

NorthConnect
Pb 603 Lundsiden
4606 Kristiansand S

Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0022 Oslo

Vår dato: 10.03.2020
Deres dato: 10.12.2019
Vår ref.: NCGEN-LE-NCT-OED-0001
Deres ref.: 17/1309

Høringssvar på «Høring av NVEs vurdering av søknader fra NorthConnect KS og utredning av rammebetingelser og prisutvikling i kraftmarkedet for Norge og Nord-Europa»

Innhold

Sammendrag	4
1 Innledning	8
2 Utsiktene i kraftmarkedet har endret seg vesentlig i forhold til NVEs forutsetninger	9
2.1 Mye mer vindkraft i Storbritannia (~50 TWh) enn det NVE har lagt til grunn	9
2.2 Betydelig lavere kjernekraftproduksjon (~40-50 TWh) i Storbritannia enn NVE har forutsatt.....	10
2.3 Kraftoverskuddet i Norge og Sverige vil komme tidligere enn det NVE har tatt utgangspunkt i (~30-40 TWh i 2022-2023)	11
2.4 Oppdateringer av forutsetninger bedrer lønnsomheten.....	13
3 Bedret samfunnsøkonomisk lønnsomhet	15
3.1 NorthConnect er robust samfunnsøkonomisk lønnsom	15
3.2 Kraftmarkedsmodellene underestimerer prisvolatiliteten og dermed handelsinntektene.....	15
3.3 Nyere beregninger med oppdaterte forutsetninger.....	16
3.4 Oppdaterte forutsetninger gir vesentlig reduksjon i anslått produsent- og konsumentoverskudd i forhold til NVE sin analyse	17
3.5 NorthConnect gir netto økning i flaskehalsinntekter.....	19
3.6 Interne og eksterne flaskehalsinntekter i Norge.....	20
3.7 Økte handelsinntekter med reduserte nettap	20
3.8 Flaskehalsutfordringer i Storbritannia en mulighet for NorthConnect.....	21
3.9 Det vil ikke bli etablert flere prisområder i Storbritannia	21
3.10 «Struping» (begrensning i importkapasitet fra Norge) er ikke aktuelt uten tilhørende kompensasjon.....	22
3.11 Utnyttelse av dynamisk overlastkapasitet for økt handel når prisforskjellene er høyest, samt levering av systemytelser og balansetjenester øker inntektene vesentlig for NorthConnect	23
3.12 Lavere transittkostnader	25
3.13 Deltagelse i kapasitetsmarkedet	27
3.13.1 Inntekter fra det britiske kapasitetsmarkedet	27
3.13.2 Tilgjengelighetsfaktor (Derating Factor (DRF)).....	27
4 Det store kraftoverskuddet som bygger seg opp i det norsk-svenske markedet presser kraftprisen betydelig ned	30
4.1 NorthConnect begrenser økningen i nettleie	30
4.2 Interne flaskehalser.....	31
4.3 NorthConnect vil føre til lavere systemdriftskostnader enn det NVE har anslått.....	32
5 NorthConnect forbedrer utnyttelsen av fornybar energiproduksjon i Skottland og kutter klimagassutslipp betydelig	34
5.1 NorthConnect forbedrer utnyttelse av fornybar energiproduksjon i Skottland	34
5.2 NorthConnect reduserer klimagassutslipp	35
6 Begrenset tidsvindu for realisering av NorthConnect.....	38
6.1 Cap and Floor vindu – risiko for å ikke få flere muligheter til å bygge en handelsforbindelse til Storbritannia	38
6.2 Leveringstid og kostnader for innkjøp av nøkkelkomponenter	39

7	Ny lønnsomhetsvurdering og regulering av kabelen	40
7.1	Lønnsomhetsvurdering	40
7.2	Regulering	41
7.3	Levetid for kabel – framtidige saneringskostnader – overførsel av eierskap	42
7.4	Inntektstak og vurdering av prosjektet «stand alone»	43
7.5	Avregningsperiode	45

Sammendrag

NorthConnect er en samfunnsøkonomisk lønnsom utvekslingskabel for fornybar energi mellom Norge og Skottland. NorthConnect vil bidra med betydelig kutt i klimagassutslipp i Storbritannia, vesentlige inntekter til norske kommuner og den norske staten. Samtidig vil tempo og omfang i utbygging av fornybar energi gjøre at prisen på strøm for norsk industri og husholdninger vil falle i årene som kommer. Tidsvinduet for bygging av NorthConnect er imidlertid begrenset.

Vind og vann gir vinn-vinn for Norge og Storbritannia

Storbritannia og EU er ledende aktører i klima- og energipolitikken. Våre naboland bygger derfor ut store mengder variabel fornybar energi. Det gjør at Norge, som har om lag halvparten av magasinkapasiteten for vannkraft i Europa, kan og bør videreutvikle sin unike posisjon innenfor fleksibilitet og lagring for å øke verdiskapingen for det norske samfunnet.

I tiden fremover vil kraftoverskuddet i våre naboland øke betydelig slik at vi i økende grad kan importere billig strøm når det er overskudd av sol og vind, og selge dyrt når det er mangel på strøm i våre naboland og kostbare produksjonsressurser må startes opp. Dette forutsetter økt utvekslingskapasitet, som gir mer stabile priser og reduserer investeringsrisiko for utbyggere av fornybar kraft. Redusert risiko gir grunnlag for å bygge ut ny fornybar-produksjon på begge sider av utvekslingsforbindelsen.

Det britiske kraftmarkedet har en felles pris både for England, Wales og Skottland. Det er tilknytning til dette markedet som gir høyest samfunnsøkonomisk lønnsomhet for Norge. Tilknytning i Sima på norsk side og Peterhead i Skottland bidrar også til reduserte nett- og systemkostnader på begge sider. NorthConnect gir tilgang til fleksibilitet og lagring som utgjør en forskjell, både for Norge og for Storbritannia.

Økt utveksling med Storbritannia bidrar til betydelige klimakutt og til å styrke norsk samfunnsøkonomi ved at en naturressurs, lagret vann, får høyere verdi. Denne merverdien tilfaller det norske samfunnet i form av skatter, avgifter og utbytter.

Svært robust samfunnsøkonomi

Vi legger til grunn at NorthConnects søknad behandles på lik linje med andre mellomlandsforbindelser, på basis av kriteriene i energiloven. Det vil si samfunnsøkonomisk lønnsomhet og hensyn til effektiv og sikker kraftutveksling. Isolert priseffekt av kraftkabler har ikke tidligere vært brukt som kriterium for tildeling av konsesjon. For store infrastruktur-prosjekter bør eventuelt avbøtende tiltak vurderes.

NVE har gjennom omfattende vurderinger dokumentert at NorthConnect klart oppfyller kriteriet om samfunnsøkonomisk lønnsomhet, og at prosjektet har robust lønnsomhet under ulike forutsetninger om utviklingen i kraftmarkedet. Den samfunnsøkonomiske gevinsten har NVE beregnet til 8,5 milliarder NOK. Det gjør NorthConnect til et av de få klimatiltakene Norge kan gjennomføre som både gir store utslippskutt og betydelige inntekter for det norske samfunnet. Utslippskutt er vanligvis kostbare å gjennomføre.

Våre oppdaterte beregninger støtter NVEs hovedkonklusjon, men viser høyere handelsinntekter og lavere kostnader enn det direktoratet legger til grunn. Det medfører høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet i forhold til NVE-analysene. Hovedårsaken er at utbyggingen av spesielt offshore vindkraft i Storbritannia og Skottland, går enda raskere og blir mer omfattende enn det som tidligere ble lagt til grunn.

Dette skyldes blant annet at Storbritannia har oppdatert sin «sektoravtale» for havvindkraft med et mål

om å bygge ut til sammen 40 000 MW innen 2030. Dette kommer i tillegg til de omkring 10 000 MW fra landbasert vindkraft. Samlet gir dette ca. 50 000 MW, som er 13 000 MW høyere enn NVE har lagt til grunn. I tillegg tilsier nyere prognoser at andelen kjernekraft i Storbritannia vil bli betydelig lavere enn NVE har antatt fordi det ikke er nye kjernekraftverk under planlegging til erstatning for den kapasiteten som skal stenges ned. En høyere andel variabel, fornybar kraftproduksjon i Storbritannia vil gi større variasjoner i kraftprisen. NVE påpeker også i sin langsiktige kraftmarkedsprognose at tempoet i utbygging av svensk vindkraft blir betydelig høyere enn de har lagt til grunn i sine analyser.

Våre nyeste analyser, basert på oppdaterte forutsetninger, viser at netto handelsinntekter på samtlige mellomlandsforbindelser øker når NorthConnect bygges- de reduseres ikke slik NVE har beregnet. Oppdaterte beregninger gir også mer import, lavere prisseffekter og vesentlig lavere fordelings effekter. Disse resultatene er på linje med Statnetts beregninger, og innebærer at effekten på nett-tariffene er gunstig på lang sikt, og på kort sikt vil den være neglisjerbar.

De oppdaterte beregningene gir en økning i handelsinntektene på ca. 2 milliarder NOK basert på spotmarkedsinntekter. Reviderte estimater for inntekter fra deltakelse i kapasitetsmarkedet medfører ytterligere en økning på om lag 1 milliard NOK i forhold NVE sitt estimat. Sammen med reviderte kostnader, som er i underkant av 2 milliarder NOK lavere enn det NVE har lagt til grunn, gir dette en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på om lag 13,4 milliarder NOK for NorthConnect. Det er ca. 5 milliarder NOK høyere enn det NVE har beregnet.

NorthConnect påpeker også at inntekter fra andre markeder; balansemarkedet og systemtjenester, kan øke handelsinntektene ytterligere. I tillegg undervurderer alle kjente kraftmarkedsmodeller volatiliteten i kraftmarkedene, slik at handelsinntektene blir systematisk underestimert.

Et lønnsomt klimatiltak

NVE har ikke hatt som mandat å beregne klimaeffekten av NorthConnect. Klimaeffekten er likevel viktig for den samlede samfunnsnyttens ved prosjektet. Innen 2030 må verden, ifølge IPCC, halvere utslippene av klimagasser for å være i rute til å nå 1,5-gradersmålet. EU følger en svært ambisiøs klimapolitikk, med mål om utslippskutt på minst 40 prosent innen 2030. NorthConnect vil bidra til store utslippskutt i Storbritannia.

Utslippskuttene som NorthConnect fører til vil variere med handelsvolumene på forbindelsen. NorthConnect har beregnet de årlige utslippskuttene til om lag 2 millioner tonn CO₂. Det tilsvarer 4% av de samlede klimagassutslippene i Norge, eller utslipp fra nesten 1 million fossildrevne personbiler.

Den positive klimaeffekten skyldes at NorthConnect gjør det mulig å erstatte gasskraft, som i dag i all hovedsak trengs for å balansere ut den variable vindkraften, med norsk vannkraft. Vindkraft må kombineres med annen regulerbar produksjon som kan produsere elektrisitet når det ikke blåser. I dag balanseres vindkraft i Storbritannia med kull-, gass- og dieselmotorkraftproduksjon. NorthConnect vil gjøre det mulig å erstatte fossil britisk balansekraft med kraft fra det forventede kraftoverskuddet i Norge, hovedsakelig norsk vannkraft.

Produksjonen av vindkraft i Storbritannia øker kraftig. I perioder med mye vind har ikke Skottland nettkapasitet til å utnytte denne vinden og de blir tvunget til å stenge ned produksjon av vindkraft. Med NorthConnect kan store deler av dette vindkraftoverskuddet sendes til Norge for svært attraktive vilkår. Vi kan da stenge ned den fleksible vannkraftproduksjonen slik at vann spares i magasinene. Dermed kan vann i norske vannkraftmagasiner benyttes på et senere tidspunkt. På den måten vil NorthConnect bidra til å ta

vare på fornybar energi som ellers ville gått til spille. Omfanget av nedstengt kraftproduksjon i Skottland øker i takt med utbygging av ny kapasitet for vindkraft, og allerede i dag er dette tapet på ca. 2 TWh vindkraft årlig.

Mye ny fornybar energi gir lavere strømpris

Utbyggingen av fornybar energi i Norden går raskt og basert på vedtatte og konsesjonsgitte prosjekt forventes et stort kraftoverskudd i det norsk-svenske markedet de nærmeste årene. Dermed kan man forvente en fallende trend i kraftprisene i årene fremover som er langt mer betydelig enn noen tenkelig statistisk effekt av en ny handelsforbindelse til Storbritannia. Dette reflekteres også i fremtidsmarkedet på kraftbørsen Nasdaq, der man i dag kan handle kraft i 2025 til et prisnivå som ligger om lag 10 øre lavere enn gjennomsnittsprisen for de siste to årene, og det stilles priser frem til 2030 på omtrent samme nivåer.

NorthConnect vil i snitt dempe prisfallet med under 2 øre/kWh ifølge NVE, og redusere nedgangen i statlige og kommunale inntekter. Det innebærer at både kraftintensiv industri og husholdninger i Norge fortsatt vil ha de laveste kostnadene for strøm i Europa - også med NorthConnect.

Tidsvinduet lukkes

Økt utvekslingskapasitet er nødvendig for at Storbritannia kan legge om til et kraftsystem som er basert på ny, fornybar kraftproduksjon, uten at de samlede kostnadene blir for høye. Dersom vi ikke bygger NorthConnect i rimelig tid vil britene måtte finne alternative løsninger som er dyrere for britene og som fører til at Norge går glipp av betydelig verdiskaping.

Også andre land vurderer det som attraktivt å bygge kraftkabler til Storbritannia. VikingLink er en mellomlandsforbindelse mellom Danmark og Storbritannia som er besluttet. Hvis NorthConnect ikke bygges, vil mye av verdiene knyttet til det svensk-norske kraftoverskuddet, lagringskapasitet og fleksibiliteten tilfalle Danmark. Norge går glipp av betydelige handelsinntekter samtidig som vi likevel får prisvirkningen fra VikingLink i det norske kraftmarkedet via den kapasiteten som er etablert mellom Norge og Danmark. Men fordi NorthConnect er en direkteforbindelse mellom Norge og Storbritannia vil handelsinntektene komme det norske samfunnet til gode.

Realisering av prosjektet forutsetter imidlertid britisk konsesjon og risikoavlastning (Cap and Floor) i form av garantert gulv på inntektene. Den britiske regulatoren, Ofgem, har gitt NorthConnect tilsagn om slik risikoavlastning med en tidsbegresning. Det betyr at dersom fremdriften stopper opp slik at vi ikke klarer å overholde avtalt fremdriftsplan, risikerer vi at risikoavlastningen på britisk side faller bort. Det betyr også i praksis at muligheten for britisk partner fjernes. Britiske myndigheter har ikke planer om flere runder med Cap and Floor-utlysninger. I tillegg er leverandørmarkedet stramt og ytterligere konsesjonsforsinkelse kan få stor innvirkning på tidspunkt for oppstart.

Følgelig vil ytterligere forsinkelse risikere at beslutningsmulighetene og lønnsomheten bortfaller til tross for at prosjektet viser høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet for begge land. I tillegg vil Norge hindre bygging av strategisk viktig infrastruktur for det grønne skiftet, som er sterkt ønsket av vår viktigste handelspartner.

Reguleringsmodell

NorthConnects analyser med oppdaterte samfunnsøkonomiske forutsetninger bedrer den bedriftsøkonomiske lønnsomheten. Gitt prosjektets risiko bør NVEs forslag til reguleringsmodell gi tilstrekkelige incentiver for eierne til å realisere forbindelsen.

Store infrastrukturinvesteringer må sees i et langsiktig perspektiv og har derfor vanligvis en lang inntjeningsperiode. Mellomlandsforbindelser er typiske eksempler på slike infrastrukturinvesteringer med lang inntjeningsperiode. Det er derfor en forutsetning at en reell verdivurdering av restverdi inkluderes i den bedriftsøkonomiske lønnsomhetsanalysen.

1 Innledning

Olje- og energidepartementet (OED) har til behandling søknad fra NorthConnect KS av 14. juni 2017 om konsesjon for utenlandsforbindelse til Storbritannia, søknad om anleggskonsesjon for samme utenlandsforbindelse av 30. mars 2017, og søknad om unntak fra regelverket om bruk av flaskehalsinntekter, krav om eiermessig skille og krav til å opptre som systemansvarlig nettselskap (TSO).

