices from the 2015 World Energy Outlook. IEA's gas prices are significantly higher than the prices assumed in the other scenarios. The price is according to IEA driven by demand increase and an increasing oil price, as around half of the gas traded in Europe is traded via long-term contracts linked to the oil price.

2.2.2 Coal markets

Our coal price assumptions are shown in Figure 4. Excess supply and lower-than-expected demand have driven steam-coal prices down continuously over the past years. The shale gas revolution and environmental regulations have shrunk US markets for domestic coal, moving it as export to Europe. Simultaneously, major exporting countries have expanded their mining capacity.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

Figure 4 Coal price assumptions in USD/ton (real 2016)



Coal price developments in the long-term will depend heavily on policy decisions, mainly climate goals and policies. The coal price assumptions in the BAU scenario are based on a climate focus, implying a higher carbon price and phase-out of coal-fired power generation in key economies. The lower coal demand keeps coal prices depressed at a low level throughout the analyzed horizon in both our BAU scenario and in the Climate scenario. Coal prices in the Recession scenario stay slightly below prices in the BAU scenario.

In the IEA New Policy scenario, the international coal market is expected to balance out by 2020, after which prices are fundamentally determined by the marginal cost of supply. In the IEA New Policy Scenario, growing demand and trade puts upward pressure on prices and increases the call on supply from mines that are currently operating at a loss.

As for the USD-EUR exchange rate, we applied an exchange rate of 0.93 EUR/USD.

2.2.3 CO_2 prices

CO_2 prices have fallen over the past years; as industrial output was low after the financial crisis creating surplus of allowances in the market. The surplus currently corresponds to more than the annual cap. The surplus is not likely to be significantly reduced over the next fifteen years under the current market regime. The near-term contracts are therefore traded more or less at an option value, reflecting the possibility of future market reforms.

The low emissions prices have made The Green Growth Group, headed by Germany, fight for reforming the EU Emissions Trading Scheme (ETS). The European Commission has agreed to tighten the cap post 2020, meaning a reduction rate of 2.2 percent per year, versus 1.74 percent under the current regime.

Moreover, the European Commission has also agreed to introduce a *Market Stability Reserve* (MSR) from 2019, as a measure to stabilize CO_2 prices in the short to medium term. The MSR will function in the following way:

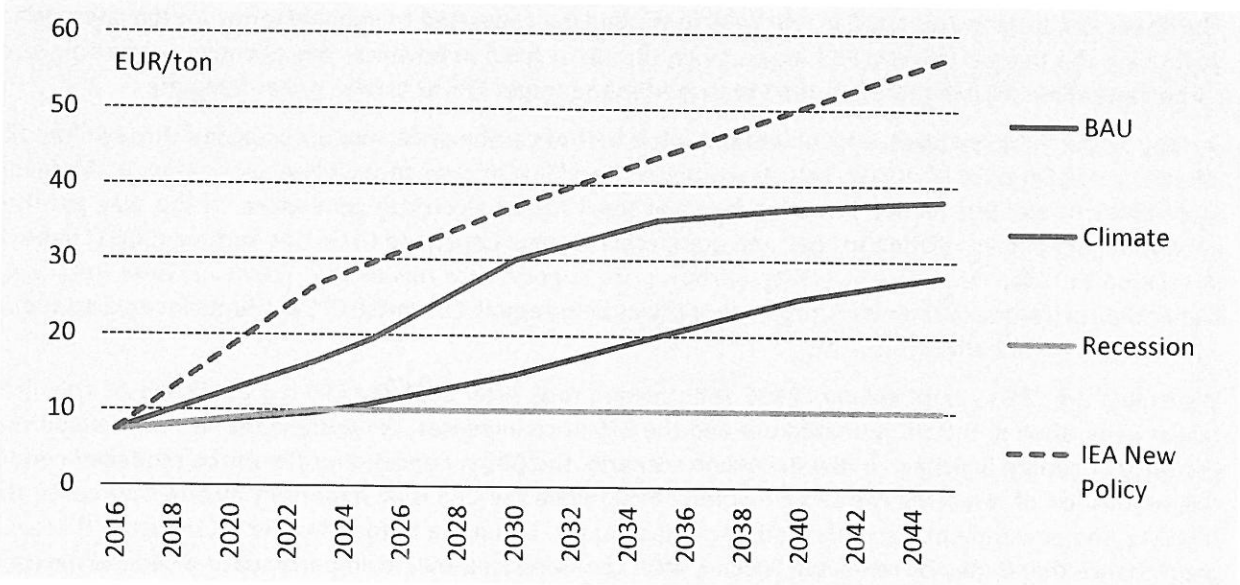
- Adding 12% of the current surplus to the reserve by deducting them from future auction volumes with the aim of mitigating market instability due to a large temporary surplus in the EU ETS if the total surplus is higher than 833 million allowances.
- Releasing 100 million allowances from the reserve and adding them to future auction volumes with the aim of mitigating market instability due to a large temporary deficit in the EU ETS provided the total surplus is below 400 million allowances.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

The European Commission has also agreed to directly transfer back-loaded allowances (900 million tonnes) to the stability reserve, instead of being released into the market in 2019-2020, as intended.

We assume that the ETS reforms will trigger large-scale fuel-switching from coal to gas post 2030, as the surplus of allowances diminishes. The CO_2 price in the period up to 2030 is governed by the holding costs of players expecting the market to tighten. Figure 5 shows our assumed CO_2 price tracks.

Figure 5: CO_2 price assumptions in EUR per ton CO_2 (real 2016)



There is a large potential for fuel-switching at CO_2 prices between 25 and 40 EUR per tonne. Moreover, the power sector stands out as a flexible way of reducing carbon emissions. We thus assume coal-to-gas fuel-switching to set the carbon price when the market is tight. The growth in CO_2 prices is therefore likely to level-out post 2040, gradually increasing towards 40 EUR per tonne in the Climate scenario.

The BAU assumption for CO_2-prices therefore implies a gradual increase in CO_2-prices in the EU ETS system towards 15 EUR per tonne in 2030 and 25 EUR per tonne in 2040, before they flatten out.

CO_2-prices in the Climate scenario increase somewhat faster and to a higher level due to the assumption of a further tightening of the EU ETS market.

In the Recession scenario, the EU ETS prices are low due to falling emissions as a result of lower industrial production. There is little will amongst politicians to introduce a tighter cap due to the economic situation. In this case, we also assume that the Carbon Price Support in GB is abolished during the entire modelled period.

In the IEA New Policy scenario, the price of CO_2 in Europe increases from 9 EUR per tonne in 2014 to 22 EUR per tonne in 2020 and 50 EUR per tonne in 2040. This development is driven both by tighter environmental policies and CO_2-prices being introduced in more places around the world.

2.2.4 UK carbon price floor

Details of the Carbon Price Floor (CPF) were announced in the 2011 (UK) Budget. The intention of the scheme is to reduce uncertainty in the future price of carbon by providing a minimum level of support, and thus remove one of the risk factors for low carbon power generation. On the 1st of April 2013, a tax on fossil fuels used in electricity generation and CHP was introduced. The (tax) level reflects the difference between the futures market-price of carbon and the floor-price determined by the Government. This implies that if the futures market-price is higher than the floor-price, then the tax is set to zero. A Carbon Price Support (CPS) rate is applied to each type of fossil fuel, depending on its average carbon content, such that:

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

CPS Rate = (floor carbon price – futures market carbon price) × (emission factor of fuel)

The tax is levied on electricity generation through the Climate Change Levy (CCL). The CCL is applied to generation fuels at the CPS rate. For the financial year (FY) 2013/14, the nominal rate was equivalent to £4.94 per tonne of CO_2, for FY 2014/15 the nominal rate was £9.55/t CO_2, and for FY 2015/16 through to FY 2019/20 the nominal rate is £18/t CO_2. These rates are significantly higher than initially envisaged by the Government because the price for EUA's in the European Emissions Trading Scheme has been well below forecasts, meaning that a higher tax is required to reach the floor.

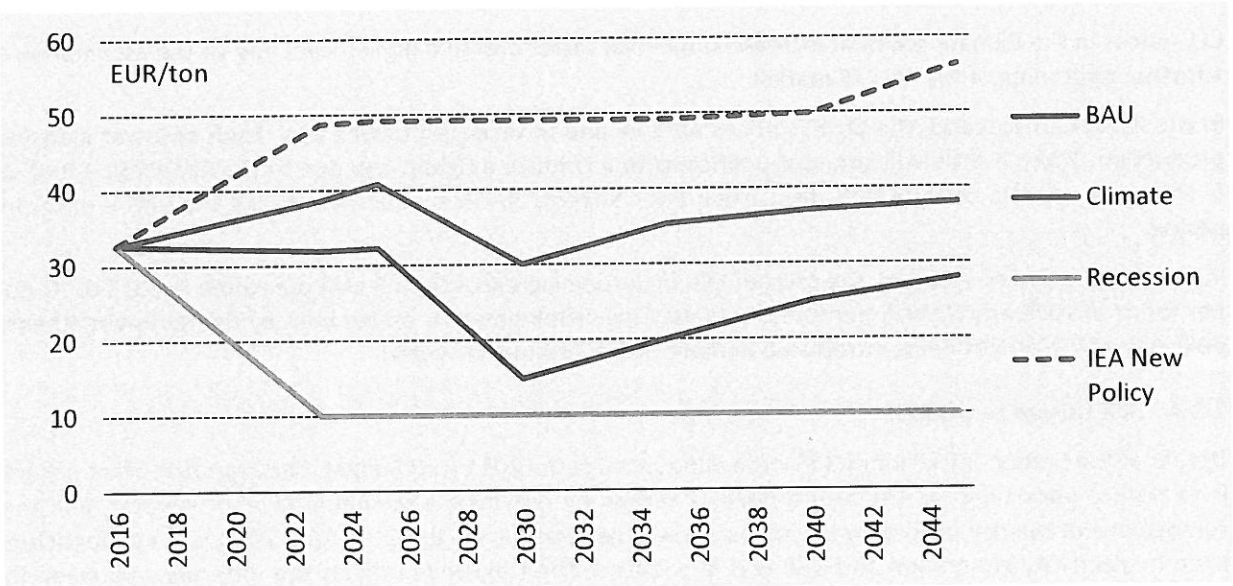
The floor-price targets are stated in real 2009 terms and are converted to nominal terms for the appropriate year using the Budget forecast RPI index. Since the tax is fixed in advance, the effective outturn price of carbon including CPS will therefore tend to vary from the target CPF as carbon prices fluctuate.

As long as the marginal plant is fossil fuel-fired, the cost of carbon price support is passed through into the wholesale market price of power. This clearly benefits and incentivizes zero carbon generation. It also favors more efficient and less carbon intensive forms of fossil fueled electricity generation. In this way gas-fired generation benefits in relation to coal, and more efficient new Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) benefits in relation to older less efficient plants. Carbon price support also means that prices in Great Britain are higher than prices in Continental Europe, other things being equal. Currently, CPS accounts for approximately £10/MWh in the GB wholesale price.