NorthConnect er planlagt bygget fra Simadalen i Norge til Peterhead i Skottland. Omsøkt kabeltrasé er om lag 665 km lang, hvorav om lag 440 km er på norsk side. Det er videre søkt om å bygge en omformerstasjon i Simadalen som krever et areal på rundt 50 dekar. Estimert investeringskostnad er 8,3 milliarder NOK på norsk side.



Figur 1: Søkt kabeltrasé fra Simadalen i Norge til Peterhead i Skottland.¹

NVE har på oppdrag fra OED vurdert virkningene av den konsesjonssøkte utenlandskabelen NorthConnect mellom Norge og Storbritannia. NVEs analyser viser at NorthConnect er et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt.

NorthConnect KS eies av Vattenfall AB, Hafslund E-CO AS, Agder Energi AS og Lyse Produksjon AS.

Dette er NorthConnect KS sitt svar og kommentarer til høringen.

¹ NorthConnect konsesjonssøknad, januar 2018

2 Utsiktene i kraftmarkedet har endret seg vesentlig i forhold til NVEs forutsetninger

NVE har levert en omfattende og solid rapport som vurderingsgrunnlag for den videre konsesjonsprosessen for NorthConnect. De benytter gode og komplekse analyseverktøy og har gjort omfattende beregninger som dokumenterer at NorthConnect har robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet. NVE har også god kompetanse om kommende endringer i kraftmarkedet og for å videre vurdere betydningen for NorthConnects lønnsomhet.

Det pågår imidlertid en fundamental og hurtig omlegging av kraftmarkedene i våre naboland og Europa, med et omfang som påvirker både produksjonsportefølje, nettutvikling og markedsforhold. Det er krevende å fange opp alle endringene som pågår samtidig. Disse endringene har imidlertid en vesentlig påvirkning på handelsinntekter og fordelingseffekter for NorthConnect. Samtidig styrer og underbygger de den samfunnsøkonomiske lønnsomheten som NVE har beregnet.

Det er tre forhold som NVEs kraftmarkedsanalyse ikke har fanget opp som er av særlig betydning:

1. Oppdaterte mål i sektoravtalen for britisk offshore vind (avtale mellom industrien og staten) har økt fra 30 til 40 GW i 2030.
2. Utviklingen av kjernekraft i UK vil gå saktere enn tidligere antatt.
3. Oppdaterte prognoser fra svenske energimyndigheter viser raskere utvikling av vindkraft og raskere oppbygging av kraftoverskudd i det svensk-norske markedet.

For å kvantifisere disse endringene i markedsforutsetningene har vi bedt Thema (et ledende konsulentselskap innen kraftmarkedsanalyser) gjennomføre tilleggsberegninger, som blir behandlet senere i dokumentet.

2.1 Mye mer vindkraft i Storbritannia (~50 TWh) enn det NVE har lagt til grunn

Når det gjelder vindkraft, og spesielt havvindkraft, omtaler NVE Offshore Wind Sector Deal, som skal sørge for at det blir bygget ut en samlet kapasitet på 30 GW havvind innen 2030 i Storbritannia. Bakgrunnen for denne planen er både de gode vindforholdene på britisk side og den enorme kostnadsreduksjonen for slike anlegg i de siste årene. Storbritannia er det landet som har bygget ut mest havvindkraft og denne posisjonen ønsker landet å opprettholde gjennom avtalen med vindkraftindustrien om en Offshore Wind Sector Deal. Denne ambisjonen er økt med ytterligere 10 GW kapasitet fram til 2030, som bl.a. annonsert i Boris Johnsons tale til det konservative landsmøtet noen uker før NVEs vurdering av NorthConnect ble offentliggjort.

NVE sier selv at de ikke har tatt hensyn til den forserte utbyggingen som følge av Offshore Wind Sector Deal i sin langsiktige markedsanalyse². I de planene som nå foreligger for offshore vindkraft, og som understøttes med offentlige støtte- og garantiordninger, legges det imidlertid opp til en firdobling av kapasiteten for havbasert vindkraft fram til 2030. Det innebærer at NVEs vindkraftprognose bommer med omkring 15 GW eller omkring 50 TWh.

² NVE sin vurdering av NorthConnect, side 28

Slik det britiske støttesystemet fungerer, med CfD-auksjonene³, vil det være mest lønnsomt for aktørene å bygge i nord, i Skottland og Shetland, hvor man finner de beste vindforholdene. Det betyr at vindkraftoverskuddet i Skottland vil øke ytterligere i årene fremover.

2.2 Betydelig lavere kjernekraftproduksjon (~40-50 TWh) i Storbritannia enn NVE har forutsatt

Samtidig har NVE overvurdert hvor mye kjernekraft som skal bygges ut i Storbritannia. NVE har lagt framskrivninger fra det britiske nærings-, energi – og industridepartementet (BEIS) fra 2018 for utviklingen av den britiske kraftmiksen til grunn i sin langtidsmarkedsanalyse⁴. Disse framskrivningene anses fra flere hold å være utdaterte. Framskrivningene bruker planer fra 2013 for ny kjernekraft, som har blitt avviklet siden. Det er ikke realistisk at nye anlegg kommer i drift før 2030, og planene er dermed for optimistiske. Som NVE nevner, ble imidlertid samtlige pågående nye kjernekraftverksprosjekter stoppet i 2018/2019.⁵ Det tar 10-15 år å bygge et nytt, konvensjonelt, storskala kjernekraftverk, og det er derfor ikke realistisk at det kommer på plass flere nye kjernekraftverk i Storbritannia før 2035 utover Hinkley Point C (som er under bygging).

NVE omtaler også Rolls-Royce's pågående regjeringsstøttede utviklingsprosjekt for småskala, masseproduserte kjernekraftreaktorer (50-400 MW). Rolls-Royce hevder selv at de ikke vil ha noe ferdig før tidligst i 2029 (tidligere var 2028 oppgitt).⁶ Som NVE skriver, satser den britiske regjeringen sterkt på at Storbritannia kan ta en posisjon i markedet for slike prefabrikkerte småskalaløsninger-Denne ambisjonen understøttes av at det fram til nå er bevilget 18 millioner £, mens Rolls-Royce mener at det trengs ytterligere 200 millioner £ i offentlig støtte. Kostnadene for slike småskala kjernekraftverk er antatt å variere mellom 800 til 3 000 millioner £, og ambisjonen til Rolls-Royce er å komme ned i en produksjonspris på 60£/MWh. Det er derfor, etter NorthConnects vurdering, helt urealistisk at det vil komme på plass ny kjernekraftkapasitet før 2030.

Vi mener at NVE, i stedet for å ta utgangspunkt i BEIS' optimistiske framskrivninger, burde lagt den britiske systemoperatøren National Grid ESOs årlig oppdaterte scenarioer og planer (for eksempel Future Energy Scenarios (FES)⁷ og Network Options Assessment (NOA)⁸) til grunn for prognosert kjernekraftkapasitet. Scenarioene fra National Grid ESO, som er lite endret fra 2019 til 2020, utarbeides med britiske myndigheter som oppdragsgiver (Ofgem). Disse forventer en reduksjon i kjernekraft fram mot 2030, og større usikkerhet rundt utvikling etter 2030. Vi mener derfor at NVE, som baserer sine analyser på en økning av kjernekraftkapasiteten i Storbritannia fra 8 GW i 2025, 10 GW i 2030 og 14 MW i 2040, opererer med alt for høye og helt urealistiske anslag.

Det mest kjernekraftvennlige scenarioet i NG ESOs analyser (Two Degrees) forutsetter en aggressiv utbygging av småskala kjernekraftverk, mens de andre scenarioene til National Grid ESO viser en lavere og utsatt økning eller ingen økning i kjernekraftkapasiteten. Selv det mest optimistiske kjernekraftscenarioet i NG ESOs analyser er lavere enn NVEs referansescenario.

³ Contracts for Difference, <https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>

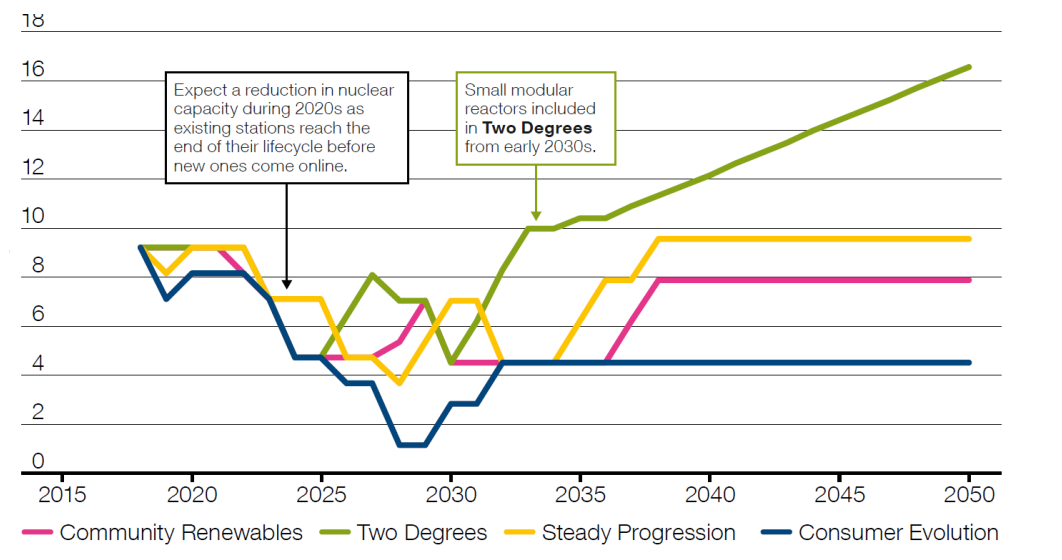
⁴ «Updated Energy and Emissions Projections». BEIS 2018

⁵ NVE sin rapport, side 29

⁶ <https://www.forbes.com/sites/arielcohen/2020/02/21/rolls-royce-reignites-the-race-to-build-mini-nuclear-power-plants/#6d163f457aab>

⁷ «Future Energy Scenarios» june 2019. National Grid ESO

⁸ «Network Option Assessment» januar 2019 og 2020, National Grid ESO

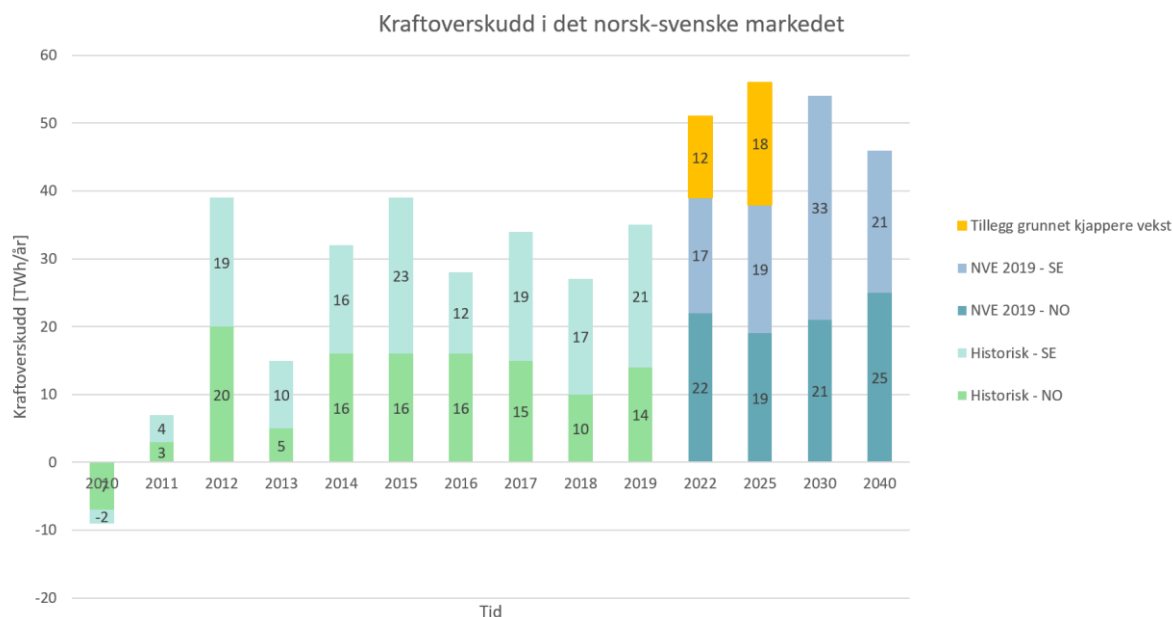


Figur 2 Installert kjernekraftkapasitet i Storbritannia for ulike scenarioer (NOA)⁹

2.3 Kraftoverskuddet i Norge og Sverige vil komme tidligere enn det NVE har tatt utgangspunkt i (~30-40 TWh i 2022-2023)

Utviklingen i det tett integrerte svensk-norske kraftmarkedet har stor betydning for handelsinntektene for NorthConnect. Økt kraftoverskudd i Norge/Norden vil øke handelsinntektene for NorthConnect.

⁹ «Network Option Assessment» januar 2019 og 2020, National Grid ESO



Figur 3 Forventet kraftoverskudd i Norge og Sverige. Kilde: NVE, hensyntatt oppdaterte tall fra Svenska Energimyndigheten og Svensk Vindenergi om utbygging av vindkraft i Sverige

I sine analyser har ikke NVE hensyntatt at Svenska Energimyndigheten har meddelt at vindkraftutbyggingen fremskyndes og at kraftoverskuddet i Sverige bygger seg opp mye raskere: «I august 2019 publiserte de svenske energimyndighetene (Energimyndigheten, 2019) sin korttidsprognose for energiproduksjon frem til 2022. Her kommer det frem at det forventes en økning på vindkraftproduksjon med om lag 20 TWh fra 2018 til 2022, slik at totalproduksjonen i 2022 blir på 37 TWh. Dette er 12 TWh høyere enn våre anslag for 2022. Denne korttidsprognosen kom etter at våre analyser ble gjennomført, og vi har dermed ikke tatt hensyn til denne i våre framskrivninger.»¹⁰

Dette betyr at inngangsdataene i NorthConnect analysen ikke er oppdaterte. Kraftoverskuddet var ventet å bli over 12 TWh høyere enn forutsatt allerede i 2022, som indikert på Figur 3.

I de siste oppdaterte korttidsprognosene fra Svensk Vindenergi¹¹ forventes det ytterligere økning der vindkraftproduksjonen mer enn doubles i løpet av bare tre år: Fra 20 TWh i 2020 til ca. 45 TWh (± 7 TWh) i 2023. NorthConnect synes det er beklagelig at NVE ikke har lagt oppdaterte data om vindkraft til grunn for analysene sine.

Både 2018 og 2019 var relativt tørre år med tilsvarende i forhold til normalår (i Norge var det ca. 10 TWh lavere tilsig enn i 2019). I Norge var det derfor i 2019 et beskjedent kraftunderskudd, mens det i Sverige var et kraftoverskudd på 26 TWh. Dette kraftoverskuddet bygger seg ytterligere opp på tross av at noe kjernekraft skal stenges ned. I Norge er det nå 11 TWh vannkraft og vindkraft under bygging som bidrar ytterligere til å øke overskuddet i kraftsystemet i et normalår slik at det passerer 20 TWh i Norge slik NVE har forutsatt.

¹⁰ NVEs Langsiktige Markedsanalyse 2019, side 10

¹¹ <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2020/02/Statistics-and-forecast-Svensk-Vindenergi-feb-2020-FINAL.pdf>

Det er heller ikke rimelig å forvente noen vesentlig forbruksvekst på kort sikt, verken i privat sektor eller i industrien, og dermed uendret eller redusert kraftteterspørsel. Elektrifisering vil bidra til å redusere overskuddet, men elektrifisering vil ta tid både fordi utviklingen på dette området er avhengig av både teknologiutvikling og offentlig støtte. Selv om elektrifisering av olje- og gassvirksomheten i Nordsjøen ventes å komme på plass, vil det samtidig være en reduksjon i elektrisitetsforbruket i olje- og gass-sektoren som følge av at olje- og gassaktiviteten går nedover.

Konklusjonen er derfor at størrelsen av det framtidige kraftoverskuddet i Norge/Sverige er usikkert, men det bygger seg mye raskere opp enn NVE har forutsatt og vil passere 50 TWh allerede i 2022-2023. På lengre sikt vil kraftbalansen være avhengig av videre utbyggingstakt for vindkraft, insentiv for oppgradering av vannkraftverk og bygging av småkraftverk, kapasitet for utenlandsforbindelser og forbruksutvikling. NorthConnect vil i den sammenheng skape insentiv for videre utbygging av fornybar energi som vil gi bidrag til å holde lave priser i Norge også når forbruket øker.

2.4 Oppdateringer av forutsetninger bedrer lønnsomheten

Den store økningen av vindkraftproduksjonen medfører betydelig større prisvariasjon (volatilitet) i det britiske kraftmarkedet. Samtidig blir det større prisdifferensialer i og med at det er gasskraft som i all hovedsak setter prisen når det er eksport på NorthConnect fra Norge. Prisene som oppnås i det britiske markedet når NorthConnect eksporterer er avhengig av brenselkostnadene (gasspriser) og CO₂-pris (EU-ETS). I tillegg diskuteres ulike virkemidler, bl.a. fortsatt CO₂-prispulv i Storbritannia, som representerer en oppside for NorthConnect. Økte brenselkostnader og økt CO₂-pris (CO₂ pulv) gir økt samfunnsnytte ifølge NVEs sensitivitetsanalyser¹², men NVE har ikke analysert hvordan økt vindkraftutvikling i Storbritannia påvirker samfunnsøkonomien.

Selv om nettoeksporten reduseres, vil Norge kunne importere overskuddskraft fra Skottland billig og selge tilbake dyrt. Dermed kan handelsinntektene øke selv om nettoeksporten går ned fordi prisvariasjonene mellom markedene øker. NVE sine beregninger gir svært flate priskurver, som medfører at handelsinntektene i stor utstrekning baseres på høy eksport fra Norge. Dette utdypes i kapittel 3.

Dessuten har NVE underestimert utviklingen (tempo og omfang) av vindkraft i det norsk-svenske kraftmarkedet. Oppdaterte prognoser gir et økt overskudd på omkring 35 TWh i Norge og Sverige allerede i 2022-2023 i forhold til NVEs prognoser. Økt overskudd øker lønnsomheten av NorthConnect, noe NVE har påpekt. Ifølge NVE sine sensitivitetsanalyser bedres lønnsomheten kraftig når kraftoverskuddet øker som følge av mer vind.

På lengre sikt er det stor usikkerhet i utviklingen av britisk kjernekraft. Det er imidlertid rimelig klart at alle bestående kjernekraftverk vil stenges ned frem til 2030-2035, og at det kun er Hinkley (Point C) som planlegges satt i drift i 2028 som kapasitetsøkning. Dermed inneholder NVE sine analyser 40-50 TWh for høy kjernekraftproduksjon i Storbritannia. NVEs sensitivitetsanalyser viser at mindre kjernekraft i Storbritannia gir noe redusert samfunnsøkonomisk lønnsomhet på kabelen. Dette er et merkelig resultat.

Den store økningen av vindkraftproduksjonen i Storbritannia (+50 TWh), kombinert med mye mer utfasing av kjernekraftkapasitet (-50 TWh), samt økt kraftoverskudd i Norden, medfører et mer dynamisk handelsmønster. Her blir det mer import på NorthConnect til Norge i perioder med høy eller middels

¹² NVEs analyse av NorthConnect, side 53

vindkraftproduksjon i Skottland. Dette gir et mer balansert handelsmønster på forbindelsen selv om det fortsatt vil være netto eksport på kabelen, jfr. kapittel 3. I tillegg påvirker dette både produsent- og konsumentoverskudd og flaskehalsinntekter slik at lønnsomheten økes og fordelingseffektene dempes. Dette utdypes nærmere i påfølgende kapitler.

3 Bedret samfunnsøkonomisk lønnsomhet

3.1 NorthConnect er robust samfunnsøkonomisk lønnsom

NorthConnect er et samfunnsøkonomisk meget lønnsomt prosjekt. Analyser så langt fram i tid er usikre, men sensitivitetsanalysene til NVE viser at lønnsomheten er robust. NorthConnect vil, ifølge NVE, gi et overskudd på 8,5 milliarder NOK etter at alle samfunnsøkonomiske kostnader er hensyntatt. NorthConnects oppdaterte beregninger, med reviderte forutsetninger, gir høyere samfunnsøkonomisk lønnsomhet på ca. 13,4 milliarder NOK i et gjennomsnittså. Derfor lønner det seg for det norske samfunnet å bygge NorthConnect.

3.2 Kraftmarkedsmodellene underestimerer prisvolatiliteten og dermed handelsinntektene

Erfaringsmessig underestimerer kraftmarkedsmodeller prisvolatiliteten og de virkelige handelsinntektene vil være betydelig høyere. Dette skyldes flere forhold:

Modellsimuleringer baseres på at markedet fungerer perfekt. Modellene opererer med en høy tilgjengelighet på både produksjon- og overføringskapasitet, men historiske observerte tall viser gjerne en lavere tilgjengelighet enn forutsatt. I virkeligheten vil både planlagte og uforutsette hendelser inntreffe og skape ubalanser i markedet. Det øker prisvolatiliteten mellom de ulike prisområdene. NVE skriver selv at *«Slike verktøy tar ikke hensyn til uforutsette hendelser i kraftsystemet, som feil på kraftstasjoner eller overføringsnett. Dette trekker i retning av at modellene gir mindre variasjon i priser enn man kan finne i historiske priser, som er et resultat av situasjonen i kraftsystemet på et gitt tidspunkt.»*¹³ Det er ikke bare uforutsette hendelser som påvirker volatiliteten. Også planlagte revisjoner og utkoblinger har tilsvarende effekt.

I tillegg opererer typiske kraftmarkedsmodeller med konstante brensels- og CO₂-priser, som i praksis vil variere betydelig både kortsiktig og langsiktig over analyseperioden.

NVEs vurderinger er basert på simuleringer i kraftmarkedsmodellen Samnett for de nordiske landene, og modellen TheMa for å generere prisrekker for Storbritannia og kontinentet. Dette er i utgangspunktet svært gode modeller som er godt egnet til formålet og som benyttes av store aktører (for eksempel Statnett og Svenska Kraftnät). Vattenfall og Statkraft benytter også Samkjøringsmodellen for Norden, men har sine egne modeller for Europa. Heller ikke disse komplekse modellene vil representere virkeligheten godt nok. Svært detaljerte modeller gir dessuten uforholdsmessige lange beregningstider, og er derfor i praksis uegnet.

Samnett, for eksempel, beregner ikke priser på timenivå, men opererer med 28 tidsavsnitt per uke, 1456 per år, som tilsvarer et tidsavsnitt på 6 timer. I virkeligheten vil prisforskjellene variere betydelig innenfor disse tidsintervallene. Modellbegrensningen vil bli mer merkbar når det kommer økende volumer fornybar produksjon, som vindkraft og ikke-regulerbar vannkraftproduksjon. NVE har benyttet en grov tidsoppløsning for å unngå uforutsigbare og lange kjøretider på modellen. De understreker i sin vurdering

¹³ NVEs vurdering av NorthConnect, side 26

at dette kan gi lavere prisvolatilitet og dermed lavere nytte av kabelen. NVE anslår selv, basert på egne analyser, at deres resultater undervurderer handelsinntektene med 6%. ¹⁴ NorthConnect mener at den kolossale omleggingen av kraftsystemene, både i Norden og ikke minst de land vi er tilknyttet, vil føre til mye mer volatile priser i årene framover enn det vi har erfart i kraftmarkedene så langt. Vi mener derfor at underestimeringen vil være høyere enn 6% slik NVE har beregnet.

Handelsinntektene avhenger direkte av prisforskjellene mellom norsk og britisk kraftpris time for time (prisvolatilitet). Økt prisvolatilitet som følge av endringen i produksjonssammensetningen på britisk side, og den raske oppbyggingen av kraftoverskudd i det svensk-norske markedet, jfr. kapittel 2, øker handelsinntektene vesentlig for NorthConnect. NorthConnect mener derfor handelsinntektene i NVE sin vurdering er for lave.

3.3 Nyere beregninger med oppdaterte forutsetninger

For å få et bilde av hvordan de oppdaterte forutsetningene påvirker resultatene, har NorthConnect engasjert både THEMA og Wattsight for å lage nye beregninger basert på disse forutsetningene, jfr. kapittel 2. TheMa-modellen bygger på normalår, men har timesoppløsning. Den fanger derfor i utgangspunktet ikke opp variasjonen i hydrologi, og fordi det er en deterministisk modell vil den systematisk undervurdere effekten av prisvariasjonene. Modellen er også kjørt med representative tørr- og våtårsforutsetninger for å fange opp det hydrologiske utfallsrommet. Wattsight benytter stokastiske modeller, som Samkjøringsmodellen for Norge og PLEXOS-modellen for Storbritannia og Europa. Wattsight kan derfor modellere utfallsrommet for hydrologien (30-40 tilsigsår), men har i likhet med NVE grov tidsoppløsning og fanger heller ikke opp begrensninger i det norske kraftnettet på samme måte som Samnett-modellen. Modellene som THEMA og Wattsight benytter har begge styrker og svakheter, men har til felles at de glatter ut prisvariasjonen (volatiliteten) og dermed gir for lave handelsinntekter.

Selv om disse analyseverktøyene som THEMA og Wattsight benytter er enklere enn NVE sin modellering, underbygger likevel beregningsresultatene en robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Forholdet mellom produsent- og konsumentoverskudd blir endret med oppdaterte forutsetninger for nordisk kraftoverskudd og energimiks i Storbritannia, men samtlige analyser viser en forbedret lønnsomhet og en gunstigere fordelings effekt. Dessuten vil handelsinntektene og flaskehalsinntekter endres.

NVEs analyse baserer seg på forutsetninger fra NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2019 (for perioden 2019-2040), THEMAs kraftmarkedsmodell for Nord-Europa og Samnett-modellen for det nordiske kraftmarkedet og ser på utviklingen i årene 2025, 2030 og 2040.

NVE påpeker selv at analyser av kraftmarkedet frem i tid er beheftet med usikkerhet og at høy endringstakt i den britiske og nordiske produksjonsmiksen gir utfordringer med å forutsi fordelingen av produksjon og forbruk i ulike land. Som NVE har redegjort for i sin sensitivitetsanalyse, er det mange endringer som påvirker lønnsomheten for NorthConnect. For eksempel kan et høyt kraftoverskudd, som følge av at mer vind bygges ut i Norge og Sverige, bidra til å doble lønnsomheten.

NVE har kun beregnet direkte virkninger (førsteordens effekter). Over tid og helt frem til 2040 vil det skje investeringstilpasninger fra produsenter (ny kapasitet, økt effektinstallasjon og kontinuerlig pumpedrift)

¹⁴ NVEs vurdering av NorthConnect, side 26

og konsumenter (f.eks. laststyring og lagring (batterier)). Dette kan medføre at Norge får mer disponibel effekt når den trengs i våre naboland. Det påvirker økonomien positivt for kraftutvekslingen.

3.4 Oppdaterte forutsetninger gir vesentlig reduksjon i anslått produsent- og konsumentoverskudd i forhold til NVE sin analyse

THEMA har beregnet endringer i produsent- og konsumentoverskudd knyttet til kraftprisendringer på grunn av NorthConnect med oppdaterte forutsetninger. Resultatene er vist i Tabell 1.

Tabell 1 THEMAs beregninger for produsent- og konsumentoverskudd

<i>Values in mill EUR (real 2020)</i>	NPV	2025	2030	2035	2040	2045
Changes in Consumer Surplus	-2765	-163	-90	-265	-244	-62
Changes in Producer Surplus	4345	209	125	360	357	161
Total CS + PS	1580	46	35	95	113	98

NVE sine beregninger viser mye høyere endring i produsent- og konsumentoverskudd, jfr. Tabell 1, enn oppdaterte Thema analyser.

Tabell 2 NVE sine beregninger av produsent- og konsumentoverskudd¹⁵

Tabell 11 Samfunnsøkonomiske resultatposter for spothandelsnytte, NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)

Resultatpost	Referansebanen
Handelsinntekter NorthConnect	8342
Endring i produsentoverskudd	86374
Endring i konsumentoverskudd	-63558
Endring i handelsinntekter andre forbindelser	-11617
Endring i interne flaskehalsinntekter	1768
Endring i nettap	-1388
Endring i spothandelsnytte	19920

Tabell 3 Overordnede størrelser for NVE sine beregninger av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect

Tabell 10 Overordnede størrelser for den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av NorthConnect, NNV mill. 2019 kr (4% kalkulasjonsrente og 40 års levetid)³⁰

Resultatpost	Mill.kr
Endring i spothandelsnytte	19 920
Inntekter fra kapasitetsmarkedet	1 195
Investeringskostnader	-8 322
Drift og vedlikehold	-983
Endring i systemdriftskostnader	-2 539
Endring i transittkostnader	-786
Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	8 485

NVEs og THEMAs analyser gir et produsentoverskudd på henholdsvis 86 374 mill. NOK og 39 757 mill. NOK (1 EUR = 9,15 NOK) målt i nåverdi over hele prosjektperioden. NVEs analyse viser med andre ord en vesentlig høyere økning i produsentoverskuddet. Forskjellen er på hele 46 000 mill. NOK. I henhold til NVE endres konsumentoverskuddet med -63 558 mill. NOK, mens THEMAs analyser endrer konsumentoverskuddet med -25 300 mill. NOK (1 EUR = 9,15 NOK). Forskjellen i konsumentoverskudd i THEMAs beregning er dermed ca. 38 000 mill. NOK i forhold til NVEs beregninger.

Oppdaterte resultater fra THEMA er mer på linje med Statnetts analyser¹⁶. Statnetts analyse er basert på Statnetts Langsiktige Markedsanalyse 2016. Statnett vurderer at det ikke er store endringer i denne analysen fra 2016, selv om det ikke er utført oppdaterte beregninger for NorthConnect basert på Statnetts Langsiktige Markedsanalyse 2018.

¹⁵ NVEs vurdering av NorthConnect

¹⁶ «Utdyping av Statnett sine analyser av spothandelsnytt» (undertegnet Eirik Bøhnsdalen, 19.10.2018)

Tabell 4 Statnett sin vurdering av aggregert produsent- og konsumentoverskudd¹⁷

TABELL1. NÅVERDI AV SPOTHADELSEN I VÅRE TRE SCENARIOER FOR KRAFTPRIS FRA LMA 2016 (2017 BASISÅR, LEVETID 40 ÅR, VALUTAKURS 8.9 NOK/EURO)

Spothandelsnytte: Nåverdi i milliarder NOK	Lav	Basis	Høy
Flaskehalsinntekt på kabel	5	8	13
Produsent- og konsumentoverskudd	7	14	21
<i>Produsentoverskudd</i>	14	36	59
<i>Konsumentoverskudd</i>	-7	-22	-38
Andre flaskehalsinntekter	-3	-5	-6
Tap i norsk nett	0	-1	-1
Sum spothandelsnytte	10	17	26

NorthConnect mener derfor at NVE sine beregninger gir for høyt produsent- og konsumentoverskudd. Antagelig skyldes dette beregningsforutsetningene.

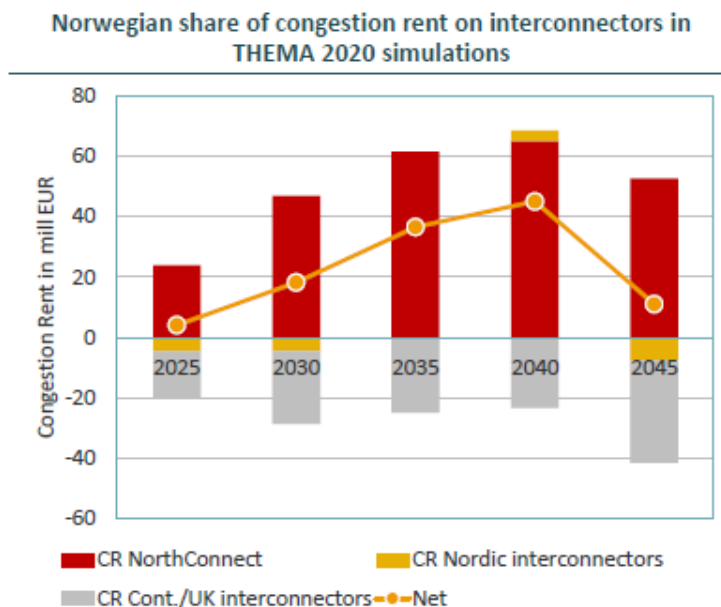
Statnetts basisscenario og høye scenario i Tabell 4 gir hhv. 17 og 26 milliarder NOK i spothandelsnytte. Analysene til NorthConnect, med de oppdaterte forutsetningene lagt til grunn, samsvarer godt med disse resultatene da de ligger mellom Statnetts basis- og høye scenario.