We expect the CPS to continue until 2025 at its current rate. After 2025 the CPS it is abolished, as coal fired power generation in the UK is phased out and the ETS price increases, diminishing the need for supporting the price of carbon in Britain. In the Recession scenario, the CPS is removed for the entire modelled period. The motivation of removing the CPS is twofold: First, while the CPS is an important income source for the treasury, the government also indicated not to increase it. Given the burden for the UK industry, there is a good chance that it may be removed. Second, after coal is phased-out, its importance as a climate measure diminishes. In any case, a prolongation of the CPS would increase both revenues and total welfare impact of NorthConnect, hence presenting an upside.

Our CPF assumptions are summarized in Figure 6. As for conversion of GBP to EUR, we applied an exchange rate of 1.4 EUR/GBP.

Figure 6: Carbon price floor assumptions (in EUR per ton CO_2; to be comparable with EU-ETS prices above)

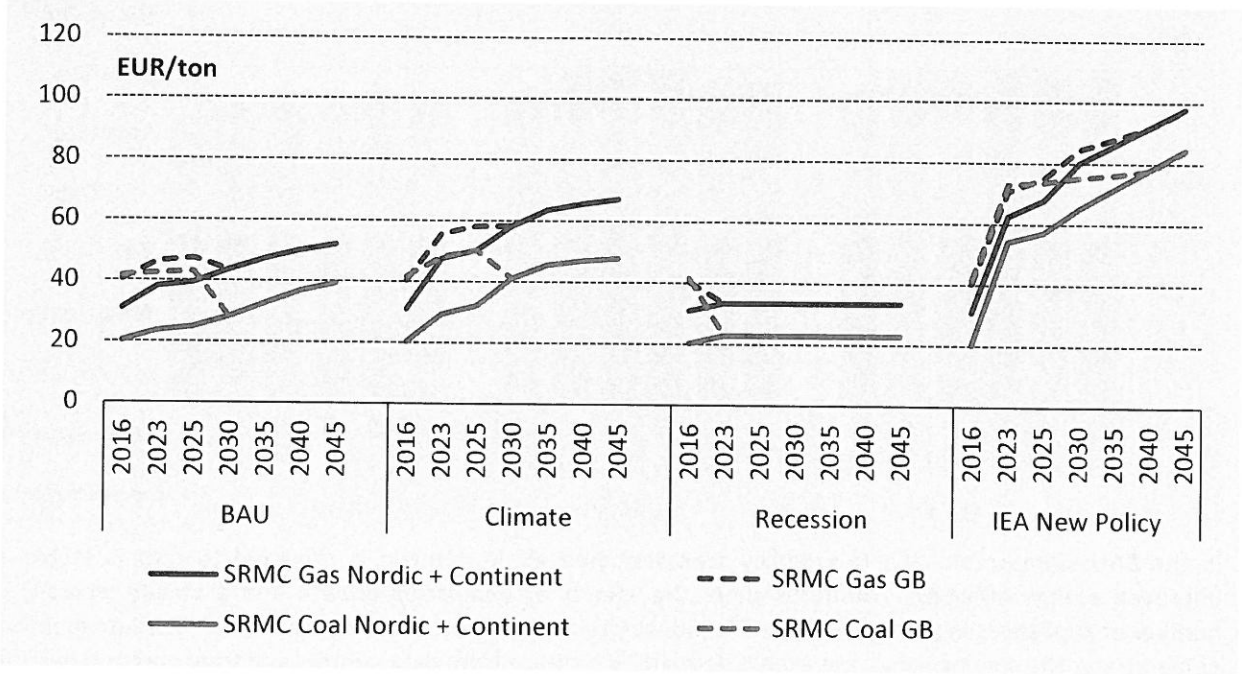


THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

2.2.5 Short run marginal cost

The resulting short-run marginal costs arising from the assumed fuel prices are shown in Figure 7, distinguished by coal and gas (CCGT) technologies in Great Britain and Continental Europe/Norway. The differences in the first years arise from different carbon prices due to the CPS in Great Britain resulting in a higher CO_2 price than in the EU ETS. The very high CO_2 price in the long end of the curve in the IEA scenario leads to the CPS heading to zero and resulting in the same SRMC in the UK and the Nordics. The SRMC in the BAU scenario lies somewhere between the Climate and the Recession scenario, while the IEA New Policy scenario implies by far the highest SRMC, approaching 100 EUR per MWh for gas fired power generation by 2045.

Figure 7: Short-run marginal costs assumptions for CCGT and coal fired generation (real 2016)[1]



2.3 Balances and interconnection

2.3.1 Nordics

The overall Nordic balance is an important driver for price levels in Norway. In general, one can say the higher the surplus, the lower the prices. The link between the two factors, however, depends on the degree of interconnection. Our assumptions are summarized in Figure 8.

In the BAU Scenario we expect significant RES buildout in the Nordic market area to meet the EU 2020 targets. The Nordic countries have chosen different measures to foster new RES investments. Norway and Sweden have implemented a market based electricity-certificate system (elcertificate) likely to foster 28.4 TWh of new renewable production by the end of 2020. Denmark uses a combination of tender processes for off-shore wind and feed-in tariffs for other RES technologies. Finland relies on feed-in tariffs. The different support systems will result in a significant growth in renewable energy production towards 2020 in the BAU scenario. Increase in renewable energy generation after 2020 is associated with the assumption of a continued focus on renewable energy in the EU and increasing CO_2-prices, as laid down in the 2030 targets.

[1] The short-run marginal costs are those of a standard coal and gas plant with an efficiency of 40% for coal and 54% for gas (CCGT).

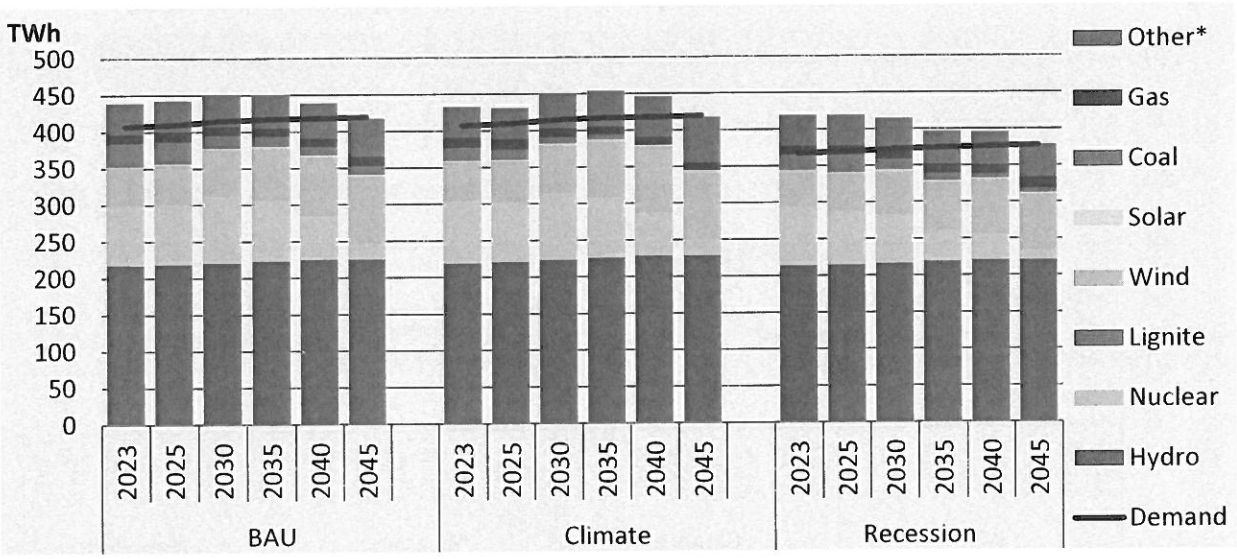
THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

In the BAU scenario, nuclear capacity is phased-out according to the (current) owners' estimates on the lifetime of each reactor. Coal-fired capacity will also be phased-out over time.

In the Climate scenario (and correspondingly in the IEA New Policy scenario) we assume all coal-fired power plants in North-Western Europe to be decommissioned by 2040. An increased climate focus further leads to increased wind investments, due to higher CO_2-prices and support systems for renewables. The higher power prices in this scenario also lead to a de-acceleration of the Swedish nuclear phase-out.

In the Recession scenario power prices fall drastically in the near future. Utilities react by reducing investments and accelerating decommissioning of old fossil-fuelled plants.

Figure 8: Demand and generation Nordics (incl. Denmark) in TWh



In the BAU, Climate and IEA New Policy scenarios, household demand is expected to remain stable as improved energy efficiency counterbalances the effects of population growth and a steady increase in number of appliances in the households. The industry sector is expected to show a modest increase in power demand over the coming years. We expect demand to increase from data-centres and transport and possibly also from the petroleum sector depending on the oil price developments. Overall, we expect an annual demand growth of 0.14% per annum for the period 2023 to 2045.

In the Recession scenario we expect an immediate crash in demand to 2009 levels, followed by a demand recovery similar to the years after 2009. The demand will however stay at a lower level than in the other scenarios throughout the forecasted period.

2.3.2 Great Britain

For the power market in Great Britain, the capacity balance is the more important variable, as a thermal system like that in Great Britain is capacity constrained rather than energy constrained. An overview of installed capacities and peak demand is given in Figure 9.

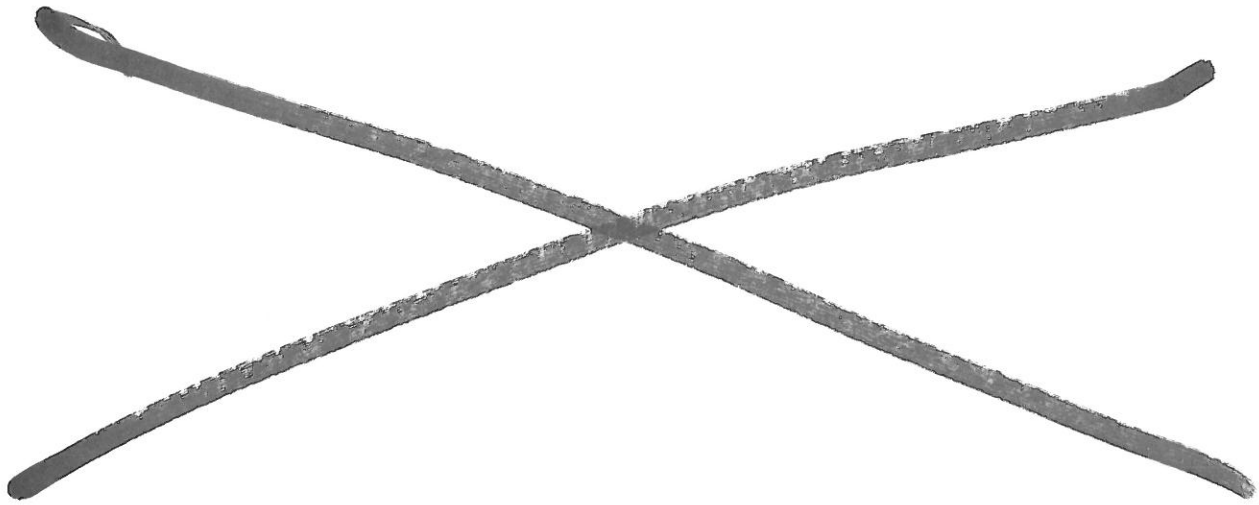
In the BAU scenario we assume that the majority of newly-built capacity is coming from renewable energy sources (particularly wind and solar), whilst nuclear capacity and thermal capacity with CCS also is assumed to increase from the late 2030s onwards. Gas capacity remains relatively stable throughout the modelling horizon; its use gradually changes from a dominant source of generation to increasingly one of system backup for renewable generation in the second half of the timeframe. Finally, from end of 2025 onwards we assume that all coal capacity in Great Britain has been retired.