3.5 NorthConnect gir netto økning i flaskehalsinntekter

NVEs analyser viser at NorthConnect er samfunnsøkonomisk lønnsomt på tross av netto negative flaskehalseffekter¹⁸. NVE påpeker at NorthConnect kan redusere flaskehalsinntektene på øvrige mellomlandsforbindelser fordi eksport over disse vil reduseres noe i timene med størst prisforskjell. NVEs beregninger viser videre at reduksjon i flaskehalsinntekter for andre forbindelser vil være større enn NorthConnects flaskehalsinntekter, noe som gir en netto negativ handelseffekt. NorthConnects oppdaterte beregninger, utført av THEMA og Wattsight med oppdaterte forutsetninger, gir andre resultater.

¹⁷ «Utdyping av Statnett sine analyser av spothandelsnytte» (undertegnet Eirik Bøhnsdalen, 19.10.2018)

¹⁸ Med netto negative flaskehalsinntekter menes at økningen i flaskehalsinntektene som NorthConnect er opphav til er mindre enn reduksjonen i flaskehalsinntektene til øvrige overføringsforbindelser



Figur 4: Thema sine beregninger for flaskehandelsinntekter

THEMAs analyser viser at NorthConnect fører til netto økende flaskehalsinntekter i årene fremover som er betydelig større enn nedgangen i flaskehalsinntektene på de øvrige forbindelsene. Wattsights analyser bekrefter også at økningen i flaskehalsinntektene er større enn nedgangen på de øvrige forbindelsene. Dette er også i tråd med Statnetts beregninger som bruker samme modell som NVE.

3.6 Interne og eksterne flaskehalsinntekter i Norge

NVE har skilt mellom eksterne (flaskehalsinntekter på mellomlandsforbindelser som skyldes prisforskjeller) og interne flaskehalser (flaskehalsinntekter som skyldes restriksjoner på nett i det norske transmisjonsnettet). Prinsipielt er det riktig å inkludere begge slik NVE har gjort. Interne flaskehalser kan imidlertid oppfattes som et investeringssignal til å øke nettkapasiteten. Når investeringen foretas, elimineres de interne flaskehalsinntektene. Derfor vil det være mer hensiktsmessig å slå sammen de to, eksterne og interne flaskehalsinntekter slik Statnett har gjort.

3.7 Økte handelsinntekter med reduserte nettap

Handelsinntektene er lik flaskehalsinntekter fratrasket kostnader for overføringstap på forbindelsen. NorthConnect antok i utgangspunktet et overføringstap på 7,5% for hele forbindelsen (kabel og omformere). Senere ble det antatte overføringstapet redusert til 5,5-6% på grunn av teknologiforbedringer i omformeren. I løpet av forhandlingsprosessen med leverandører er disse tapene vesentlig redusert. NorthConnect opererer nå med et samlet tap på i underkant av 5% (3,5% på kabel og 0,7% på hver omformer). Handelsinntektene blir høyere fordi flaskehalsinntektene øker og tapene blir redusert. Også dette bidrar til bedre lønnsomhet enn tidligere antatt.

3.8 Flaskehalsutfordringer i Storbritannia en mulighet for NorthConnect

Det er i dag en betydelig kraftflyt fra Skottland til England og Wales som varierer med vindkraftproduksjonen i Skottland. På grunn av økt utbygging av vindkraft vil kraftflyten fra Skottland øke betydelig i årene framover. Samtidig er det begrensninger i overføringskapasitet mellom Skottland og England som periodevis gir flaskehalser. Flaskehalsene håndteres gjennom motkjøp slik at Storbritannia beholdes som ett prisområde. Motkjøp innebærer at vindkraftproduksjonen mot betydelig kompensasjon stenges ned i Skottland, mens gasskraftproduksjonen økes i England og Wales.

Det er kostbart (100 millioner £ per år) for den britiske systemoperatøren National Grid ESO å opprettholde ett prisområde for Skottland, England og Wales. Det har derfor vært spekulert i om det på sikt kan bli aktuelt å skille ut Skottland som eget prisområde. Både NVE, i sin vurdering av NorthConnect, og i NorthConnects egen konsesjonssøknad er det gjennomført alternative beregninger der Skottland er utskilt som et eget prisområde. NVE påpeker i rapportens avsnitt 4.10.2 at det er usikkerhet knyttet til nettutviklingen i Storbritannia, og vurderer to alternativer til motkjøpsløsningen:

- Prisområder i Storbritannia
- Redusert tilgjengelig eksportkapasitet fra Norge (struping)

Vi mener at disse løsningene er helt uaktuelle. Vår begrunnelse følger i etterfølgende avsnitt.

3.9 Det vil ikke bli etablert flere prisområder i Storbritannia

I forbindelse med innføringen av Ren Energi-pakken (Clean Energy Package), som er gjort gjeldende fra 1. januar 2020, skal det iht. artikkel 14.1 i Markedsforordningen (EU Regulation 2019/943, *Regulation for the Internal Market of Energy*) foretas en evaluering av eksisterende prisområder (bidding zones) i samtlige medlemsstater. Iht. artikkel 14.5 har ENTSO-E ansvaret for å utvikle metodikken for å vurdere budområdene som så skal godkjennes av ACER.

Det skal spesielt vurderes hvorvidt gjeldende prisområder er hensiktsmessige og fastsatt på en slik måte at strukturelle flaskehalser ikke begrenser handelskapasiteten mellom prisområdene. En slik vurdering er allerede foretatt av britiske myndigheter på bakgrunn av de nye kravene¹⁹. Her konkluderes det klart med at flaskehalsen som periodevis oppstår mellom Skottland og England/Wales verken representerer en langvarig eller strukturell begrensning. Når interne forsterkninger blir lønnsomme på grunn av økningen i flaskehalskostnadene, besluttet det å forsterke overføringskapasiteten slik det allerede er blitt gjort for 2.2 GW HVDC-forbindelsen Western Link som ble bygget mellom Hunderston (Skottland) og Deeside (England og Wales) og tatt i drift i 2018. Denne forbindelsen kostet over 1 milliard £.

Storbritannia har derfor godtgjort at det ikke vil være aktuelt å dele opp landet i flere prisområder hverken på kort eller lang sikt selv om det er betydelige kostnader forbundet med å opprettholde dagens løsning med ett prisområde. Britiske myndigheter mener likevel at det britiske samfunnet er best tjent med dagens løsning. Storbritannia vil derfor være ett prisområde både før og etter Brexit.

¹⁹ Annex 8: Justification of configurations of the Bidding zone review region "United Kingdom" which are to be considered in the bidding zone review process 1 October 2019.

https://docstore.entsoe.eu/Documents/cep/implementation/BZ/A8_BZR_ED_UK_SQ.pdf

På tross av at Western Link kom i full drift i 2018, ble likevel bortimot 2 TWh vindkraftproduksjon stengt ned i 2019 som følge av overføringsbegrensninger. National Grid ESOs rullerende nettutviklingsplaner ETYS (Electricity Ten Year Statement) viser at det trengs betydelig økt utvekslingskapasitet mellom Skottland og England på grunn av den forventede økningen i skotsk vindkraftutbygging. Overføringsbehovet mellom Skottland og England kan fordobles i løpet av ti år, slik også NVE nevner. En doubling av overføringsbehovet krever nye forbindelser. Eastern Link er derfor under planlegging mellom Peterhead og Hawtorne Pit og videre mellom Hawtorne Pit og Torness. Disse forbindelsene, som øker overføringskapasiteten med 2 GW, blir imidlertid ikke ferdigstilt før tidligst 2027-28, og motkjøpskostnadene forbundet med flaskehalsen mellom England og Skottland vil derfor fortsatt øke betydelig i årene framover. Det må derfor planlegges ytterligere forsterkninger mellom Skottland og England på sikt for å møte nettkapasitetsutfordringene. Den britiske posisjonen om å opprettholde løsningen med ett nettområde var godt kjent før NVE ga sin vurdering, men er ikke reflektert i rapporten.

NorthConnect har, både i konsesjonssøknaden og i oversendt tilleggsmateriale til NVE, redegjort for at etablering av denne forbindelsen gir mulighet for å balansere det britiske kraftsystemet gjennom mothandel (såkalt SO/SO-trading) på samme måte som for kabelen mellom Skottland og Irland (East-West Interconnector). NVE omtaler at denne muligheten kan representere økt verdiskaping for norske kraftprodusenter fordi dette gir merverdi utover handelsinntektene i døgnmarkedet. NVE har imidlertid ikke verdsatt en slik tjeneste fordi modellene som benyttes ikke er egnet til å verdsette denne tjenesten. NorthConnect har anført at den britiske systemoperatøren betaler inntil 80 £/MWh for nedstenging av skotsk vindkraftproduksjon. Mye av dette nedstengte volumet vil i framtiden kunne eksporteres til Norge og skape betydelige tilleggsverdier både for Norge og Storbritannia.

NVE hevder at økt flyt mot prisretningen kan gi andre utfordringer i driften av det norske kraftsystemet. Denne påstand stiller vi oss uforstående til med utgangspunkt i at NorthConnect vil være den eneste mellomlandsforbindelse ut av NO5, som er det området i landet som har høyest fleksibilitet. Det har heller ikke kommet fram at dette skulle representere driftsmessige utfordringer i våre møter med Statnett.

NorthConnect vil derfor både dempe økningen av flaskehalskostnadene mellom England og Skottland og følgelig bidra til at kostbare nettinvesteringer kan utsettes samtidig som betydelige mengder overskuddsproduksjon fra vindkraft kan tas vare på. Vi mener derfor at dette representerer en betydelig merverdi av NorthConnect.

3.10 «Struping» (begrensning i importkapasitet fra Norge) er ikke aktuelt uten tilhørende kompensasjon

NVE har analysert begrensning av import i retning Skottland i de timene det er overskuddsproduksjon i Skottland, såkalt «struping» av tilgjengelig eksportkapasitet fra Norge. NVE forutsetter at dette er en alternativ måte å håndtere de interne flaskehalsene som oppstår i det britiske kraftsystemet, som den britiske systemoperatøren National Grid ESO kan benytte. Videre forutsetter NVE at det ikke vil være noen kompenseringsmekanisme for det tapet som kabeleierne påføres gjennom at krafthandelen begrenses med en slik løsning. NVE har beregnet at reduksjonen i handelsinntektene kan utgjøre omkring 1 milliard NOK.

Storbritannia har imidlertid en klar policy på at handelskapasiteten på mellomlandsforbindelser mellom Storbritannia og andre land ikke skal begrenses på grunn av interne transiente (midlertidige) flaskehalser. Snittet mellom England og Storbritannia blir derfor en ikke-permanent (strukturell) flaskehals.

Videreføring av denne måten å behandle mellomlandsforbindelser på, var en klar forutsetning for å begrunne at Storbritannia kan opprettholdes som ett prisområde - også etter innføring av bestemmelsene i Clean Energy Package. Storbritannia, i motsetning til mange andre land som f.eks. Tyskland, flytter ikke restriksjoner i overføringsnett til grensen. Det betyr at dersom krafthandelen strupes på NorthConnect vil det økonomiske tapet som kabeleierne påføres måtte kompenseres av den britiske systemoperatøren National Grid ESO iht. dagens regler og praksis.

Brexit kan skape usikkerhet om disse løsningene vil bestå i årene framover, men det vil være mulig å sikre seg mot at det innføres regelverk som har store konsekvenser før investeringsbeslutning tas av NorthConnect (norske myndigheter) og britiske myndigheter.

3.11 Utnyttelse av dynamisk overlastkapasitet for økt handel når prisforskjellene er høyest, samt levering av systemytelser og balansetjenester øker inntektene vesentlig for NorthConnect

Utnyttelse av dynamisk overlastkapasitet skjer uten å øke dimensjonerende feil i det nordiske kraftsystemet.

NorthConnect har i konsesjonssøknaden oppgitt at vi legger til rette for å utnytte forbindelsens dynamiske overlastkapasitet med inntil 200 MW²⁰, dvs. overføringsevnen økes midlertidig fra 1400 MW til 1600 MW i tidsintervall på 4-6 timer. For å kunne realisere denne overlastfunksjonen, kjøres de dublerne i parallell samtidig som omformere, transformatorer og annet utstyr er dimensjonert for 1600 MW. Overlastutnyttelse forutsetter at overføringen på forbindelsen blir redusert etter overlastsituasjonen har oppstått slik at kabelen kjøles det. Det kreves overvåkingsutstyr for å realisere dette.

På denne måten kan overføringskapasiteten i timene med høyest prisforskjell økes, alternativt kan det leveres balansekraft og systemtjenester (mFFR) over forbindelsen uten å måtte redusere handelskapasiteten slik det skjer gjennom reservasjon. Statnett har i sine konsesjonssøknader for NSL og NordLink søkt om å benytte inntil 300 MW av kablens samlede overføringsevne (1400 MW) for å levere systemytelser som blir en fast reservasjon. Det er imidlertid nye EU-regler (Guidelines for Forward Capacity Allocation) som begrenser mulighetene til kapasitetsreservasjon til 20%, dvs. 280 MW.

Da Skagerak 4, første kabelforbindelse basert på HVDC-teknologi som muliggjorde leveranse av systemytelser over forbindelsen, ble besluttet bygget, ble det avtalt mellom Statnett og EnergiNet DK at inntil 100 MW av kabelens samlede overføringsevne (700 MW) skulle reserveres for sekundærregulering. I tillegg ble kabelens termiske overbelastningsevne benyttet for å levere primærregulering (10MW) som tilleggsleveranse. Skagerak 4 var, så langt vi kjenner til, det første eksempelet på grensekryssende leveranse av systemytelser over HVDC-forbindelser. Bestemmelsene i systemoperasjonskoden, SOGL (System Operation Guidelines), tilrettelegger nettopp for grensekryssende leveranse av systemytelser.

²⁰ Det er dessverre ikke konsistens mellom det som NorthConnect har oppgitt i søknaden om anleggskonsesjon (inntil +400 MW) og søknaden om utenlandskonsesjon (inntil +20%). Overlasten er senere satt til 200 MW etter avklaringer internt i prosjektet og i møter med Statnett. Dette har NorthConnect opplyst til NVE.

For Norge var Skagerak 4 i utgangspunktet en ulønnsom forbindelse, men systemytelsene som leveres over Skagerak 4 fra Norge ble opprinnelig beregnet til 40% av handelsinntektene på forbindelsen og resulterte derfor i en positiv investeringsbeslutning. NorthConnect er kjent med at denne avtalen nå er sagt opp fra dansk side, slik at de forventede handelsinntektene fra systemytelser på Skagerak 4 reduseres i årene fremover.

Mellomlandsforbindelser tillates å delta i det britiske «balansemarkedet», som egentlig ikke er et ordinært balansemarked som opererer med tilbud og etterspørsel, men er en såkalt «balancing mechanism» hvor det er gitt inn bud fra aktuelle aktører (som regel større produksjonsenheter). Ut fra disse budlistene, og basert på hvor balanseringseffekten trengs, aktiveres aktuelle enheter for opp- eller nedregulering fra den britiske systemoperatøren National Grid ESO og godgjøres basert på volum og budpris på leveransen.

Det har vært flere møter mellom NorthConnect og Statnett om å få på plass en avtale om utnyttelse av overlastkapasitet og legge til rette for handel med systemytelser på NorthConnect og utnyttelse av overlastkapasiteten. Det er riktig som NVE påpeker at det kreves tiltak, egentlig systemvern, for å håndtere et utfall over 1400 MW, som vil være framtidig dimensjonerende utfall i det nordiske systemet. Utnyttelse av overlastkapasiteten på NorthConnect vil imidlertid ikke medføre at dimensjonerende feil i det nordiske kraftsystemet øker slik NVE legger til grunn, men iht. Nordisk systemdriftsavtale må de øvrige nordiske systemoperatørene informeres om en slik beslutning.