In the Climate scenario (and correspondingly the IEA New Policy scenario) there is significantly greater wind and solar deployment compared to the BAU scenario, resulting in an almost 100% increase in their combined

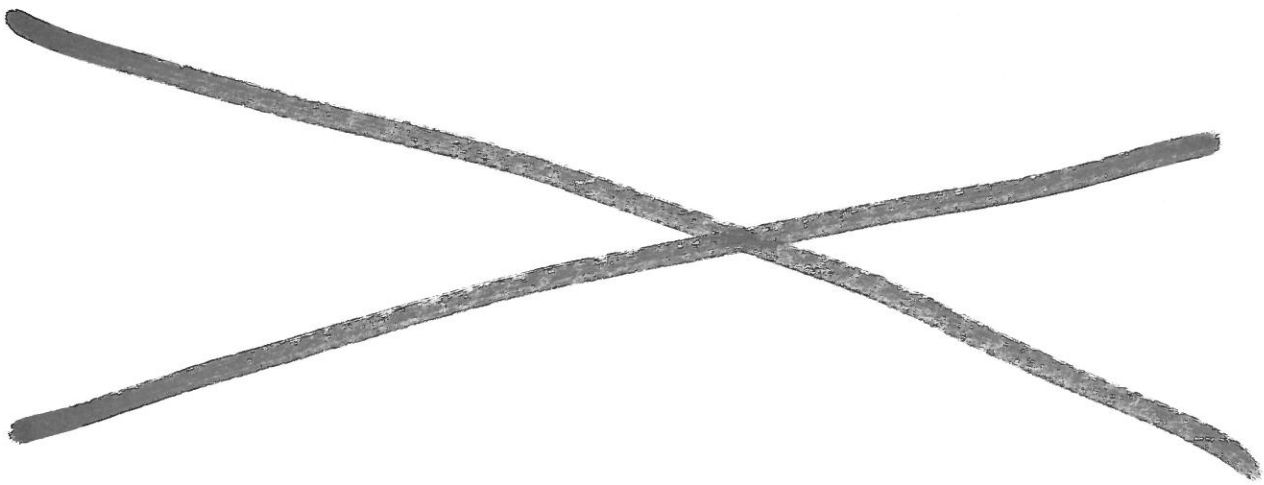
THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

capacity by 2045. The contribution of nuclear and thermal capacity with CCS is also significant, particularly from 2030 onwards. As with the BAU scenario, we assume that gas capacity remains relatively stable throughout the modelling horizon and from end of 2025 onwards all coal capacity in Great Britain has been retired.

In the Recession scenario we assume total capacity to remain fairly constant, reflecting a lack of demand growth. Coal is phased out after 2035. Otherwise, the capacity shares stay broadly the same over the timeframe. Consequently, the reliance of renewables is lowest in this scenario.



We have also evaluated the effect of splitting the Great Britain into price zones (bidding zones) with different prices in Scotland and the rest of Great Britain (England and Wales), based on the BAU scenario. In this case the capacity balance in Scotland was assumed as in Figure 10. As for the inner Net Transfer Capacity (NTC) between Scotland and Great Britain, we assumed a capacity of 6400 MW. The analysis showed that splitting the UK into Prize Zones would have no significant effects on NorthConnect revenues or its welfare impact. Hence, we omitted reporting explicit results for this case in this report.



Wholesale electricity demand in Great Britain is projected to rise on average between zero and 1% per annum over the timeframe in our analysis. For comparison, National Grid's 2015 Future Energy Scenarios (NG FES)

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

forecast an average increase of 0.4% per annum. Further, reductions in the energy intensity of the British economy combined with relatively subdued economic growth will tend to counteract increasing use of electricity in transport and heating so that net growth is significantly lower over the next 30 years than over the past 30 years. Furthermore, we expect the shape of demand in Great Britain to remain fairly constant, again in line with NG FES, such that peak demand grows at the same rate as total energy requirements. This is the shape of demand before demand-side response is taken into consideration; we model dynamic demand-side response separately as a source of generation.

In the BAU scenario, we have used our median estimate of 0.5% growth per annum for both peak demand and total energy.

In the Climate scenario and the IEA New Policy scenario we assume a higher rate of 1% per annum growth. In these scenarios, there is more of a drive to develop renewables and an associated increase in electrification to meet decarburization targets in the economy.

In the Recession scenario, we assume that electricity demand remains flat: both peak demand and total energy requirements are held constant over the timeframe.

In all cases, we forecast demand based on average cold spell (ACS) conditions.

2.3.3 Grid developments

For the developments of interconnections between countries, we mostly follow the outlined grid development plans of the TSOs, with some adjustments in the scenarios.

- As for Great Britain, we included the Viking (England – Denmark, 1000MW) and FABLink (England – France, 1400MW) in the BAU scenario. In the Recession scenario, we exclude Viking and FABLink.
- As for Norway, we follow the plans outlined by Statnett (i.e. the 1400 MW NordLink to Germany, and 1400 MW NSN link to Great Britain). Furthermore, we assume a second 700 MW link to the Netherlands by 2030. In addition, we assume a new link between Sweden and Germany in 2025 (600 MW) and a cable between Denmark and Netherlands in place by 2023 (700 MW) in addition to the Denmark-GB link and grid upgrades between Germany and Denmark. In the Recession scenario, the Denmark-GB link is excluded.

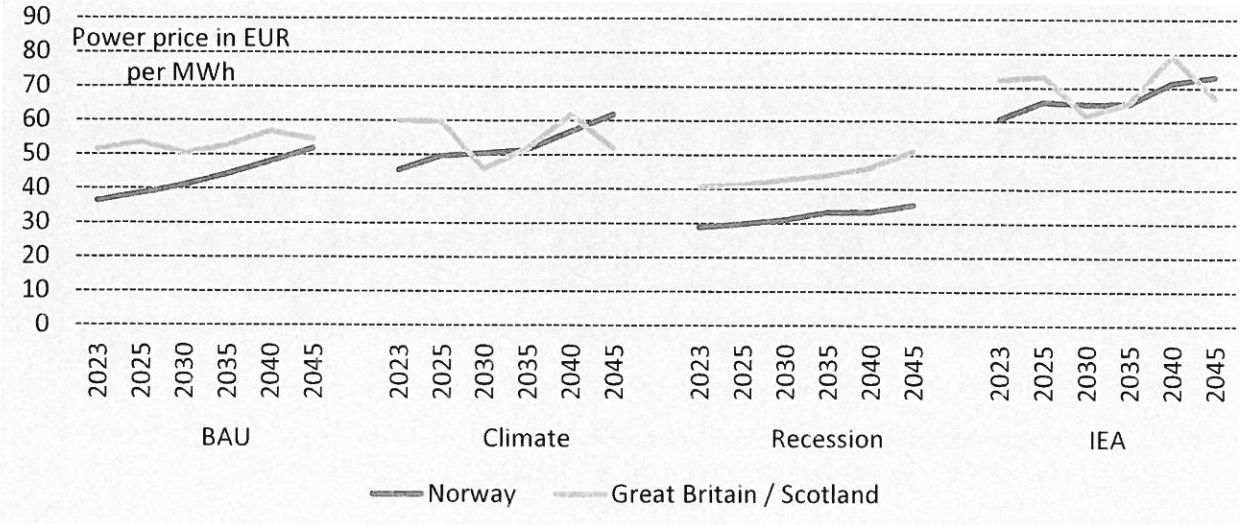
2.4 Resulting prices and price differences

2.4.1 Price levels

The assumptions outlined above result in modelled prices as shown in Figure 11. Increases in carbon and fuel prices, combined with tighter capacity and energy balances in Great Britain and Norway respectively, explain the general upwards trend of prices. The general reason for the price spread between the markets is twofold. Firstly, the CPS (when in place) creates a higher marginal cost for thermal production in GB than in the Nordic market resulting in a higher price level in GB, and secondly differences in the generation mix and the supply/demand balance create different price structures and different price levels in the two markets.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

Figure 11: Prices in Norway (NO) and Great Britain/Scotland (SCO) in the different scenarios (EUR/MWh real 2016)



In the BAU scenario, price differences are large, but decreasing with a weaker Nordic power balance in the long end of the curve. Also, towards 2045, the price in GB declines due to a strong growth in renewables resulting in the power price in significant number of hours being set directly by subsidized low carbon generation.

In the Climate scenario, the price gap in carbon prices is less, and additional RES capacities put additional downward pressure on prices in Great Britain, leading to more equal prices. The same holds for the IEA scenario, which uses different fuel prices, but otherwise the same assumptions on demand and generation capacities.