Når kabelen eksporter, er det mange nærliggende produksjonsenheter som kan frakoples dersom NorthConnect faller ut. I importsituasjonen må det koples ut last hvis importen overstiger 1400 MW. Statnett vil antakelig gjennom det nye produktet FFR (Fast Frequency Response) etter hvert også få tilgang til tilstrekkelig mengde lastobjekter som kan koples ut når NorthConnect importerer til Norge, slik at det også kan etableres systemvern i importsituasjon. Det er mengden utkoblingsbar last som vil begrense importkapasiteten.

På denne bakgrunn er vi uenig med NVE i at det må innsendes ny konsesjon dersom NorthConnect og Statnett blir enige om å utnytte dynamisk overlastkapasitet. Vi er ikke kjent med at slik tilleggskonsesjon ble krevd for Skagerak 4. Også for NorNed planla Statnett opprinnelig å utnytte den dynamiske overlastkapasiteten for kabelen med inntil 10%. På grunn av problemer med skjøter på forbindelsen, valgte Statnett senere å droppe denne muligheten. Vi er ikke kjent med at Statnett, verken for NorNed eller for Skagerak 4, er blitt pålagt å søke om særskilt konsesjon for å utnytte kabelens dynamiske overlastkapasitet. Vi mener derfor at NorthConnect forskjellsbehandles.

Det kan også nevnes at den dynamiske overlastkapasiteten utnyttet på BritNed mellom Storbritannia og Nederland, så dette virker å være helt greit andre steder.

Som NVE påpeker i sin rapport: «*En opsjon for fremtidig bruk av dynamisk overlast som grunnlag for systemtjenester*» (og vi kan legge til: for å utnytte kabelens maksimale overføringsevne når prisforskjellene mellom markedene er størst) «*gir en potensiell oppside for NorthConnect i det samfunnsmessige regnestykket.*»

Basert på dette mener NorthConnect at overlastkapasitet utgjør et vesentlig inntektspotensial og at det ikke bør kreves egen konsesjonssøknad for å utnytte denne muligheten.

3.12 Lavere transittkostnader

Som NorthConnect har anført i konsesjonssøknaden er transittkostnadene vanskelige å beregne. Dette støttes også av NVE. Selv om det fortsatt er uklarerheter rundt Brexit, vil det være rimelig å legge til grunn at Storbritannia trer ut av ITC-ordningen og at det innføres perimeteravgifter. Det hersker betydelig usikkerhet om hvor store disse blir i årene framover. Betalingen er i høyeste grad avhengig av krafthandelen på forbindelsen. Selv om det skal betales perimeteravgift på forbindelsene til Storbritannia, reduseres Statnetts ITC-kostnader vesentlig fordi mye av krafthandelen skjer over forbindelsene som ikke omfattes av ITC-ordningen. Ved økt eksport på disse forbindelsene vil Norge, som NVE påpeker, få noe økt import fra våre naboland som iht. ITC -prinsippene må betale for å benytte Norge som transittland.

Dette forhold er ikke reflektert i NVEs analyser og vi mener derfor at ITC-kostnadene er for høyt anslått i NVE-rapporten og at vårt opprinnelige anslag på 500 millioner NOK i nåverdi burde vært lagt til grunn.

NVE omtaler transittkostnader (ITC-kostnader) både i avsnitt 7.9, 7.9.1 og 5.8. i sin rapport. Transittkostnadene er det systemoperatørene som er ansvarlige for å innbetale og inndrive. NorthConnect har i brev av 13. april 2018 og 12. oktober 2019 bekreftet overfor NVE at NorthConnect er villige til å dekke de merkostnadene som Statnett som systemoperatør påføres på grunn av at NorthConnect etableres.

De anslagene over nåverdien på ITC-kostnadene som NorthConnect har oppgitt i søknaden om utenlandskonsesjon (500 millioner NOK), mener vi var et realistisk anslag for transittkostnadene basert på forutsetningene på søknadstidspunktet. Beløpet er i samsvar med anslag fra sammenlignbare kabelprosjekter mellom Skandinavia og Storbritannia som er under utvikling (NSL og Viking Link).

Statnett har i sin konsesjonssøknad for NSL oppgitt ITC-kostnadene til 4 millioner EUR/år, basert på 8 TWh eksport fra Norge. Statnett har lagt til grunn en perimeteravgift (0,7 €/MWh) som var gjeldende sats da NSL ble omsøkt. Neddiskontert har Statnett satt transittkostnadene til 500 millioner NOK.

Til sammenligning opererer det danske prosjektet Viking Link (1 400 MW) med 384 millioner danske kroner (ref. 2015) i transittkostnader. Dette tilsvarer om lag 580 millioner NOK (ref. 2017 basert på dagens valutakurs).

NVE har beregnet at neddiskonterte ITC-kostnader vil utgjøre 786 millioner Det framgår imidlertid ikke klart hvordan dette er beregnet.

Mulige Brexit-konsekvenser på britisk side

Inter TSO Compensation Agreement er en multilateral avtale inngått mellom alle ENTSOE-E medlemmer, samt Albania. Inter TSO kompensasjonsordningen er innført for å kompensere partene for de økte tapskostnadene som oppstår i land som tjener som transittland for krafthandel i det europeiske integrerte markedet.

Land som hverken er en del av det indre europeiske kraftmarkedet eller har en avtale som knytter landet til ITC -ordningen (for eksempel Albania), betraktes som tredjeland (perimeterland). Kravet til å være del av ITC-ordningen er at landet implementerer EUs lover for denne sektoren. I og med at Storbritannia ikke lenger blir en del av det indre europeiske kraftmarked, blir Storbritannia betraktet som tredjeland og vil bli ekskludert fra ITC-ordningen med mindre det kommer på plass en avtale som sikrer videreføring av dagens bestemmelser. Et slikt utfall virker dessverre ikke veldig sannsynlig gitt kravene som stilles fra EU-kommisjonen.

Tredjeland som ikke omfattes av ITC-ordningen, betaler en fast avgift (såkalt perimeteravgift) som i 2018 var 0,6 EUR/MWh, men som iht. vedtak i ENTSO-Es markedskomite er økt til 0,8 EUR/MWh i 2019. Det er foreløpig ikke fastlagt hva denne avgiften blir for 2020 og årene framover.

På grunn av handelsmønsteret har Storbritannia vært et mottakerland i dagens ITC-ordning. I 2016 mottok Storbritannia 10,57 millioner EUR, mens for eksempel Statnett måtte betale inn omkring 12 millioner EUR til denne ordningen i 2017.

På grunn av Storbritannias nettoposisjon i ITC-ordningen har verken NorthConnect eller NSL lagt til grunn at det påløper ITC-kostnader i Storbritannia.

Gjennom Brexit er det muligheter for at dette kan endres i og med at det er usikkert om Storbritannia vil akseptere å innordne seg kravene som stilles og som er en forutsetning. Et sannsynlig utfall er at perimeteravgiften vil bli lagt til grunn for handel med Storbritannia. Handelskostnadene vil derfor øke. Dette er en mulighet som også Statnett peker på i sitt høringsvar om NorthConnect.

Brexit kan medføre grensetariffer

Brexit innebærer at Storbritannia i ITC-sammenheng blir et tredjepartsland, med mindre Brexit-avtalen gir et annet utfall. I henhold til forordning (EU) No 774/2010 vil det da bli pålagt en perimeteravgift på mellomlandsforbindelser. Statnett har ansvaret for å betale perimeteravgiften. Etter vår vurdering bør eierne av NorthConnect pålegges å dekke denne kostnaden. Vi vil også påpeke at det er en risiko for at britiske myndigheter kan innføre en grensetariff.

Det kan også legges til at norske aktører som i dag handler med Russland, må betale perimeteravgift til Statnett og vi kan lett havne i samme situasjon for krafthandelen med Storbritannia.

Mulige Brexit-konsekvenser på norsk side

At Storbritannia eventuelt ikke fortsetter i ITC-ordningen vil kunne ha indirekte konsekvenser på norsk side. I og med at NorthConnect og NSL fører til at det både absolutt og relativt sett blir lavere handelsvolum mot kontinentet, vil beløpet som Statnett skal betale til ITC-ordningen bli betydelig redusert. Storbritannia, som er et netto mottaksland, vil ikke lenger inngå i denne betalingsordningen og dermed reduseres selve ITC-kostnadene for Statnett. Dette må ikke nødvendigvis forstås slik at transittkostnadene (perimeteravgifter + ITC-kostnader) reduseres.

Innbetalingen til ordningen fra NorthConnect til Statnett vil både være avhengig av avgiftsats per MWh og handelskvantum (eksport/import) på forbindelsen. NVEs beregninger viser at økt eksport fra Norge via NorthConnect fører til økt import fra andre land, i første rekke Sverige. Dette vil medføre at Norge blir et transittland for svensk kraftoverskudd som Statnett gjennom ITC-ordningen skal kompenseres for. Sverige og andre land som benytter Norge som transittland skal derfor betale ITC-kostnader til Statnett, som fører til en betydelig reduksjon av nettokostnaden ved ITC-ordningen for Statnett.

NVE påpeker også at NorthConnects tapsanslag blir for lave fordi NorthConnect forutsetter at kraftutvekslingen i all hovedsak utbalanseres av overskuddet og fleksibiliteten i NO5 og nærliggende områder. NVEs beregninger viser at NorthConnect fører til økt kraftflyt gjennom Norge fra Sverige og dermed økte tap fordi kraften flyter over lengre strekninger. Dette er nok utvilsomt korrekt, men konsekvensen er at kostnadene for økte tap i det norske kraftnettet må dekkes av Svenska Kraftnät gjennom ITC-kostnadene som innkreves på svensk side av grensen, men som utbetales til Statnett.

3.13 Deltagelse i kapasitetsmarkedet

3.13.1 Inntekter fra det britiske kapasitetsmarkedet

NVEs rapport omtaler kapasitetsmarkedet i avsnitt 4.6 og 4.10.1 og 7.4.6.

Mellomlandsforbindelser tillates å delta direkte i det britiske kapasitetsmarkedet som ble etablert fra 2014. Inntektene fra kapasitetsmarkedet representerer en betydelig del av handelsinntektene for NorthConnect, NSL og andre mellomlandsforbindelser til Storbritannia.

NVE har lagt til grunn at NorthConnect kan delta i kapasitetsmarkedet i sine analyser. Samtidig vil innføringen av Clean Energy Package, Elmarkedsforordningen (EU Regulation 2019/943), medføre at mellomlandsforbindelser, etter en overgangsperiode, vil bli avskåret fra direkte deltakelse i kapasitetsmarkedet. Det er i stedet norske produsenter som kan delta. I prinsipp vil denne endringen ikke medføre at disse inntektene faller bort eller må reduseres i det samfunnsmessige regnestykket. De framtidige inntektene fra det britiske kapasitetsmarkedet vil tilfalle norske produsenter som gjennom NorthConnect gis mulighet til å delta i den britiske kapasitetsauksjonen. NorthConnect kan få sin del av inntektene ved å ta betalt å stille overføringskapasitet til disposisjon for de norske produsentene som velger å delta i dette markedet. Det britiske kapasitetsmarkedet er nylig gransket av EU. EU kom opp med 6 nye krav til endringer som er tatt inn i de nye utlysningstekstene. Et av kravene var at det måtte legges til rette for grensekryssende deltakelse i det britiske kapasitetsmarkedet. Det vil si at utenlandsk kapasitet kan by direkte inn i det britiske markedet iht. bestemmelsene i den nye Elmarkedsforordningen (2019/943).

3.13.2 Tilgjengelighetsfaktor (Derating Factor (DRF))

NVE har benyttet en tilgjengelighetsfaktor (Derating Factor- DRF) på 0,75 for NorthConnect. NorthConnect har imidlertid anført at NSL hadde høyere tilgjengelighetsfaktor (0,85). NSL har imidlertid fått fastsatt en enda høyere tilgjengelighetsfaktor ved den spesielle T-3 kapasitetsmarkedsauksjonen i 2019/2020 (forsinket pga. EUs gransking). Med oppstart fra 2021/2022 ble det benyttet følgende tilgjengelighetsfaktorer:

Table 2: T-3 Interconnector de-rating factors ²		
Interconnector	Capacity (GW)	T-3 DRF (%)
IFA (France)	2	69
IFA2 (France)	1	71
ElecLink (France)	1	75
BritNed (Netherlands)	1.2	50
Moyle (Northern Ireland)	0.5	56
EWIC (Republic of Ireland)	0.5	56
NemoLink (Belgium)	1	58
NSL (Norway)	1.4	88

Table 3: T-4 Interconnector de-rating factors ³		
Interconnector	Capacity (GW)	T-3 DRF (%)
Greenlink (Republic of Ireland)	0.5	42

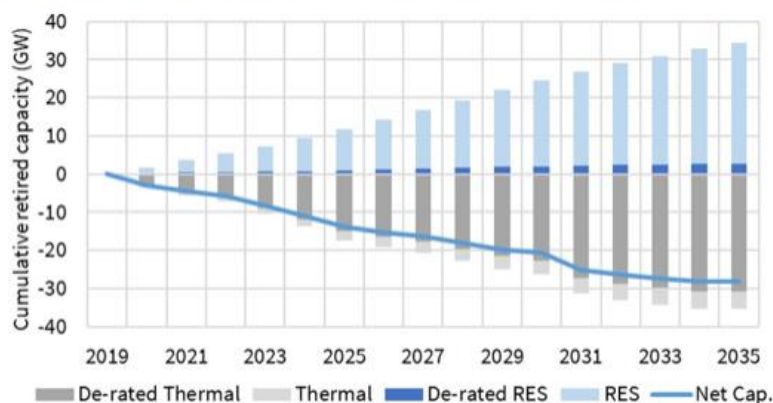
Figur 5 Tilgjengelighetsfaktor på mellomlandsforbindelser på siste kapasitetsmarkedsauksjon i det britiske markedet

På det tidspunktet NorthConnect søkte om konsesjon var det usikkerhet om fastsettelsen av deratingfaktoren, og NorthConnect oppga derfor 0,75 for å være på den sikre siden. Denne faktor har også NVE har lagt til grunn. Denne faktor er imidlertid er for altfor lav. NSL har en tidligere operert med 0,85, men dette er altså økt til 0,88 som er lagt til grunn i den endelige auksjonen. BEIS betrakter NSL og NorthConnect som likeverdige og tilgjengelighetsfaktoren skal derfor være høyere for NorthConnect enn hva NVE har lagt til grunn.

Nedgang i behov for nødvendig effekt

Det har vært en betydelig nedgang i maksimallasten i det britiske kraftsystemet de senere år. Samtidig tilbys kapasitet fra de nye mellomlandsforbindelsene som i utgangspunktet er «pricetakers» i auksjonene. Denne videreføres og prisene økes.

Chart 1: The net capacity deficit – RES build vs capacity closures



Source: Timera Energy

Figur 6 Antatt utfasing av termisk produksjonskapasitet i det britiske kraftsystemet

NorthConnect mener derfor at prisnivået etter hvert må opp på et nivå som kan gi intensiver til å få på plass ny, fleksibel gasskraftkapasitet som også kan møte framtidige utslippskrav. For at dette skal inntreffe, må auksjonsprisene være omkring 25 £/kWh fra 2025. Elektrisitetsforbruket, og dermed maksimaleffekten, forventes å øke i Storbritannia i årene framover, noe som ytterligere øker behovet.

NorthConnect legger også til grunn at mellomlandsforbindelser (enten direkte eller indirekte) vil få delta i det britiske kapasitetsmarkedet i framtiden. Grunnen til dette er åpenbar: Mellomlandsforbindelser er «pricetakers» i auksjonene og representerer derfor, sett fra et myndighetsperspektiv, kostnadseffektive løsninger som bidrar til betydelige besparelser for britiske kunder.

Oppsummert

NorthConnect mener derfor at estimerte inntekter fra kapasitetsmarkedet vil være betydelig høyere enn ca. 1 200 millioner NOK, som NVE har beregnet basert på en tilgjengelighetsfaktor på 0,75 og gjennomsnittlig auksjonspris på £15,45/kW neddiskontert over en 20-årsperiode. Våre anslag, basert på 0,88 tilgjengelighetsfaktor og forventet framtidig auksjonspris på 25 £/kW, gir 2 280 millioner NOK over en 20-årsperiode. Dette representerer en økning på ca. 1 milliard NOK i forhold til NVEs beregninger.