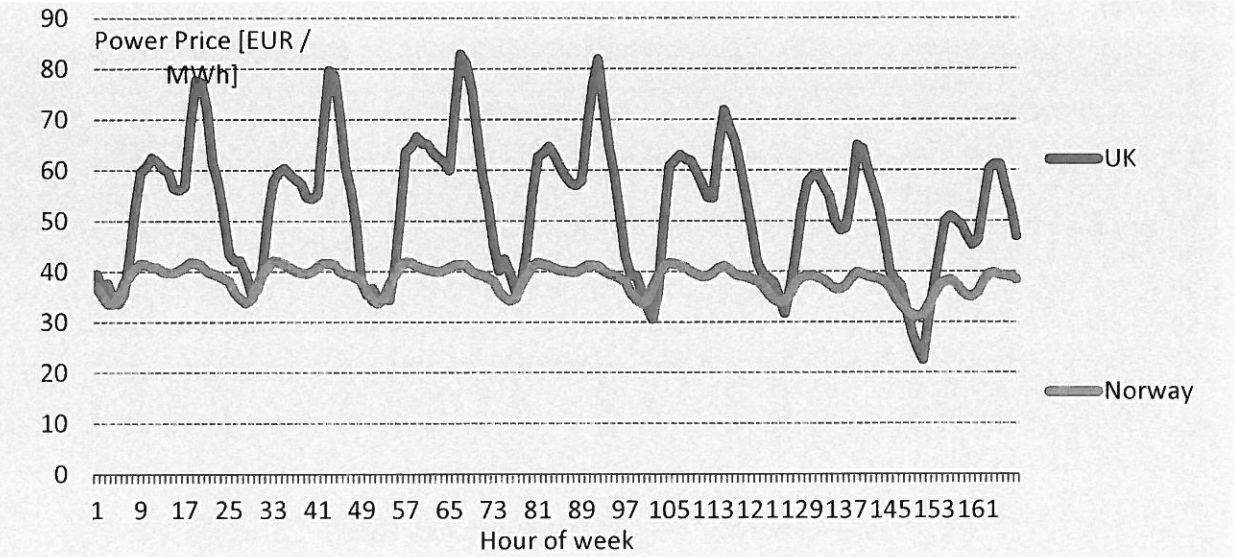
In the Recession scenario, fuel prices are generally low, yielding a price difference that is more characterized by the differences between short-run marginal costs for coal and gas.

2.4.2 Price structure

Not only price levels, but also price structures remain significantly different between Norway and Great Britain. Norway, with large amounts of hydro in the Nordic system, maintains a rather flat price structure, despite increasing shares of intermittent generation and increased interconnection. This is illustrated in Figure 12.

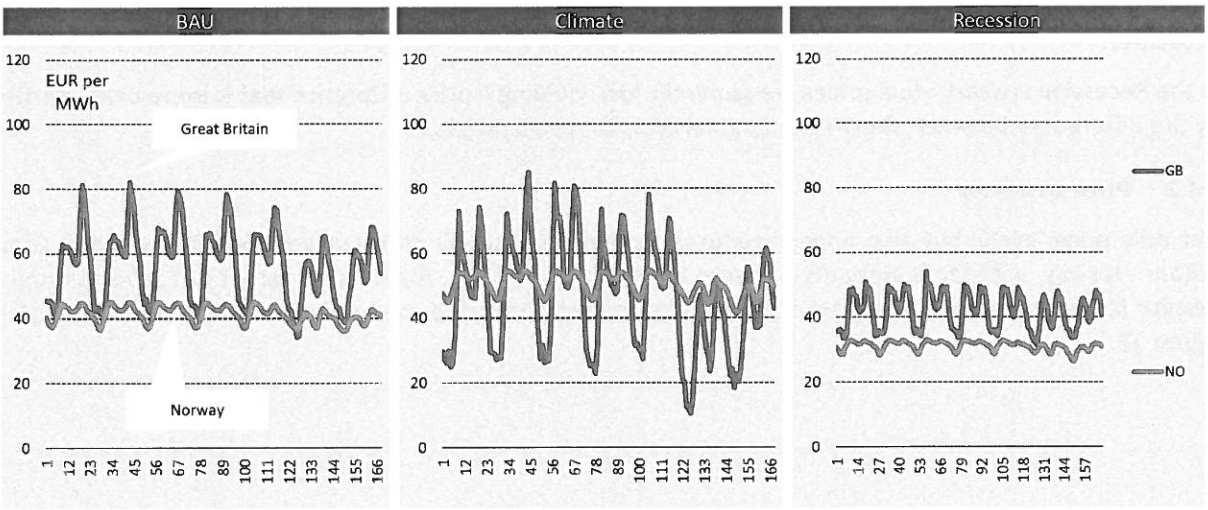
THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

Figure 12: Price structure (average) in 2025 BAU case (real 2016)



In the BAU scenario, prices are also in many off-peak hours higher in Great Britain than in Norway, largely due to the CPS. Correspondingly, flows on NorthConnect will be in the direction from Norway to Great Britain, also in many off-peak hours in this case.

Figure 13 Price structure in Norway and GB in 2030 in scenarios



A comparison of price structures for the year 2030 is given in Figure 12. As for the Climate scenario, the immense extension of renewable generation creates significant peak/off-peak price swings. In particular, in the weekends and at night time, when demand is low, prices approach very low levels. Although price levels are more equal in this scenario the peak/off-peak price differences in Great Britain create good conditions for arbitrage on a power cable. Flows on NorthConnect are in this scenario more balanced than in the BAU scenario or the Recession scenario.

The Recession scenario, on the other hand, yields not only a small general price spread between markets, but also day/night price variations are limited. Fuel prices are low, and renewable built-out is limited, resulting in a rather flat price structure. As gas prices also are low, flexibility provided by CCGTs or open cycle GT is also cheap.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

3 WELFARE EFFECTS

The overall welfare gains of an interconnector do not only arise from arbitrage revenues, but also from other market effects. These market effects can in some cases be measured (as, for example, the effect on consumers, producers, and other interconnectors via the price effect of the cable), and in some cases can only qualitatively be evaluated (as, for example, the value of system diversification). In addition, the costs of building and operating the cable should be taken into account.

Our welfare analysis is based on several quantifiable components, and on a number of non-quantifiable components:

1. **(+)** Spot market arbitrage (quantifiable)
2. **(+)** Revenues from other markets (partly quantifiable; large market and regulatory uncertainty)
3. **(+)** Capacity market income (quantifiable)
4. **(+/-)** Changes in producers' surplus (quantifiable)
5. **(+/-)** Changes in consumers' surplus (quantifiable)
6. **(+/-)** Changes in congestion rent on other interconnectors (quantifiable)
7. **(-)** Cost of cable – CAPEX and OPEX (quantifiable)
8. **(+/-)** System costs (partly quantifiable)
9. **(+/-)** Costs for (avoided) internal grid investments (partly quantifiable)

= quantifiable benefits and costs

10. **(+)** System diversification (qualitatively)
11. **(+)** Increased security of supply (qualitatively)
12. **(+)** Integration of renewable energy sources (qualitatively)
13. **(+)** Increased market liquidity (qualitatively)
14. **(-)** Costs related to local environmental impact of the cable (qualitatively)

= Overall welfare economic gains

Points 1, 2 and 3 yield the project specific income. Point 4 and point 5 account for the effect of price changes on producers' and consumers' surplus, while point 6 assesses the impact for other TSOs and cable owners. Point 7 assesses the cost of the cable. Point 8 assesses changes in system costs that may be the result of increased cable capacities. Point 9 addresses effects on internal congestions and hence the need for grid investments.

Point 10 evaluates the value of more stable prices related to the inflow uncertainty in Norway and the Nordic countries and wind uncertainty in GB. Point 11 looks at value of increased security of supply. Point 12 consider the additional amount of RES that can be integrated with the cable due to reduced RES curtailment. Point 13 looks at the effects of increased liquidity and better hedging opportunities. Point 14 assesses the local environmental impact of the new cables.

We (partly) quantify points 1 to 9 in our analysis. Points 10 to 14 are qualitatively assessed.

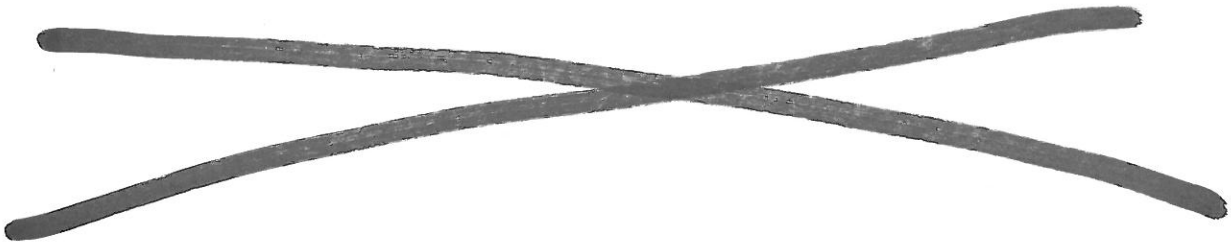
3.1 Quantifiable benefits and costs

Spot market arbitrage, capacity market income, and income from other markets (1) + (2) + (3)

The spot market arbitrage results and capacity market revenue is described in more detail in the THEMA report 2016-04 "NorthConnect Revenue Study". Table 3 below provides a summary of the revenue estimates.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

The arbitrage potential in the BAU case lies around EUR 200 mill. p.a. of which 30-40 mill. p.a arise from capacity market income. The IEA New Policy Scenario gives the highest arbitrage potential of up to EUR 500 mill. in 2045 with an additional 30 million in capacity market income in that year. Capacity market income will always be positive and hence increase the quantifiable welfare effects.



As discussed in detail in the revenue report we see a potential value/option to use the cable in other markets than spot markets by allocating a (small) part of the capacity to balancing services or intraday trading.

However, we find the benefit to be limited, due to the following reasons:

- For delivering some of these services, cable capacity may have to be reserved to provide these services.
- Reserving capacities for other markets than spot markets may be regulatory and operational challenging due to today's market design.
- Reserving capacity bears the risk of wrong allocation which may not be outweighed by the small benefit it represents.
- Markets for balancing services are quite small compared to spot markets.

A rough estimate indicates a potential upside in the magnitude of EUR 5-10 million p.a. However, due to the very large uncertainty (both market and regulatory uncertainty), we did not include it quantitatively in our overall assessment.

Price effect on producer, consumers and other interconnectors (4+5+6)

Cables change hourly prices in both markets. Producers gain from higher prices and consumers gain from lower prices. Weighing the changes in hourly prices with hourly generation and demand yields the changes in producers' and consumers' surplus respectively. As prices change, also the revenues on other interconnectors are affected.