4 Det store kraftoverskuddet som bygger seg opp i det norsk-svenske markedet presser kraftprisen betydelig ned

Kraftprisene i Norge påvirkes særlig av tre faktorer:

- Kraftbalansen i Norge og Norden
- CO₂-prisen
- Prisen på naturgass og kull (etter hvert redusert betydning)

Kraftbalansen påvirkes blant annet gjennom innføringen av det norsk-svenske støttesystemet med grønne sertifikater. Mellom 2010 og 2020 har det bygget seg opp et stort kraftoverskudd i Norden, hovedsakelig på grunn av store investeringer i vindkraft. Investeringer i mindre vannkraftanlegg har også vært betydelige i denne perioden. Kraftoverskuddet har bidratt til at kraftprisen har utviklet seg langs en lavere bane enn den ville ha gjort uten et slikt kraftoverskudd. Denne utviklingen vil forsterkes i årene fremover, bl.a. på grunn av det sterke kostnadsfallet for vindkraft, og føre til at det norsk-svenske kraftoverskuddet øker og antagelig når en topp i 2022-2024. Dette er tidligere enn hva NVE har lagt til grunn i sin Langsiktige Kraftmarkedsanalyse, hvor overskuddet når toppen først i 2030.

CO₂-prisen, samt prisen på naturgass og kull, er viktige parametere for kraftprisutviklingen, men påvirkes ikke av norske myndigheter. Kull vil få redusert betydning i fremtiden.

I NVEs referansebane faller kraftprisen med ca. 5 øre/kWh fra 2025 til 2030 på grunn av kraftoverskuddet.

Flere analyser viser at det økte kraftoverskuddet i Norge og Sverige, jfr. Figur 3, kan føre til en kraftprisreduksjon på om lag 10 øre/kWh fram mot 2025. Prisnedgangen kommer derfor flere år tidligere enn det NVE har forutsatt i sine analyser. Den framtidige kraftprisen er i en fallende trend på kraftbørsen Nasdaq, noe som understøtter forventningen av et generelt prisfall i markedet.

Prisfallet dempes noe av prisøkningen som NorthConnect fører til. NVEs analyser viser at NorthConnect kan føre til en marginal økning i kraftprisen på 1 til 3 øre/kWh. Dette har fått mye oppmerksomhet politisk. Dette må imidlertid sees i sammenheng med den forventede, sterke prisnedgangen i markedet.

«..NVE har beregnet at årsgjennomsnittet går opp 1–3 øre pr. kilowatttime. Prisøkningen vil imidlertid være sterkest i perioder når kraftprisen allerede er lav. De langsiktige prognosene for strømpris er at den er fallende. Så her snakker vi heller om å dempe prisfallet»

- Christian Rynning-Tønnesen, konsernsjef Statkraft til Aftenposten 17.12.2019

NVE sine beregninger av prisvirkningen analyserer bare direkte virkninger (førsteordenseffekter) av NorthConnect. Dette er en statisk analyse som ikke tar hensyn til at det vil skje tilpasninger i markedet som kan utløse både utbygging av ny kraft og nett-tiltak, som igjen vil motvirke priseffekten av NorthConnect. Videre vil prisøkningen i hovedsak komme i år med forventet stort kraftoverskudd, år med mye nedbør, milde vintre og om sommeren. Den gjennomsnittlige kraftprisøkningen fra NorthConnect er bare en brøkdel av reduksjonen i kraftprisen som følge det kraftoverskuddet som bygges i det norsk-svenske kraftmarkedet.

4.1 NorthConnect begrenser økningen i nettleie

Ifølge NVEs analyser kan NorthConnect føre til en økning i nettleien på 0,4 øre/kWh den første tiden. Dette forholdet blir betydelig endret med oppdaterte beregningsforutsetninger.

NVEs beregninger viser at økningen i handelsinntektene på grunn av NorthConnect blir lavere enn reduksjonene i flaskehalsinntekter på øvrige forbindelser. Selv om NorthConnect likevel er samfunnsmessig lønnsom, vil Statnett vil få reduserte inntekter på sine eksisterende utenlandskabler, og vil derfor ifølge NVEs beregninger disponere et lavere beløp for å redusere nettleien. Sammen med interne flaskehalser og økte tap i kraftsystemet kan dette, ifølge NVEs analyser, føre til en økning på nettleien (uttakstariffen i transmisjonsnett) på rundt 0,4 øre/kWh.

Vi mener derimot at NorthConnect på lang sikt vil medføre lavere nettleie, og på kort sikt blir virkningen neglisjerbar.

4.2 Interne flaskehalser

Som tidligere påpekt skal også endring i inntekter på interne flaskehalser tas med i en samfunnsmessig analyse slik NVE har gjort. Reduksjonen i interne flaskehalsinntekter (i Norge) reduserer systemoperatørens (Statnetts) inntekter. Endringen i handelsinntekter på mellomlandsforbindelser treffer Statnett med 50% fordi halvparten av gevinsten eller tapet tilfaller eierne på motsatt side. Endringer i interne flaskehalsinntekter får imidlertid full effekt for Statnett. Det kan derfor, slik NVE har gjort, argumenteres for at bortfall av flaskehalsinntekter i det norske transmisjonsnett, på grunn av at NorthConnect avlaster kritiske snitt og forbindelser, representerer et tap for Statnett. Samtidig er det slik at selv om Statnett går glipp av flaskehalsinntekter vil det likevel skje en prisutjevning mellom prisområdene som øker samlet produsent- og konsumentoverskudd. Dette har NVE tidligere påvist²¹ ved beregning av nytteverdier for NSL og NordLink på oppdrag av OED. NorthConnect, i motsetning til NSL og NordLink, avlaster transmisjonsnett og reduserer flaskehalser i transmisjonsnett, mens NSL og NordLink utløste kostbare nettoppgraderinger (Vestre korridor).

En alternativ betraktning, og etter vårt syn mer korrekt tilnærming, er at interne flaskehalser oppstår på grunn av manglende overføringskapasitet i transmisjonsnett. Inntektene Statnett får på grunn av økende interne flaskehalser må heller tolkes som midlertidige skyggepriser som gir investeringssignal til Statnett om hvor og når det er behov for å øke overføringskapasiteten i transmisjonsnett. NorthConnect fører til reduserte flaskehalsinntekter for Statnett, som gir et inntektstap, men dette inntektstapet har også en positiv motpost ved at NorthConnect fører til avlasting av transmisjonsnett. Slik kan framtidige investeringer i økt kapasitet utsettes. Investeringsutsettelse representerer en klar gevinst for Statnett. I vår konsesjonssøknad har vi konkret påpekt at spenningsoppgradering (ikke tverrsnittsøkning, som ligger inne i Statnetts planer) av forbindelsen mellom Sauda og Samnanger, som på sikt må gjennomføres, kan utsettes dersom NorthConnect bygges fordi NorthConnect fører til redusert behov for transittkapasitet mellom NO5 og NO2.

Det er også slik at en isolert betraktningssmåte, som NVE har lagt til grunn, også fører til et inntektstap for Statnett dersom flaskehalsen forsvinner ved at transmisjonsnett oppgraderes. Dersom NVE sitt resonnement skal legges til grunn vil Statnett ha et klart insentiv om å ikke investere i nettførsterkninger. Dette skyldes at Statnetts inntekter reduseres når flaskehalsen forsvinner. Dette illustrerer at vurderingskriteriet til NVE om å betrakte endringen i interne flaskehalsinntekter gir for snevert vurderingsgrunnlag.

²¹ Norske nyttevirksomheter av de konsesjonssøkte mellomlandsforbindelsene til England og Tyskland. En beskrivelse av Energiavdelings analysen på oppdrag fra OED, NVE (NVE refererer til denne i NVE sin Vurdering av NorthConnect, fotnote 9, side 26)

Oppdaterte beregningsforutsetninger vil øke samlede inntekter på mellomlandsforbindelsene, ikke redusere disse (jfr. kapittel 4). NorthConnects analyser, med oppdaterte og reviderte forutsetninger, endrer derfor resultatene vesentlig i forhold til NVEs beregninger. NorthConnect vil derfor øke de samlede flaskehalsinntektene på mellomlandsforbindelsene selv om inntektene på Statnetts øvrige forbindelser reduseres noe. Stortinget har imidlertid bestemt at Statnett skal overta eierskapet til NorthConnect og da er det Statnett som vil disponere de samlede inntekter på mellomlandsforbindelsene. I den perioden NorthConnect eies av dagens eiere, vil det være inntektene utover det som ansees som rimelig avkastning for eierne som vil tilfalle Statnett (jfr. kapittel 7).

NVE har beregnet at tapskostnadene i transmisjonsnettet øker som følge av NorthConnect. NVE hevder at dette gjelder selv om nett-tapene reduseres på grunn av NorthConnect fordi NorthConnect øker markedsprisene slik at tapskostnadene likevel øker. NVE har beregnet at NorthConnect fører til økt eksport fra Norge, men dette balanseres ved at importen på øvrige forbindelser samtidig øker. Denne importen kommer hovedsakelig fra Sverige, og vil antakelig være større enn det NVE har beregnet på grunn av det store kraftoverskuddet som bygges opp i Sverige. Dette gir økt overføring fra Sverige til Storbritannia og da blir Norge et transittland som skal kompenseres for tapene den økte transitten medfører (jfr. Transittkostnader under kapittel 3). Det er derfor ikke opplagt, slik NVE hevder, at tapskostnadene på grunn av NorthConnect vil øke.

EUs fjerde energimarkedspakke, Clean Energy Package, fastsetter at inntekter fra krafthandel mellom prisområder primært skal benyttes til å opprettholde eller øke kapasiteten mellom prisområdene. Disse bestemmelsene omfatter også økning av kapasitet for å fjerne flaskehalser mellom prisområder internt i Norge. Inntekten kan også benyttes til å redusere nettleien (innmatingstariffene i transmisjonsnettet) slik Statnett gjør. NorthConnect vil bidra til å øke disse inntektene, slik vi har anført i vår konsesjonssøknad og som vi har verifisert gjennom nye beregninger med oppdaterte forutsetninger. Det er beheftet, med stor usikkerhet å beregne, langsiktig inntektsutvikling for NorthConnect, men basert på de grunnleggende fundamentale forhold og den mest sannsynlige utviklingen i kraftmarkedene som NorthConnect knytter sammen, vil NorthConnect over forbindelsens levetid generere betydelige merinntekter som kan benyttes til å redusere tariffene.

4.3 NorthConnect vil føre til lavere systemdriftskostnader enn det NVE har anslått

NVE har lagt til grunn samme nivå på årlige systemdriftskostnader som Statnett har gjort for NSL og som NorthConnect gjorde i sin konsesjonssøknad. Total kostnad over 40 år er beregnet til 2 539 mill. 2019-kroner. Vi mener imidlertid nå at det er flere faktorer som trekker i retning av at disse kostnadene blir lavere enn det som ble estimert av Statnett for NSL i 2013.

- NVE trekker fram at kraftprisene i Norge i stor grad bestemmer verdien på den kraftproduksjonen som vil benyttes til systemtjenester, og vil dermed også sette nivået på systemdriftskostnadene som utløses av NorthConnect. NVE og Statnett forventet at kraftprisene i 2013 skulle opp - ikke ned. De siste prognoser, også NVEs analyser, viser imidlertid at prisene skal ned, som forklart i tidligere kapitler. Dette vil redusere prisen på systemtjenester.
- Det er ikke tatt hensyn til at NorthConnect tilknyttes i prisområde NO5, mens de resterende mellomlandsforbindelsene ut av Norge ligger i NO2. NO5 er et område med høy andel regulerbar

produksjon, noe som fører til at tilgjengeligheten på reguleringsobjekter er større enn for en tilsvarende kabel knyttet opp i NO2. Dette reduserer helt klart kostnaden sammenliknet med estimatet fra 2013.

- NVE trekker fram at videre utvikling av markeder og verktøy vil effektivisere bruken av reserver, uavhengig av nye mellomlandsforbindelser. Disse verktøyene var ikke hensyntatt i Statnetts vurdering i 2013, og vi vet nå at dette arbeidet, både i Norge, Norden og Europa, bærer frukter. Dette vil redusere enhetskostnadene for reservasjon og aktivering av reguleringsobjekter betydelig.
- Handel med systemtjenester over utenlandsforbindelsene kan øke eller redusere kostnadene knyttet til systemtjenestene. Ved lave nordiske reservepriser kan salg til andre synkronområder øke nordiske reservepriser, men gi økte inntekter til Norge som disponerer mye fleksibel vannkraft.
- Statnett anslo i 2013 en kostnad for manuell nedregulering av produksjon som følge av NSL på 20 millioner kroner årlig. Manuell nedregulering er ikke så aktuelt når det kommer til NorthConnect, ifølge Statnett, men er likevel inkludert for NorthConnect.
- Statnett anslo i 2013 en kostnad på 10 millioner NOK årlig på sikring av nok reaktiv effekt i systemet som følge av idriftsettelse av NSL. I 2018 anslår de denne kostnaden som neglisjerbar. Dette skyldes at NSL ble basert på VSL-teknologi istedenfor LCC-teknologi som har høyt reaktivt behov. Omformere basert på VSL-teknologi kan produsere og levere reaktiv effekt til kraftsystemet. NorthConnect er også basert på VSL-teknologi. Det er derfor merkelig at kostnader for å sikre tilstrekkelig reaktiv effekt likevel er tillagt NorthConnect.

På bakgrunn av disse endringene mener vi at estimatene for systemdriftskostnadene er for høye. Som NVE selv påpeker er det stor usikkerhet knyttet til estimatet, men vi mener det er mange forhold som trekker i retning av lavere systemdriftskostnader. Bare de to siste kulepunktene reduserer disse kostnadene med 25%, og de er forhold som nå er sikre. Vi mener at med alle forhold omtalt over tatt i betraktning, bør systemdriftskostnadene reduseres med nærmere 50%.

5 NorthConnect forbedrer utnyttelsen av fornybar energiproduksjon i Skottland og kutter klimagassutslipp betydelig

«Samarbeid mellom land og bygging av kraftkabler bidrar til at Europa klarer overgangen fra fossil til fornybar kraft raskere og rimeligere.» sier Torjus Bolkesjø, professor i fornybar energi ved NMBU på Ås.

Resultater fra det nordiske forskningsprosjektet Flex4RES og oppfølgingsprosjektet NorENS, hvor blant annet forskere ved NMBU har medvirket, viser at økt kapasitet på mellomlandsforbindelsene er en forutsetning for å integrere en høy andel variabel fornybar energi inn i energisystemet på en kostnadseffektiv måte²². Analysene viser at lønnsom utbygging av utenlandskabler ut over allerede planlagte forbindelser vil redusere CO₂-utslipp i Europa ved å tilrettelegge for mer utbygging av fornybar i Norden og øke fleksibiliteten i kraftsystemet gjennom kraftutveksling. Overføringskabler hjelper dermed forsyningssikkerheten i knapphetsperioder og gir avsetning for overskuddskraften når det produseres mye fornybar kraft fra variable ressurser som vind og sol²³.

Videre viser rapporten utarbeidet av Bloomberg New Energy Finance i samarbeid med Statkraft og Eaton i 2018²⁴ at mellomlandsforbindelser til Norden²⁵ og reguleringskapasiteten i nordiske magasiner kan redusere utslipp med rundt 25% i Storbritannia og samtidig fortrenge 10% fossil kapasitet (i hovedsak gasskraft) i både 2030 og 2040.

5.1 NorthConnect forbedrer utnyttelse av fornybar energiproduksjon i Skottland

Skottland har de beste vindressursene i Europa, både on- og offshore, og har Europas høyeste andel av energiproduksjon fra vindkraft²⁶. Med den reviderte Sector Deal for Offshore Wind vil det bli ytterligere økning av offshore vindkraftproduksjon i Skottland i årene frem mot 2030.

Variabel kraftproduksjon fra vind krever balansekraft. Skottland har lite regulerbar produksjon, litt vannkraft med pumping og litt gasskraft (Peterhead). Balansering må derfor skje gjennom import fra England, i all hovedsak fra gasskraftverk. Det er imidlertid begrenset utvekslingskapasitet mot England. Den store økningen i vindkraftproduksjon har ført til nedstengning av vindkraftproduksjon i perioder med mye vind i Skottland på grunn av restriksjoner i nettet. For å avhjelpe denne situasjonen ble det bygget en HVDC forbindelse (Western Bootstrap, ca. 2 GW) mellom England og Skottland. Denne kom i full drift i 2018, men har ikke på langt nær vært tilstrekkelig for å hindre nedstengning av vindkraftproduksjon i periodene med mye vind. I 2019 ble derfor ca. 2 TWh skotsk vindkraftproduksjon stengt ned²⁷. Det planlegges også HVDC forbindelser på østkysten av Skottland, men de vil neppe bli ferdigstilt før nærmere 2030. På tross av de planlagte nye, kostbare HVDC forbindelsene (1-1,4 milliarder. GBP), vil Skottland fortsatt måtte øke andelen av nedstengt vindkraftproduksjon i perioden med mye vind på grunn av den stadig økende vindkraftproduksjonen i Skottland.

²² Y.-K. Chen, H. Koduvere, P.A. Gunkel, J.G. Kirkerud, K. Skytte, H. Ravn, T.F. Bolkesjø The role of cross-border power transmission in a renewable-rich power system – a model analysis for Northwestern Europe, *Journal of Environmental Management* 2020 (in press)

²³ <https://www.energinorge.no/fagomrader/energibruk-og-klima/nyheter/2019/kabler-viktig-for-a-lose-fleksibilitetsutfordringen/>

²⁴ <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/2018/11/UK-Flexibility-Solutions-for-High-Renewable-Energy-Systems-2018-BNEF-Eaton-Statkraft.pdf>

²⁵ Basert på NorthConnect, North Sea Link og Viking Link.

²⁶ 5 000 timer observert på Shetland

²⁷ Renewable Energy Foundation <https://www.ref.org.uk/constraints/indextotals.php>

Når NorthConnect kommer i drift, vil store deler av dette inntengt vindkraftoverskuddet i Skottland kunne eksporteres til Norge. NorthConnect vil derfor kunne ta vare på fornybar energi som ellers ville gått til spille. Den resulterende virkningsgraden av import gjennom NorthConnect er høyere enn dersom Skottland selv skulle bygget egne pumpekraftverk for å ta vare på denne energien fra vindkraften. Dette skyldes virkningsgraden for pumpekraftverk, som typisk er 75-80% og gir 20-25% energitap. Til sammenligning har NorthConnect ca. 5% overføringstap hver vei, som gir samlet 10% overføringstap (kabelforbindelsen inkludert omformere). Dette kan illustreres ved at Sima Kraftverk kan stoppes i perioder med full import fra Skottland, men kjøre forfullt når det eksporteres. Det fører til at 90% av energien blir gjenvunnet.

NorthConnect, gjennom tilknytning til prisområde NO5, representerer derfor et fornybart alternativ til engelsk gasskraft som balansekraft for det skotske systemet.

Krafthandel gjennom NorthConnect vil derfor ha en dobbel klimavirkning:

- Først tar den vare på fornybar energi i form av vindkraft i Skottland, som ellers ville gått til spille, og
- samtidig erstatter den fossil gasskraft i England som balansekraft for Skottland.

5.2 NorthConnect reduserer klimagassutslipp

Det store kraftoverskuddet i Norden vil kunne bidra til betydelige reduserte utslipp i Europa av klimagasser via handelsforbindelser. Eksport fra NorthConnect vil, i likhet med andre utvekslingskabler til land som benytter gasskraft i kombinasjon med vindkraft, bidra til å fortrenge marginal gasskraftproduksjon.

NorthConnect har grovt antatt 500 gram CO₂/kWh²⁸ som utslipp for gasskraftproduksjon. Videre er det antatt at fra 2025 vil import til Norge fra Storbritannia i hovedsak være fornybar overskuddskraft. Fleksibiliteten og lagringsevnen i de norske vannkraftmagasinene bidrar til at Norge, gjennom kraftutveksling, kan ta vare på fornybar energi som ellers ville gå til spille og eksportere denne energien tilbake når det er behov (f.eks lav vindkraftproduksjon). Disse betraktningene er noe forenklet, men gir likevel et godt anslag for klimagevinsten som NorthConnect bidrar til. Det kan nok forekomme import fra andre kilder enn fornybar vind i ekstreme perioder i det norske kraftsystemet.

Med dette som utgangspunkt, og basert på NVEs resultater fra NVE sin vurdering av NorthConnect, har vi sammenstilt et kraftflyt- og klimaregnskap for NorthConnect - gjengitt under.

²⁸ Energy Market Reform (EMR)

Tabell 5 Eksport-/ Importtall fra NVE sin rapport (Tabell 6 i NVE sin rapport)

	2025	2030	2040
Eksport NorthConnect	9,5	8,5	7,4
Import NorthConnect	1,0	1,7	2,7
Nettoeksport NorthConnect	8,4	6,8	4,7
Endret eksport øvrige forbindelser	-5,5	-3,8	-5,3
Endret import øvrige forbindelser	2,9	1,6	0,9

NVE sier, ref. side 40 i NVE sin rapport, at Norge fortsatt vil eksportere for fullt på eksisterende mellomlandsforbindelser til England og resten av kontinentet i de timene prisforskjellene (og CO₂-reduksjonen) er størst. Det vil bli økt import av fornybar kraft fra naboland– ofte overskuddskraft fra vind. NorthConnect foredrer derfor ikke-regulerbar vindkraft gjennom å midlertidig stoppe vannkraftverkene når det blåser mye og det er høy import, og kjøre dem opp når det blåser lite. Slik sett bidrar NorthConnect til at det trengs mindre ikke-fornybar balansekraft når det ikke blåser i Storbritannia.

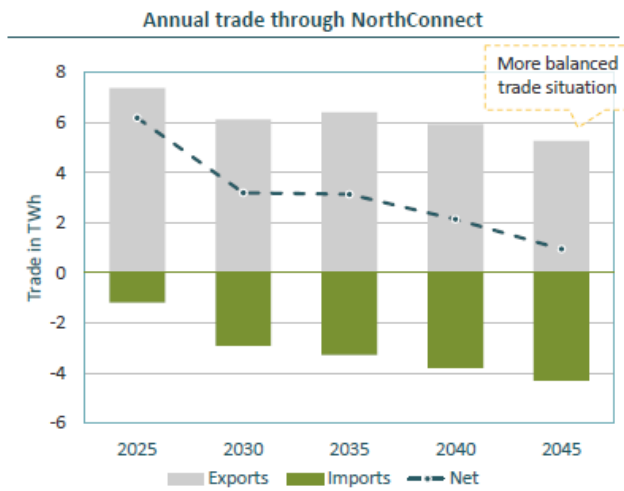
NVEs analyse tar ikke høyde for at NorthConnect vil føre til økt utbygging av både mer effekt og økt energi, fordi de anslåtte prisvirkningene av NorthConnect i sin tur vil utløse investeringer i fornybar effekt og energi i Norge og Sverige.

Tabell 6 Utslippsreduksjon basert på NVE sine eksport-/importtall og marginal gasskraftproduksjon på 500 gram CO₂/kWh

Utslippsreduksjon (+økning/-reduksjon)	Perioden 2025-2040
Eksport til UK, Mt CO ₂	-4.2
Import fra UK	-1.0
Redusert eksport øvrige kabler	2.3
Økt import øvrige kabler	0.8
Netto utslippsreduksjon, Mt CO₂/år	-2.1

Basert på forutsetningene ovenfor og NVE sine eksport- og importtall gir NorthConnect en netto utslippsreduksjon på om lag 2 millioner tonn CO₂ per år. NorthConnect mener at krafthandelen vil bli balansert tidligere enn det NVE sin analyse viser, både på grunn av den økte vindkraftproduksjonen og reduksjonen i kjernekraftproduksjon, jfr. Figur 7. I følge THEMAs beregninger avtar nettoeksporten over NorthConnect fra ca. 6 TWh i 2025 til ca. 2 TWh i 2040. Dette betyr at NorthConnect blir en fullt utbalansert utvekslingskabel over tid, hvor nettoeksporten går mot null. Selv om nettoeksporten nærmer seg null opprettholdes reduksjonen i klimautslipp.

På denne bakgrunnen, og hensyntatt forenklinger og usikkerheter, har NorthConnect konservativt anslått at forbindelsen reduserer klimautslippene med 2 millioner tonn CO₂ per år.



Figur 7 Handel på NorthConnect (THEMA2020)

6 Begrenset tidsvindu for realisering av NorthConnect

NorthConnect er et stort, internasjonalt infrastrukturprosjekt som er underlagt omfattende regulatoriske regelverk og ulike politiske beslutningsprosesser i to land. Både de politiske prosessene og utviklingen av prosjektet er kompleks og tidkrevende. I slike mellomlandsprosjekter gjennomføres teknisk prosjektering samtidig som konsesjonsprosessen pågår for å redusere de lange ledetidene. Ledetider for slike prosjekter er typisk 10 år. Det er derfor svært viktig at det er en viss forutsigbarhet når det gjelder tidslinjen i konsesjonsprosessen.

NorthConnect er nå et modent prosjekt som har vært under utvikling siden 2011, og nødvendige konsesjoner og tillatelser på britisk side er på plass. I tillegg er det gjennomført omfattende prosjekterings- og anskaffelsesprosesser som nå er i slutfasen. NorthConnect venter kun på ferdigstillingen av konsesjonsprosessen i Norge.

6.1 Cap and Floor vindu – risiko for å ikke få flere muligheter til å bygge en handelsforbindelse til Storbritannia

NorthConnect har en tidsfrist som må innfris i forbindelse med søknad om konsesjon og risikoavlastning under det britiske regulatoren Ofgem kaller et «Cap and Floor»-regime, som gjør at det er en stor risiko å avvente med prosjektet^{29 30}.

Den britiske regulatoren Ofgem har innvilget prosjektet et regime med risikoavlastning med et garantert Inntektsgulv målt som et gjennomsnitt per 5 års perioder³¹. Betingelsene for konsesjonen er at NorthConnect må sende inn søknad om endelig prosjektevaluering (Final Project Assessment) innen januar 2021. Dessuten skal prosjektet ha en oppstart som ikke er forsinket med mer enn tre år, altså ikke senere enn i 2025. Regulator kan velge å gi en forlengelse, men det er ingen garanti for dette.

Skulle NorthConnect ikke innfri disse tidsfristene, øker risikoen vesentlig for prosjektet. Det er ingen garanti for at regulator aksepterer en forlengelse. Det er heller ikke slik at en kan ha sikkerhet for at Storbritannia vil initiere nye runder med tillatelser.

Prosessen for godkjenning av handelsforbindelser i Storbritannia er annerledes enn i Norge. I Storbritannia utlyser Ofgem invitasjoner til å søke om å bygge med gitte vilkår hvis det vurderes hensiktsmessig for Storbritannia og bare innen visse tidsvinduer. Ofgem besluttet en første runde for de handelsforbindelsene som var nær beslutning i august 2014, herunder blant andre NSL. NorthConnect søkte under regimet som heter «Window 2»-prosjekter som ble utlyst mellom 31. mars og 31. oktober 2016 sammen med GreenLink og NeuConnect.

Samlet kapasitet for handelsforbindelser øker med disse prosjektene fra 4 GW til i underkant av 20 GW, noe som vil kunne utgjøre en femtedel av forbruket i Storbritannia. Ofgem har dermed hatt en stor suksess med sine utlysninger av invitasjoner til å bygge handelsforbindelser. Det er ingen planer nå for å utlyse nye runder.

²⁹ <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/97802/decisiontoopenasecondcapandfloorapplicationwindowforelectricityinterconnectorsin2016-pdf>

³⁰ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/671187/Updated_energy_and_emissions_projections_2017.pdf (se figure 5.1)

NorthConnect frykter dermed at en forsinkelse av prosjektet eller en avventing blir en tapt mulighet. Det er stor risiko for at en ikke får en mulighet til å få søke om et attraktivt regulatorisk regime eller at en investering ikke blir lønnsom på et senere tidspunkt.

6.2 Leveringstid og kostnader for innkjøp av nøkkelkomponenter

Leverandørmarkedet for kabel og omformere er begrenset fordi det finnes et begrenset antall kvalifiserte leverandører for hver av hovedkomponentene, kabel og omformere. Følgelig blir leveringskapasiteten i markedet svært viktig for gjennomføringstiden.

Det er en rekke større kabelprosjekter i leveranse og under utvikling rundt om i verden. NorthConnect har imidlertid det siste året gjennomført en omfattende forhandlingsprosess med aktuelle leverandører av kabler og omformere som har gitt oss god innsikt i kostnadsbildet og aktuelle leveringsvinduer.

På bakgrunn av dette har NorthConnect identifisert at perioden 2023-2025 er en meget gunstig leveringsperiode med lavere kostnader enn opprinnelige estimater. For NorthConnect slår dette ut i en prisreduksjon på inntil 150 millioner EURO for hele forbindelsen, det vil si i størrelsesorden 75 millioner EURO for den norske delen. Dette slår direkte ut i den samfunnsøkonomiske lønnsomheten med underkant av 1 milliard NOK.³²

Dette forutsetter imidlertid at investeringsbeslutning kan tas i rimelig tid før den overnevnte leveringsperioden.

³² Basert på valutakurs som NVE bruker i sin rapport, 9,29 NOK/EUR.

7 Ny lønnsomhetsvurdering og regulering av kabelen

7.1 Lønnsomhetsvurdering

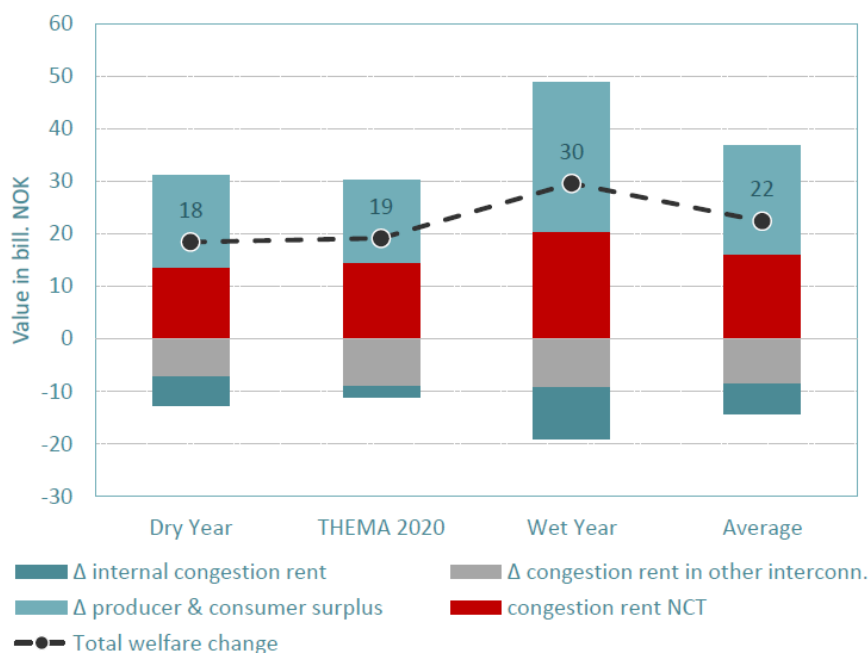
NorthConnect har i samarbeid med Thema utført oppdaterte analyser av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved prosjektet som også tar hensyn til de konklusjonene vi har presentert i vårt høringssvar. Den viser en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 13,4 mrd. kroner tilsvarende en økning på ca. 5 mrd. kroner. Dette er relatert til økt spothandelsnytte, økt inntekter fra kapasitetmarkedet og lavere kostnader inkludert lavere systemdriftskostnader og ITC-kostnader, jfr. kapittel 3 anslått til drøyt 1 milliard NOK.

Tabellen nedenfor viser NorthConnect sine oppdaterte beregninger sammenlignet med NVE sine beregninger.

Tabell 7 Tabell 10 fra NVE sin rapport med NVE og NorthConnect sine oppdaterte beregningsresultater

Kostnader	Nåverdi [mill. NOK] (THEMA)	NVEs tall [mill. NOK]
Spothandelsnytte	22 000	19 920
Inntekter fra kapasitetmarkedet	2 200	1 195
Investering	-8 322	-8 322
Drift og vedlikehold	-983	-983
Systemkostnader	-1 523	-2 539
Transittkostnader	0	-786
Sum	13 372	8 485

NorthConnect har benyttet THEMA-modellen til oppdaterte beregninger. THEMA-modellen beregner lønnsomhet basert på et normalår. For å få frem variasjonen mellom tørre og våte år er det foretatt simuleringer for typiske tørr- og våtår. I beregningene er 2010 lagt til grunn som tørrår og 2011 som våtår. Dette gir et større utfallsrom hvor normalår og tørrår kommer relativt likt ut, mens lønnsomheten er mye høyere i typiske våtår, jfr. Figur 8. Hvis et gjennomsnittså legges til grunn blir lønnsomheten 22 milliarder NOK som er 3 milliarder NOK høyere enn i et normalår. NorthConnect har derfor lagt til grunn et gjennomsnittså i lønnsomhetsanalysen, jfr. Tabell 7.