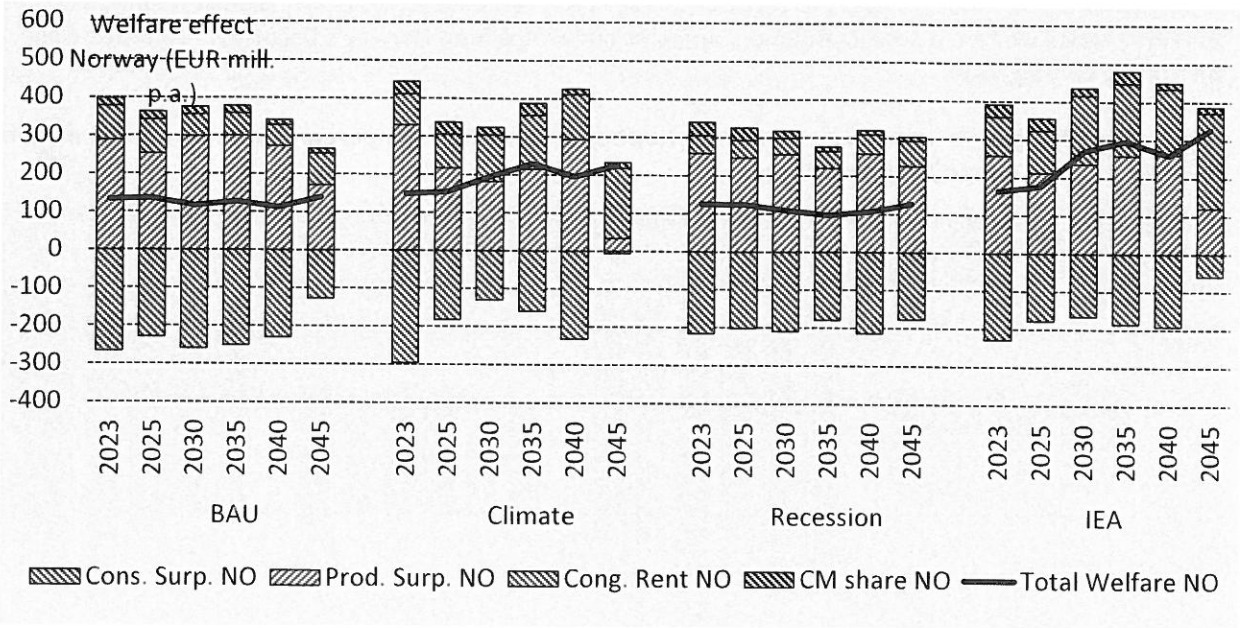
Welfare effects in Norway

The overall effect on producers, consumers, and the overall congestion rent on interconnectors (including revenue share of NorthConnect and its capacity market income share) are shown in Figure 14. As prices in Norway increase as a result of NorthConnect being realized, it is producers that largely gain, and consumers that largely lose (except from a few incidents where the effect on price structure plays a more important role). We estimate the overall price effect of NorthConnect to be in the magnitude of EUR 2 per MWh, varying with scenario and year modelled.

Including revenues from NorthConnect, the overall congestion rent of Norway increases. Thus, the decrease (or rather change) of congestion rent on existing interconnectors does not overcompensate the revenues of NorthConnect.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

Figure 14: Changes in producer-, consumer-surplus, and congestion rent on interconnectors (including revenue share of NorthConnect and its capacity market income share) in Norway



It should be noted that the sum of consumer surplus and producer surplus is positive. Thus, NorthConnect does not only yield a re-distribution between consumers and producers, but also creates value beyond the spot price arbitrage. The reason for this is that in a surplus situation where prices increase, the produced volume is higher than the consumed volume. Thus, the gain for producers is higher than the loss for consumers. In deficit situations where prices decrease, consumption is larger than generation. Furthermore, slight changes in the price structure imply that hydro producers gain more than consumers lose because they can shift generation to the more attractive peak hour prices.

Welfare effects in Great Britain

The picture for Great Britain is somewhat mirrored for consumers and producers. In Great Britain, it is the consumers that benefit from the interconnector. NorthConnect in particular decreases peak prices, where demand is high. While it may increase prices in off-peak hours with high intermittent generation, the weighted price effect is negative, reflected by a significant positive increase in consumer surplus. The overall average price effect is much more limited than the price effect in Norway as Great Britain is a much larger power market compared to the cable size. We estimate the overall average price effect to be in the magnitude of EUR -0.2 per MWh, varying with scenario and year.

For producers, on the other hand, the interconnector yields a reduced producer surplus. But as for Norway, the sum of changes in consumer and producer surplus is positive, as consumption in Great Britain is higher than domestic generation (due to a high import share). Also for the case of Great Britain, overall congestion rent when considering all interconnectors is positive.

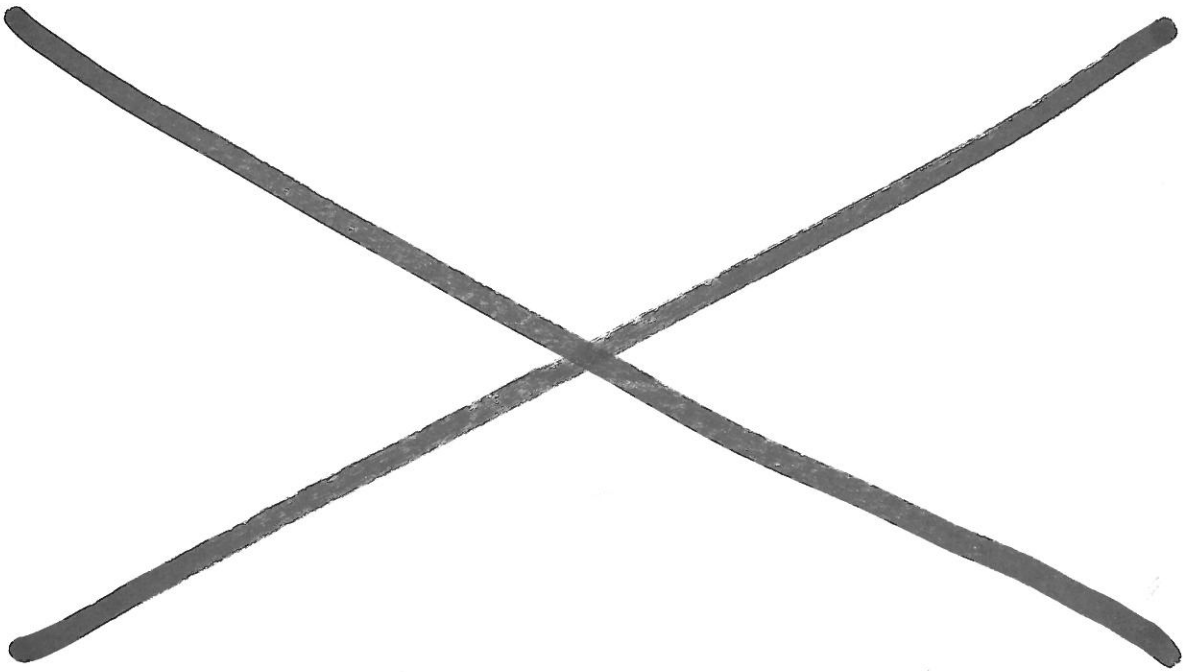
The accounting of capacity market revenues

Note that the accounting of capacity market revenues is different in the different countries. The capacity market revenues NorthConnect generates is a one-to-one redistribution of revenues from GB producers to the cable owners. Of this capacity market income, we attribute half to GB's welfare balance, and half to Norway's welfare balance in the overall welfare accounting. In sum, the welfare effect of the capacity market revenues is neutral.

For Norway and Great Britain in isolation, however, the effect is not neutral. In consequence, capacity market income increases the Norwegian welfare balance by half of the total capacity market revenues of

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

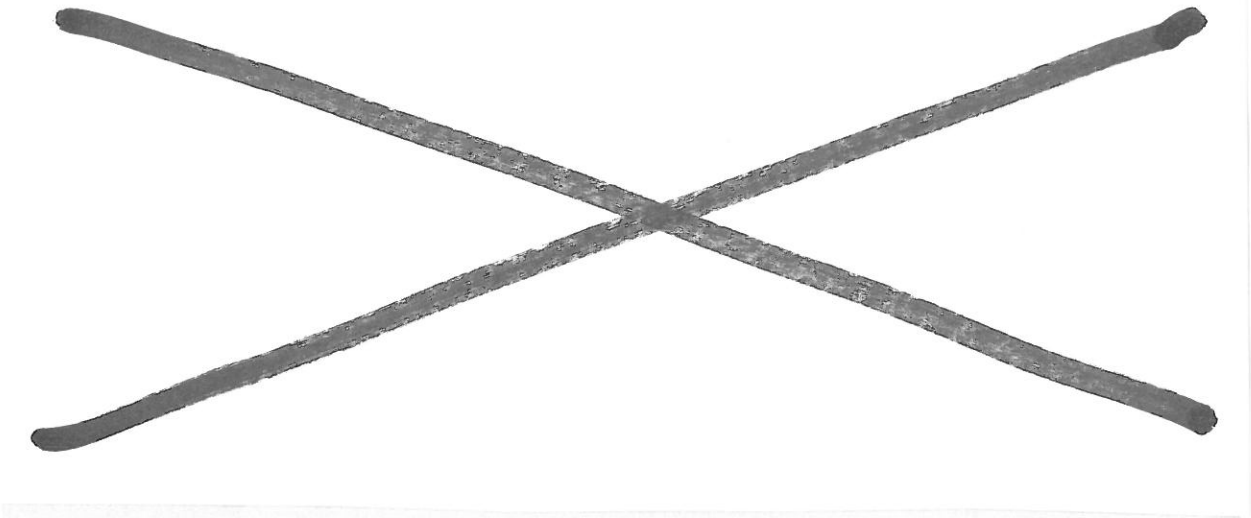
NorthConnect. For Great Britain, the capacity market income reduces the producer surplus by the entire capacity market revenues of NorthConnect, which is then only half offset by Great Britain's share of the capacity market revenues. Thus, the capacity market has – accounting wise – a negative impact on Great Britain's overall welfare if seen in isolation, and a positive impact on Norway's balance. In sum, the effect is neutral accounting wise.



Total quantifiable benefits and revenues

Figure 16 summarizes the overall quantifiable benefits and revenues. It shows total revenues of NorthConnect (red dotted line), including capacity market income. It also shows aggregated benefits for Norway (blue bars), Great Britain (orange bars), and in sum (black line). The welfare numbers are composed of changes of producer and consumer surplus, and changes on all interconnectors including NorthConnect. The producer surplus in Great Britain accounts for reduced capacity market income that is attributed to NorthConnect (see above for accounting of capacity market revenues).

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no



In all scenarios, except from the Recession scenario, the overall benefits are higher than the revenues alone. Thus, there is a welfare gain beyond the pure interconnector revenues. In the Recession scenario, benefits are limited, while they are still positive overall. In this case, the overall welfare gains for Great Britain, however, are negative.

Cost of the cable (7)

According to NorthConnect, the estimated operational and capital related costs are as follows:

- CAPEX EUR 1.676 mill (ref 2016)
- OPEX EUR 10 mill p.a. (ref 2016)

To be able to compare these numbers with the revenues and overall welfare benefits, one would have to annualize the capital costs. Using a 4% discount rate and a 40/year lifetime, one obtains an estimate of EUR 92 mill. p.a. for annualized CAPEX. Together with the OPEX, which is already an annual value, one obtains a total of EUR 102 mill. p.a. as annualized cable costs.

Change in system costs (8)

Statnett indicates that new cables necessitate upgrading of the internal grid in Norway to handle increased system stress induced by new cables (e.g. fast flow shifts from export to import, and vice versa). It is, however, difficult to estimate how much of the outlined grid investments are due to new cables, and how much are due to new RES investments, new demand (e.g. off-shore oil rigs) or simply the result of due maintenance. Furthermore, grid investments have a value as such, in form of increased system stability and security of supply.

In addition, new interconnectors may also increase transit costs, system operation costs, and losses. At the same time, depending on the system, cables might contribute to overall reduced system costs of balancing the system, possibly avoiding more expensive investments in supply-side, demand-side or grid flexibility measures. Note that there is a direct impact of NorthConnect in intra-day and balancing markets, even though the cable may not be directly employed in these markets. NorthConnect would "free" flexible generation from the spot market, and hence indirectly impact the supply of flexible generation in other markets.

In terms of system costs, NorthConnect provided the following estimates for system costs:

- Transit cost: NOK 500 mill. capitalized ref Statnett FTLA document table 2

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

- System operation cost: NOK 1850 mill. capitalized ref Statnett FTLA document table 2
- Transmission Loss: It is assumed that NorthConnect *reduces* losses to the amount of 160 GWh p.a. For the welfare estimation, we estimate the benefit as the product of the reduced losses (i.e. 160 GWh) and the respective Norwegian power price in the different years and scenarios. In net present value, this corresponds to a benefit of between EUR 100 mill. and EUR 200 mill. in NPV, depending on the power price in the respective scenarios.
- For Great Britain, the estimate is that NorthConnect does not impact system costs (EUR 0 p.a.)

Using an exchange rate of 9 NOK/EUR, a 40 year lifetime, and a discount rate of 4%, this yields annualized costs of EUR 92 mill. for CAPEX, EUR 10 mill. for OPEX, and EUR 2 mill. in other costs (valuating reduced losses with prices as in BAU scenario).

Cost for internal grid investments (9)

The NorthConnect cable would change flows and hence strain on internal Norwegian transmission lines. In our analysis, we find that NorthConnect would significantly relieve congestions, in particular between NO5 and NO1.

Without NorthConnect, we observe some price difference between NO5 and NO1, with lower prices in NO5 due to a significant power surplus in the area. NorthConnect allows a direct export opportunity for power in NO5, lifting prices in NO5 more than in NO1, hence reducing the strain on the transmission lines between NO5 and NO1.

Thus, congestions within Norway are significantly reduced, which in turn is likely to reduce internal grid investments. For the welfare assessment, NorthConnect provided the following estimate for the value of reduced grid investments:

- As required grid investment, we assume that 50% of the investment costs for the line Sogndal – Aurland can be applied, which reflects a cost of 425 mill. NOK in 2016 real values
- At the same time, we assume that an investment similar to Samnanger – Sauda can be *avoided*. This line has an estimated investment cost of 1600 mill. NOK in *2013* real values (ref. Statnett KVU 2013).

Thus, in total, using the assumptions above, NorthConnect has an additional value of 1300 mill. NOK reflecting avoided grid investments (taking inflation 2013-2016 into account).

It should be noted that a full-fletched and detailed grid and bottleneck assessment would require a detailed grid modelling exercise, something which was outside the scope of this report.

3.2 Non-quantifiable benefits

This section gives a general overview over non-quantifiable benefits and costs. A more detailed description regarding the benefits for the market in Great Britain, including carbon emission impact, can be found in the Baringa report "*Non-economic benefits of NorthConnect: A qualitative assessment of potential benefits to GB which are not fully quantified within the CBA framework*" from February 2016.

System diversification (10)

In the Norwegian and Nordic power market prices are highly affected by the hydrological inflow. In wet years, prices are low, and in dry years, prices are high, in particular towards and during winter time. Overall inflow may vary with +/-30 TWh compared to a hydrological normal year. With increasing hydro generation in the Nordic market, the variations may even increase over time. Some argue also that climate change will lead to more extreme inflow situations.

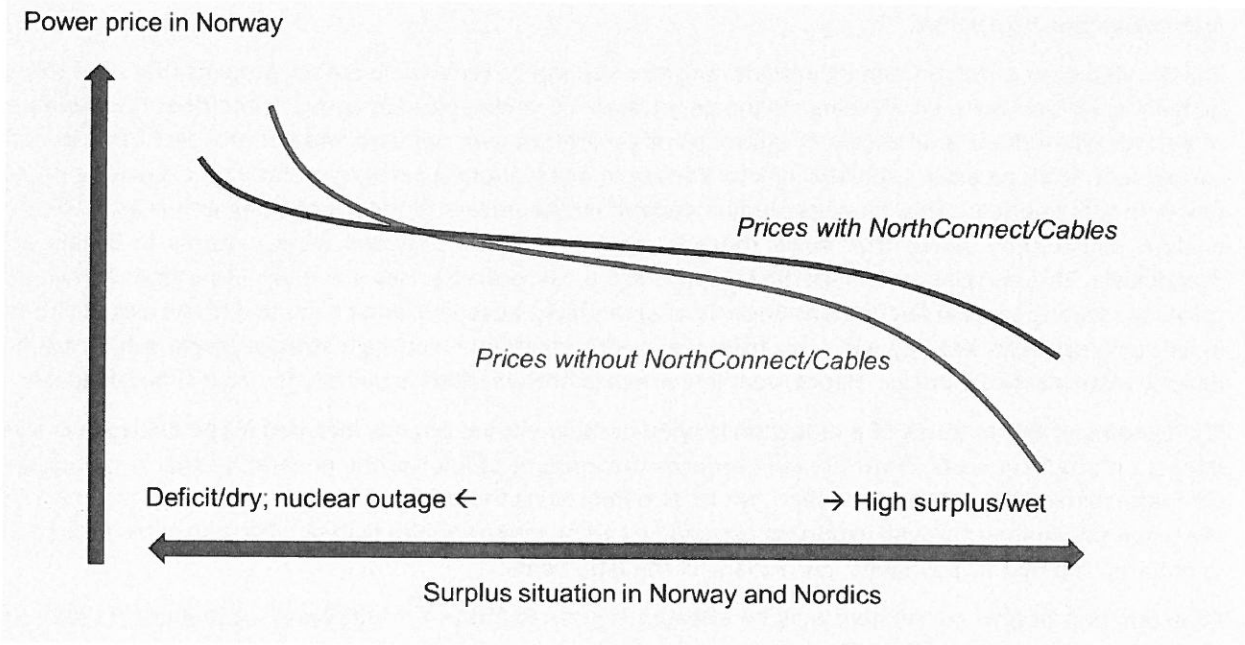
Interconnection cables reduce the price impact of inflow variations as they provide the option to import/export *directly* from the Continent or Great Britain in years with surplus/deficit. The price effects of

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

interconnectors are illustrated in Figure 17. In case of extreme inflow situations or precipitation events, NorthConnect would reduce the risk of spillage as it opens for export opportunities.

While one can quantify the price effects of the cable for different hydrological situations, it is challenging to quantify *the value* of the stabilizing effect (i.e. the value of reduced price volatility and uncertainty). Overall, however, we would argue that hedging costs are reduced. In a study THEMA conducted in 2011/2012 (THEMA Report 2012-15 *Renewables and Cables*) the value in terms of reduced hedging was estimated to be in the magnitude of several tens of millions of Euros p.a., although the marginal benefits decrease with the number of cables.

Figure 17: Price effect of cables depending on surplus situation (illustrative)



On the GB side, variations in wind power play an important role on prices. Wind power variation affect more in the short term and increased cable capacity will also reduce the price impact of wind variations as they provide the option to import/export *directly* from the Nordic market in periods with low/high wind power production. While the impact on hedging costs has not really been quantified, we argue that also the GB market benefits from more stable prices.

In any case, interconnectors are also an extra insurance against extreme events and price consequences thereof, something that also relates to security of supply.

Increased security of supply (11)

Security of supply is an important factor for interconnector benefits, despite it being difficult to quantify. What is evident is that both countries are in position to import more in a shorter timeframe than without the cable. This gives a positive value of security of supply even in the start of the analyzed period where the Nordic market most likely will have a surplus of power.

In Norway, NorthConnect will also lower the probability of rationing in late winter when reservoir filling is low after high consumption during winter and the snowmelt has yet to start. This effect will, based on our forecast, increase over time as the Nordic power balance weakens somewhat. Decisions on phasing-out four nuclear reactors in Sweden before 2020 and current discussions on early phase-out of other reactors also point to the possibility of importing power in strained periods becoming increasingly important. We must also expect, as has been seen in the past, that outages in nuclear facilities or other interconnections during winter periods might lead to an increased need of importing power in order to meet demand.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

It should be noted that for Norway NorthConnect provides both a security of supply in terms of capacity as well as in terms of energy. This is because the Nordic market may also be energy constraint in situations with little inflow and low availability of nuclear power. It may therefore also affect Statnett's costs of procuring "back-up" capacity in terms of energy options and in terms of the back-up gas plants they may operate in periods of extreme supply deficits.

Integration of renewable energy sources and CO_2 emission reductions (12)

With the recent push for renewables, both Continental and Nordic power markets risk experiencing strong short-term imbalances due to the intermittent nature of wind and solar. Increased interconnection would allow further build-out of renewables on both sides of the connection, provided they are cost-efficient at given market prices and support mechanisms. It is crucial that the development of renewables, grid, and interconnection is balanced.

The development of NorthConnect provides positive support to renewable energy projects that are likely to be built in GB over the next 25 years. As the penetration of renewables increases, so too does the likelihood of periods when there is an excess of intermittent generation over demand and the prospect of renewable curtailment. With an extra 1,400MW link to Norway in place, there is greater potential to export the excess power in some periods. This, however, would depend on the price in Norway not being as low as in GB. Our analysis consistently shows that while there is some correlation between wind patterns in Britain and Scandinavia, this correlation is imperfect. Furthermore, GB power prices are more likely than Norwegian prices to respond to wind fluctuations because of a) the high capacity of wind plant and b) the lack of storage in GB. Low prices in Norway will arise from wet hydro conditions and high storage levels, which are not directly relevant for GB prices. Hence, very low prices in both markets is unlikely to occur simultaneously.

The benefits of this in terms of a reduction in wind curtailment are already included in the analysis via their impact on producer costs. NorthConnect reduces the amount of low carbon generation that is curtailed in GB (particularly wind in the later years), whilst also improving the prices these plants are able to capture in the wholesale market through exporting excess low carbon generation to Norway. This can allow reductions in required top-up CfD payments, particularly in the later years.

An estimation of how curtailment may be affected is given in Table 4. Multiplying these numbers with the short-run marginal costs of gas plants would indicate the value of reduced wind curtailment (included in the producer surplus presented earlier).

Table 4: Reduction in renewable output curtailment with NorthConnect (GWh)

	2023	2025	2030	2035	2040	2045
BAU	177	200	346	580	474	1598
Climate	350	454	1886	2807	2227	4282
Recession	65	62	81	93	23	175
IEA New Policy	360	450	1807	2841	2306	4218

Interconnectors also increase the price "captured" by wind farms. Due to strong correlation between the output of different wind farms, the price in hours with high wind is often lower, thus yielding a negative premium for wind farms when compared to the average power price. Interconnection reduces the price risk for wind farms. We for example observe in our simulations that there is a much smaller number of hours with extreme low or negative prices when NorthConnect is operational.

Please note that we model renewable energy curtailment at the Day-Ahead stage, i.e. any curtailment in renewable output (for example wind or solar) that is required because the total amount of inflexible generation (renewables, nuclear and CHP) in the GB market exceeds demand (including demand from pumped storage units) plus exports. Thus we model renewable curtailment that is necessary in order to balance system generation with system demand: when curtailment occurs, prices in the market fall to the bid price of renewable generation, which in turn is influenced by the subsidy mechanism. We do not model

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

any curtailment that may take place because of local transmission bottlenecks or any curtailment that may take place in the Intraday market: this curtailment would have no impact on Day-Ahead market prices. It is worth noting that our model is based on perfect forecasting of demand and generation at the Day-Ahead stage; to the extent that the market has imperfect foresight, it is possible that there may be more curtailment (and low price events) than our modelling predicts.

There are also other studies and position papers on the impact of interconnectors on carbon emissions. In the paper "*ENTSO-E position on European Union policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030*" from May 2014, it reads that "[...] interconnectors, as one key element of the power grid, contribute to increasing social economic welfare, facilitate the integration of more renewable energy sources, help reduce CO2 emissions and are essential in contributing to market integration and system security. "

Another interesting study in this respect is the Agora Energiewende report "*Increased integration of Nordic and German Electricity systems*" from 2015. A key finding of this study was that closer integration will reduce CO_2 emissions due to better utilization of RES generated electricity.

Liquidity effects (13)

A key pillar in the EU is to create a resilient and integrated energy market across the EU - the Internal Energy Market, and surrounding markets. To this end, new power lines are being built to develop EU-wide networks for electricity, and common rules are being designed to increase competition between suppliers and to promote consumer choice. The integrated European electricity market will be beneficial due to better use of production resources, increased liquidity creating a transparent and reliable price formation and hence increase welfare.

Cost associated with local environmental impact (14)

NorthConnect as a subsea cable will have some local environmental impact, since transformers on both side of the cable will lay claim to land, potentially give visual pollution and create some noise. If realization of NorthConnect leads to internal grid investments in the respective countries being necessary, this might lead to further local environmental impacts:

- Area occupation
- Limiting recreation and outdoor activities
- Create landscape effects and landscape adaptation
- Noise
- Ecological effects, especially regarding animals

Overall, however, it can be argued that NorthConnect will have a limited environmental impact. This is also supported by a study looking into the impact of sea cables[2]. Furthermore, also the official Norwegian report on Energy (NOU 2012:9) assesses the local environmental impact of interconnectors to be limited.

[2] Please see report 4 from "Sjøkabelutredningen», dated February 1st 2011

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

4 NPV CONSIDERATIONS

4.1 Summary of NPV estimates and rate of return

To include costs estimates in our analysis, we performed a net present value (NPV) analysis of NorthConnect. Costs estimates on investment costs and operational costs were provided by NorthConnect. Other cost, such as system costs, were also provided by NorthConnect, and are based on Statnett estimates.

The assumptions are:

- CAPEX: EUR 1.676 mill. (ref 2016). The CAPEX is distributed over a time span of 3 years prior to the first year of operation. The NPV of the CAPEX in the year the cable becomes operational is therefore slightly higher (EUR 1.813 mill. when applying a 4% discount rate).
- OPEX: EUR 10 mill. (ref 2016)
- Transit cost: NOK 500 mill. capitalized ref Statnett FTLA document table 2
- System operation cost: NOK 1850 mill. capitalized ref Statnett FTLA document table 2
- Transmission Loss: It is assumed that NorthConnect *reduces* losses to the amount of 160 GWh p.a. For the welfare estimation, we estimate the benefit as the product of the reduced losses (i.e. 160 GWh) and the respective Norwegian power price in the different years and scenarios.
- Avoided grid investments: We assume that the realization of NorthConnect leads to avoided grid investments in the magnitude of 1300 mill. NOK.
- For Great Britain, the estimate is that NorthConnect does not impact system costs (EUR 0 p.a.)

We applied a lifetime of 40 years, a discount rate of 4% (in line with public infrastructure investments), and an exchange rate of 9 NOK/EUR. For the NPV calculations, we assumed that CAPEX is distributed equally over three years prior to the first year of operation.

Table 5: NPV of NorthConnect in EUR mill. (40-year lifetime, 4% discount rate)

Socio Economic benefits	NO	GB	Total
BAU	1566		
Climate	3009		
Recession	1276		
IEA	4407		

In the Recession scenario, price differences are low to begin with, and price volatility is limited, hence limiting the value and benefits of additional interconnectors.

Our NPV estimates are summarized in Table 5. In all cases, other than the Recession scenario for Great Britain, NorthConnect generates a positive NPV. The reason for the negative NPV in the Recession scenario is that price differences are low to begin with, and price volatility is limited, hence limiting the value and benefits of additional interconnectors. Overall, benefits are highest in the Climate and the IEA scenario, as these are the scenarios with highest prices and price volatility, due to large shares of renewable generation.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

Table 6: Internal rate of return of NorthConnect in percent[3]

Socio Economic benefits	NO	GB	Total
BAU	13 %		
Climate	18 %		
Recession	11 %		
IEA	22 %		

Interpreting NPV values is sometimes difficult. We have therefore also included an analysis of the internal rate of return of NorthConnect. The results are summarized in Table 6. As it can be noticed, the internal rate of return is positive in all cases but the Recession scenario for GB. Corresponding with NPV values, the IRR is highest in the Climate and IEA scenario.

Please note that the use of IRR is not uncontroversial. This is due to the fact that in case of the cash flow changing signs (i.e. +/-) over lifetime, the IRR is not well defined and can result in multiple solutions. The NPV is therefore a more robust indicator than IRR.

4.2 Detailed tables for all scenarios

We conclude this report with detailed overview tables for NPV, rate of return, and a break-down into the different welfare and cost components. The tables are based on 4% discount rate and a 40-year lifetime. For years in-between the modelled snapshot years, we applied linear interpolation.

Please note that the CAPEX is distributed over a time span of 3 years prior to the first year of operation. The NPV of the CAPEX in the year the cable becomes operational is therefore slightly higher (EUR 1.813 mill. when applying a 4% discount rate).

Please also note that changes NorthConnect has on *internal* bottleneck income (i.e. congestion rent income on transmission between Norwegian price zones) is accounted for by changes in Producer and Consumer surplus. In general, changes on *existing inner* Norwegian lines have no net welfare effect. They only have a distributional effect accounted for already by the price effect on consumers and producers.

Table 7: NPV and rate of return estimates for BAU case (mill. EUR)

Type of value	NO	GB	Total
Spot market revenues	1524		
Balancing revenues	0		
Capacity market revenues	335		
Investment costs	-907		
Operational costs	-99		
Project profitability	**853**		
Cons & Prod Surplus	782		
ΔCongestion rent other interconnectors	-96		
Internal grid re-enforcement costs	145		
Transit cost	-56		
System cost	-206		
Internal losses	143		
Terminal value	0		
Sosioec. Gain	**1566**		
Internal rate of return (nominal IRR) project	13 %		
Payback year project (nominal)	2030		

[3] In case of a purely negative income stream (in case of Recession scenario for GB) the rate of return is not defined.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

Table 8: NPV and rate of return estimates for Climate case (mill. EUR)

Type of value	NO	GB	Total
Spot market revenues	2794		
Balancing revenues	0		
Capacity market revenues	440		
Investment costs	-907		
Operational costs	-99		
Project profitability	**2228**		
Cons & Prod Surplus	831		
ΔCongestion rent other interconnectors	-106		
Internal grid re-enforcement costs	145		
Transit cost	-56		
System cost	-206		
Internal losses	173		
Terminal value	0		
Sosioec. Gain	**3009**		
Internal rate of return (nominal IRR) project	18 %		
Payback year project (nominal)	2029		

Table 9: NPV and rate of return estimates for Recession case (mill. EUR)

Type of value	NO	GB	Total
Spot market revenues	1202		
Balancing revenues	0		
Capacity market revenues	342		
Investment costs	-907		
Operational costs	-99		
Project profitability	**539**		
Cons & Prod Surplus	914		
ΔCongestion rent other interconnectors	-165		
Internal grid re-enforcement costs	145		
Transit cost	-56		
System cost	-206		
Internal losses	103		
Terminal value	0		
Sosioec. Gain	**1276**		
Internal rate of return (nominal IRR) project	11 %		
Payback year project (nominal)	2031		

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

Table 10: NPV and rate of return estimates for IEA case (mill. EUR)

Type of value	NO	GB	Total
Spot market revenues	3816		
Balancing revenues	0		
Capacity market revenues	440		
Investment costs	-907		
Operational costs	-99		
Project profitability	**3250**		
Cons & Prod Surplus	1175		
ΔCongestion rent other interconnectors	-118		
Internal grid re-enforcement costs	145		
Transit cost	-56		
System cost	-206		
Internal losses	216		
Terminal value	0		
Sosioec. Gain	**4407**		
Internal rate of return (nominal IRR) project	22 %		
Payback year project (nominal)	2028		

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

DISCLAIMER

THEMA Consulting Group AS (THEMA) expressly disclaims any liability whatsoever to any third party. THEMA makes no representation or warranty (express or implied) to any third party in relation to this Report. Any release of this Report to the public shall not constitute any permission, waiver or consent from THEMA for any third party to rely on this report.

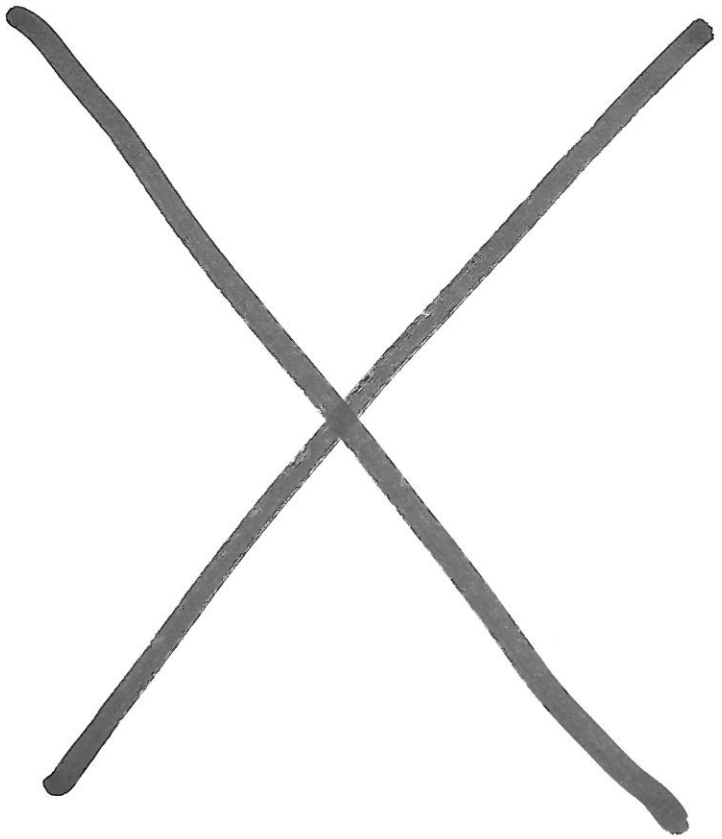
THEMA acknowledges and agrees that the Client may disclose this Report (on a non-reliance basis) to the Client's affiliates, and any of their directors, officers, employees and professional advisers provided that such receiving parties, prior to disclosure, have confirmed in writing that the disclosure is on a non-reliance basis.

THEMA does not accept any responsibility for any omission or misstatement in this Report. The findings, analysis and recommendations contained in this report are based on publicly available information and commercial reports. Certain statements contained in the Report may be statements of future expectations and other forward-looking statements that are based on THEMAs current view, modelling and assumptions and involve known and unknown risks and uncertainties that could cause actual results, performance or events to differ materially from those expressed or implied in such statements.

THEMA Consulting Group
Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo, Norway
www.thema.no

APPENDIX 2: OVERVIEW TABLE WELFARE*

Scenario		I Cons. Surp. NO	J Prod. Surp. NO	K Cong. Rent NO	L=I+J+K **Welfare Spot NO**	M CM share NO	N=M+L **Total Welfare NO**	O Cons. Surp. GB	P Pro. Sur.GB (incl.CM)	Q Con. R. GB (incl.CM)	R=O+P+Q **Total Welfare GB**	S=N+R **Total Welfare NO + GB**
BAU	2023	-266	289	88	**111**	21	**132**					
	2025	-229	253	90	**114**	21	**134**					
	2030	-259	299	57	**97**	19	**116**					
	2035	-251	300	59	**108**	18	**127**					
	2040	-230	273	55	**99**	13	**112**					
	2045	-127	171	82	**126**	13	**140**					
Climate	2023	-295	329	82	**115**	33	**148**					
	2025	-182	216	89	**123**	31	**154**					
	2030	-130	183	121	**174**	20	**194**					
	2035	-159	215	141	**197**	31	**228**					
	2040	-231	293	117	**179**	15	**194**					
	2045	-6	33	184	**211**	15	**226**					
Recession	2023	-215	259	46	**90**	35	**125**					
	2025	-202	246	46	**91**	33	**124**					
	2030	-209	256	44	**91**	18	**109**					
	2035	-180	220	44	**85**	11	**96**					
	2040	-213	258	51	**96**	11	**107**					
	2045	-176	226	67	**117**	11	**128**					
IEA	2023	-228	256	102	**130**	33	**163**					
	2025	-178	212	111	**146**	31	**177**					
	2030	-166	236	180	**250**	20	**270**					
	2035	-185	257	192	**264**	31	**295**					
	2040	-191	261	174	**243**	15	**259**					
	2045	-59	121	250	**312**	15	**327**					



** All numbers are in EUR mill. p.a.*

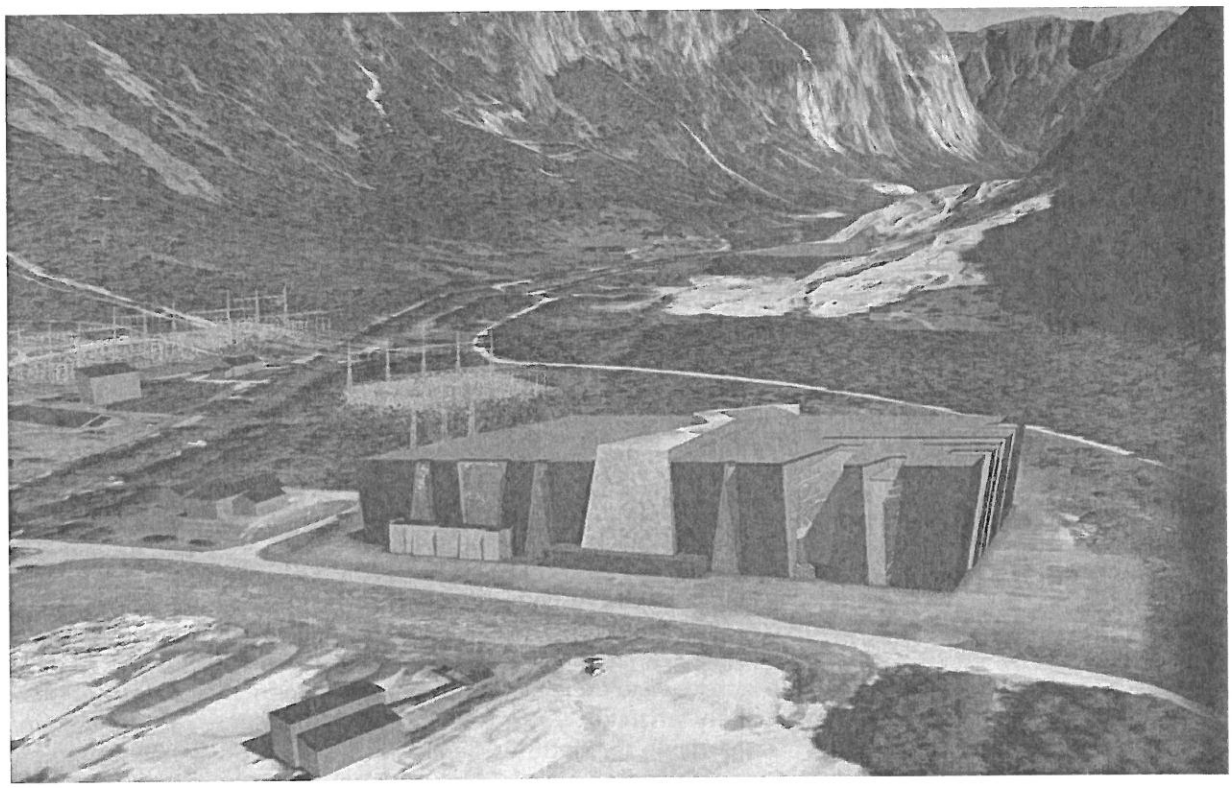
KONFIDENSIELT

2017

SØKNAD OM KONSESJONER FOR Å EIE OG DRIFTE UTENLANDSFORBINDELSE TIL STORBRITANNIA

VEDLEGG B - REALISERINGSEVNE OG FINANSIERING

Juni 2017

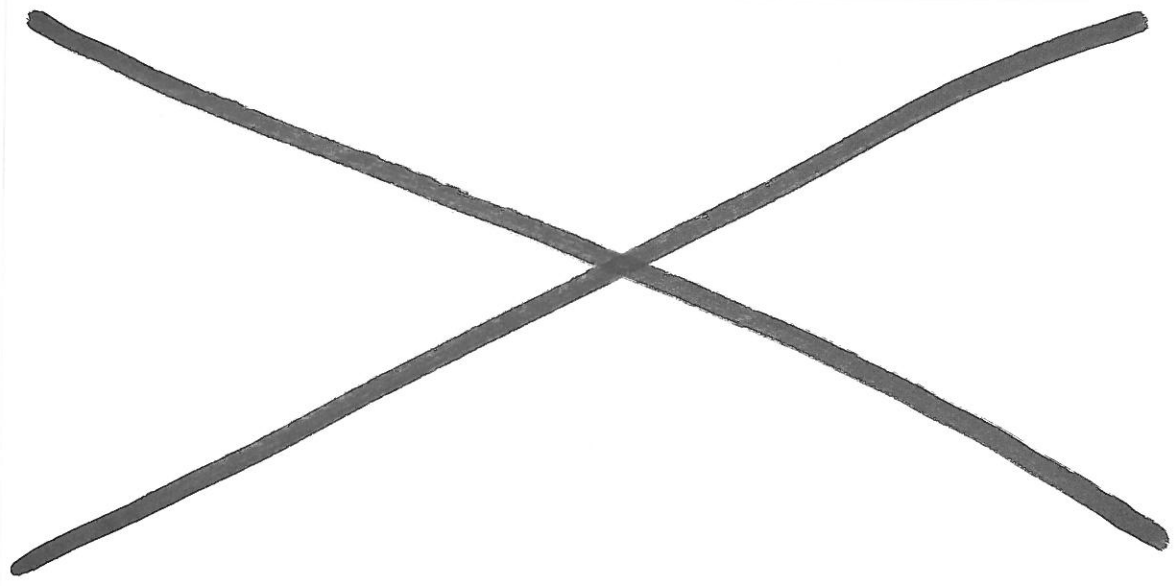


REALISERINGSEVNE OG FINANSIERING

Samtlige av NorthConnects eiere har solid kapitalbase og relevant erfaring i å gjennomføre store komplekse prosjekter og er dermed i utgangspunktet godt egnet for å gjennomføre prosjekt som en utenlandsforbindelse. [redacted] ***Vi legger videre til grunn at NorthConnect får betingelser som muliggjør en risikoavlastning i tråd med det som er diskutert med OED og beskrevet i del III i søknaden.*** [redacted]

1. GJENNOMFØRINGSEVNE

NorthConnects eiere er alle velrennomerte og store kraftselskaper med offentlig nordisk eierskap. De har omfattende erfaring med utvikling, bygging og drift av store produksjonsanlegg. Vattenfall har også omfattende erfaring med utvikling, bygging og drift av store offshore vindparker med flere internasjonale partnere og JV-struktur. Videre har Vattenfall hatt en sentral rolle i utvikling og bygging av tre nordiske kabelprosjekter samt eierskap i driftsfasen (SwePol Link, Kontek, Baltic Cable). I tillegg har Agder Energi og Lyse har vært vital i utviklingen av et kabelprosjekt mellom Norge og Tyskland (NORGER) som senere ble kjøpt av Statnett og integrert i NordLink-prosjektet. NorthConnect har således kompetente eiere med relevant erfaring og nødvendig kompetanse for å gjennomføre store infrastruktur prosjekter innenfor energisektoren som kabelprosjektet NorthConnect. [redacted] Videre har prosjektet nylig fått tildelt EU-støtte (Connecting European Facility -CEF) på 100 millioner kroner samtidig som eierne har vedtatt å utvikle prosjektet frem til en investeringsbeslutning i 2019.

2. EIERSKAP OG FINANSIERING

HVDC-kabelprosjektet utføres via NorthConnect som er et joint venture mellom Agder Energi AS (22,25 %), E-CO Energi AS (22,25 %), Lyse Produksjon AS (22,25 %) og Vattenfall AB (33,25 %).