Figur 8 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i tørrår, normalår og våtår (Kilde: THEMA)

Med beregninger som vist i Tabell 7 økes lønnsomheten for kabelen betydelig. Dette vil også styrke den bedriftsøkonomiske lønnsomheten for NorthConnect. Disse justeringene, samt det faktum at modellen undervurderer inntekspotensialet, underbygger at investeringen er bedriftsøkonomisk lønnsom med de forutsetninger NorthConnect legger til grunn. Til tross for dette gjør prosjektets risikoeksponering at investeringsattraktiviteten forutsetter høyere inntektstak.

Store infrastrukturinvesteringer må sees i et langsiktig perspektiv og har derfor vanligvis en lang inntjeningsperiode. Mellomlandsforbindelser er typiske eksempler på slike infrastrukturinvesteringer med lang inntjeningsperiode. Det er derfor en forutsetning at en reell verdivurdering av restverdi inkluderes i den bedriftsøkonomiske lønnsomhetsanalysen. NorthConnect mener, basert på de tekniske levetider (typisk 50 år) som i dag kan påregnes for masseimpregnerte sjøkabler, at NorthConnect har en betydelig restverdi etter 25 år. Det vil derfor være rimelig at Statnett, når de skal overta, må betale en kompensasjon som står i forhold til aktuell teknisk verdi og den framtidige inntjening som kan forventes i resten av levetiden.

7.2 Regulering

NorthConnect mener at foreslått regulering ikke kompenserer eierne i tilstrekkelig grad for den risiko de påtar seg til tross for at våre oppdaterte analyser viser en bedre bedriftsøkonomisk lønnsomhet enn det NVE har fremstilt.

Thore Johnsen og Mette Bjørndal fra Norges Handelshøyskole (NHH), har utarbeidet en rapport³³ om

³³ Mette Bjørndal og Thore Johnsen: «North Connect: A risk analysis», datert 25. November 2018. I tillegg var det et fysisk møte i

anbefaling om økonomisk regulering av NorthConnect som har blitt forelagt til NVE. Denne rapporten nevner ikke NVE. NVE har engasjert to forskjellige konsulenter (THEMA og Menon) for å vurdere avkastningskrav og økonomisk regulering (innteksttak). THEMA viser til Thore Johnsens tidligere arbeid om avkastningskrav som referanse for deres egen anbefaling. Begge eksterne konsulenter anbefaler et innteksttak i størrelsesorden 1,75 - 2 ganger avkastningskravet (WACC). Bjørndal og Johnsen anbefaler i sin rapport et reelt innteksttak på 16,8% før skatt. Det er langt høyere enn NVE sin anbefalte regulering på 8% reelt før skatt, som kun er ubetydelig større enn den WACC de legger til grunn.

NorthConnect noterer at NVE er enig i at et ensidig innteksttak/-regulering vil påvirke risikoen til prosjektet. Videre er det enighet om at et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt som NorthConnect bør gis investeringsincentiver. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet blir gjennom reguleringsmodellen til marginal bedriftsøkonomisk lønnsomhet: En konsekvens kan bli at en ikke får en positiv investeringsbeslutning for å gjennomføre et prosjekt som samlet sett er økonomisk lønnsomt for det norske samfunnet.

7.3 Levetid for kabel – framtidige saneringskostnader – overførsel av eierskap

Forventet levetid på kabelen er 40 år. Forventet eiertid for NorthConnect er satt til 25 år – da NVE anbefaler at NorthConnect må gi kabelen til Statnett (SN) vederlagsfritt etter 25 år.

Når det gjelder den tekniske levetid for masseimpregnerte høyspenningskabler forlagt i sjøvann, er den svært lang. De første kabelforbindelsene mellom Norge og Danmark (Skagerak 1 og 2), som er i denne utførelsen, har for eksempel vært i drift siden 1977/78, dvs. over 40 år.

Det har manglet kunnskapsgrunnlag for å vurdere den tekniske levetiden for slike forbindelser, men det fireårige forskningsprosjektet «Mass impregnated non-draining HVDC submarine cables» som blir gjennomført ved Sintef og som avsluttes i år, har allerede gitt oppsiktsvekkende resultater. Kabelprodusenten Nexans er hovedoppdragsgiver og de nordiske systemoperatørene Statnett, Svenska Kraftnät og Fingrid deltar også i prosjektet. I prosjektet er det undersøkt hvordan isolasjonen oppfører seg når massekabelen utsettes for store lastendringer. Det er tatt prøver av papirisolasjonen fra de første kablene som ble lagt over Skagerak. Resultatene herfra har overrasket forskerne. Sjefsforsker og professor Magne Runde ved Sintef opplyser at det ikke er tegn til verken aldring eller nedbryting i disse prøvene slik tilfellet er med papirisolasjonen i eldre transformatorer. Det er ingen nevneverdig kjemisk nedbryting, men utfordringen kan være de mekaniske påkjenningene ved belastningsendringer som kabelen blir utsatt for. Lastveksling fører til endringer i termisk oppvarming som øker i trykket i isolasjonen og dermed den mekaniske påkjenningen. Slike påkjenninger påvirkes imidlertid gjennom kabelens driftsmønster.

Den foreløpige konklusjon fra prosjektet er altså at masseimpregnerte likestrømsjøkabler tåler større påkjenninger enn tidligere antatt og at levetiden derfor er høy. Samtidig dokumenterer forskningsprosjektet også at slike kabler kortvarig kan belastes høyere – nettopp slik NorthConnect har lagt til grunn gjennom å utnytte dynamisk overlast når dette er lønnsomt.

NVE foreslår 25 års unntaksperiode for NorthConnect i samsvar med varigheten av den britiske Cap & Floor reguleringen. Dette mener NorthConnect virker fornuftig.

Oslo hos NVE hvor rapporten ble gjennomgått av Thore Johnsen (NHH) hvor to personer fra North Connect og tre personer fra NVE deltok.

NVE forutsetter imidlertid at NorthConnect skal overdras til Statnett vederlagsfritt etter at unntaksperioden utløper etter 25 år. I tillegg skal NorthConnect dekke framtidige saneringskostnader for forbindelsen. Dette skal gjøres gjeldende uavhengig av forbindelsens samlede inntjening i 25-års perioden.

Disse vilkårene framstår som svært urimelige og er framsatt uten faglig begrunnelse. Det finnes, så langt NorthConnect kjenner til, flere varianter for overdragelse (vederlagsfritt, til takst etc.) til transmisjonssystemoperatør/-eier etter utløpet av unntaksperioden, men vi har aldri sett krav om at aktørene som bygger forbindelsene må dekke framtidige saneringskostnader for andre eiere som overtar forbindelsen vederlagsfritt.

Til sammenligning gikk lønnsomheten i business caset til Viking Cable i en sensitivitetsanalyse³⁴ fra positiv nåverdi til negativ nåverdi ved å endre forventet levetid fra 40 år til 25 år.

Eierne av den første nedbetalte forbindelsen over den engelske kanal, IFA, har etter 25 år fått en ny reguleringsperiode hvor betingelsene er tilpasset restverdien av forbindelsen. Tillatt inntekt for IFA skal dekke (drifts-)kostnadene forbundet med å opprettholde tilgjengeligheten og kapasiteten på forbindelsen.

NorthConnect foreslår at Statnett, etter utløp av konsesjonsperioden på 25 år, får en kjøpsopsjon i dag – en rett, men ingen plikt – på overtakelse av forbindelsen etter 25 år. Hvis Statnett velger å benytte seg av opsjonen om overtakelse av forbindelsen, vil Statnett kunne erverve NorthConnect basert på kommersiell restverdi samtidig som Statnett selv må dekke framtidige saneringskostnader. Hvis Statnett vurderer overtakelse av NorthConnect som ikke lønnsom etter 25 år, kan Statnett velge å ikke benytte seg av kjøpsopsjonen. På denne måten vil Statnett slippe en forpliktelse om overtakelse av en forbindelse som de ikke vurderer som lønnsom. For det tilfellet at Statnett ikke ønsker overtakelse av NorthConnect etter 25 år, gis eierne av NorthConnect mulighet til å søke om ny/forlenget konsesjon for forbindelsen.

7.4 Inntektstak og vurdering av prosjektet «stand alone»

NVE anslår et avkastningskrav (WACC) før skatt på 7,0%. THEMA og Menon anbefaler hhv. en reell WACC før skatt på 7,25% / 7,00%.

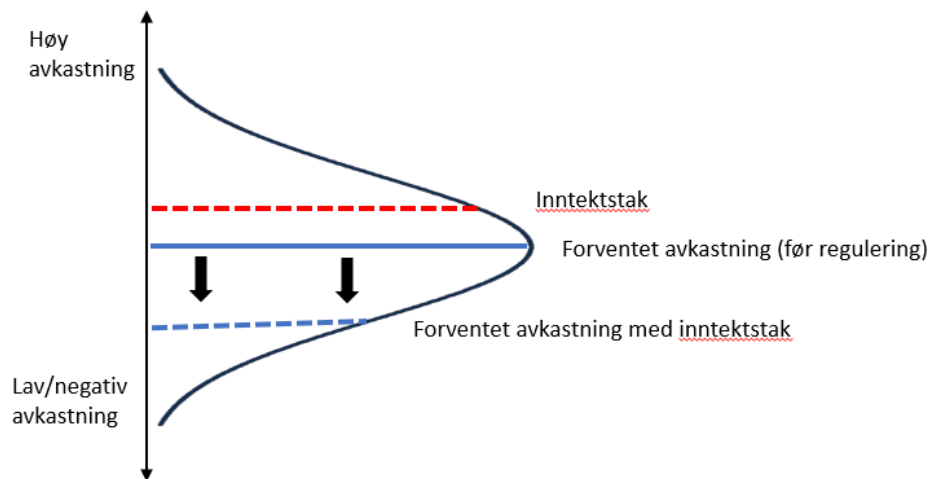
NVE foreslår at NorthConnect ikke reguleres på stand-alone basis, som innebærer at det skal tas hensyn til at eierne har inntekter fra kraftproduksjon. Det er et spesielt standpunkt at NVE anbefaler at eiernes øvrige næringsvirksomhet skal ha betydning for regulering av kabelen. Det står tydelig i anbefalingen at ingen kommersielle kabeleiere vil, etter deres vurdering, være interessert i å gjennomføre dette prosjektet (negativ nåverdi når det ikke hensyntas inntekter fra eiernes kraftproduksjon).

NorthConnect mener at prosjektet må vurderes på stand-alone basis. Prosjektet innehar en egen risiko og må vurderes selvstendig. Dette er også et syn Finansdepartementet har forfektet tidligere gjennom standpunkt til delkontantstrømanalyser, og som det finnes rikholdig faglitteratur rundt. Porteføljeeffekten reduserer trolig markedsrisikoeksponeringen for eierne, men samtidig øker inntektene for alle andre kraftprodusenter – som ikke har tatt risiko gjennom investeringen. NorthConnect vil hevde at det derfor er riktig å vurdere prosjektet selvstendig og at egne beregninger tilsier at kabelen isolert sett er bedriftsøkonomisk lønnsom.

³⁴ Rapporten «Orientering om business case for Vestkystforbindelsen og Viking Link» av Energinet, 8. november 2017

De eksterne faglige konsulentene, engasjert av NVE, anbefaler et inntektstak på 1,75-2 ganger WACC – det tilsvarer i området reelt inntektstak på 12,25% - 14,5% før skatt (nominelt før skatt 14,25%-16,5%). Thore Johnsen og Mette Bjørdal anbefaler et reelt inntektstak på 16,8% før skatt (nominelt før skatt 18,8%).

NVE anbefaler et langt lavere innslagspunkt på inntektstaket uten noen faglige argumenter på hvorfor de ikke følger anbefalingen fra de eksterne konsulentene. Første innslagspunkt er satt til 8% (reelt før skatt). Første innslagspunkt på inntektstaket er satt marginalt over avkastningskravet på 7%. Et så lavt innslagspunkt vil i praksis ta bort det økonomiske rasjonale for å gjøre en investeringsbeslutning. En investeringsbeslutning vil, av økonomisk rasjonelle aktører, kun foretas hvis forventet avkastning er høyere enn avkastningskravet. Det foreslåtte innslagspunktet på inntektstaket på 1 prosentpoeng høyere enn avkastningskravet vil i praksis gjøre en investeringsbeslutning irrasjonell. Et avkastningskrav vil normalt ha symmetrisk utfallsrom for framtidige inntektsmuligheter, men med inntektstak like over avkastningskravet/forventet avkastning vil oppsiden være kraftig begrenset mens nedsiden (tapspotensialet) av prosjektet er ubegrenset. Da vil forventet avkastning på prosjektet, som en direkte konsekvens av det lave innslagspunktet for inntektstaket, falle betydelig lavere enn prosjektets inntektsmuligheter med et høyt tak.



Figur 9 Forventet avkastning blir drastisk redusert med lavt inntektstak

Oppsummeringsvis mener NorthConnect at inntektstak skal vurderes uavhengig av hvem som er eiere i prosjektet. NorthConnect er enig i at det er fornuftig med en deling av avkastning som er uforholdsmessig høy. Vi mener imidlertid likevel at første innslagspunkt bør ligge betydelig over forslaget til NVE og langt nærmere den avkastningen for inntektstak som de eksterne konsulentene legger til grunn hvis det ikke også skal være et gulv. NorthConnect foreslår derfor et første innslagspunkt på inntektstaket på 12 prosent realavkastning hvor inntekter over dette deles 50/50 mellom NorthConnect og Statnett. Videre foreslår vi at andre inntektstak skal ligge på 16 prosent realavkastning og hvor delingsbrøken da er 20/80 mellom NorthConnect og Statnett. Dette vil bidra til en balansert avkastning i forhold til den risiko eierne eksponeres for i prosjektet samtidig som eventuell superprofitt tilfaller Staten.

7.5 Avregningsperiode

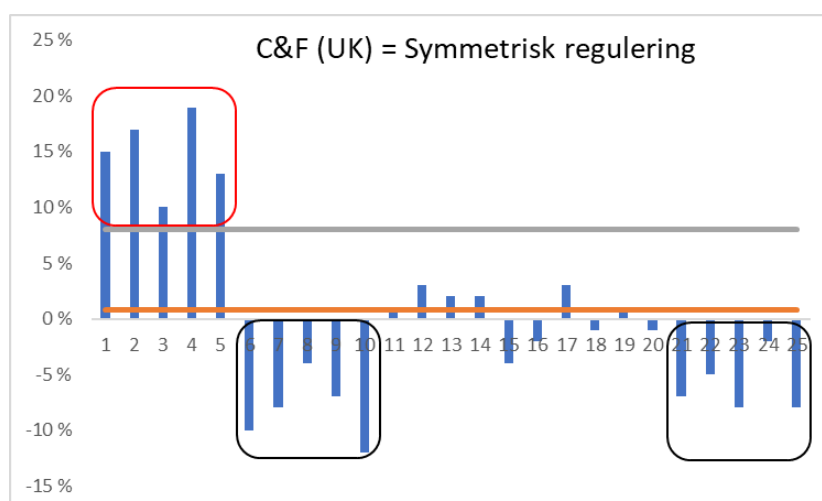
NVE foreslår en avregningsperiode for NorthConnect på 5 år. NVE argumenterer for at det er konsistent å ha den samme avregningsperioden som for den britiske reguleringen (Cap and Floor modellen). Den norske reguleringsmodellen er en «cap only» regulering – og som klassifiseres som en asymmetrisk regulering da den kun regulerer inntektstaket. Den britiske «Cap and Floor»-modellen er, i motsetning til den norske modellen, en symmetrisk regulering fordi den regulerer både inntektstaket og inntektsgulvet. En kort avregningsperiode passer ikke i en asymmetrisk regulering som den norske – i motsetning til «Cap and Floor», som er symmetrisk.

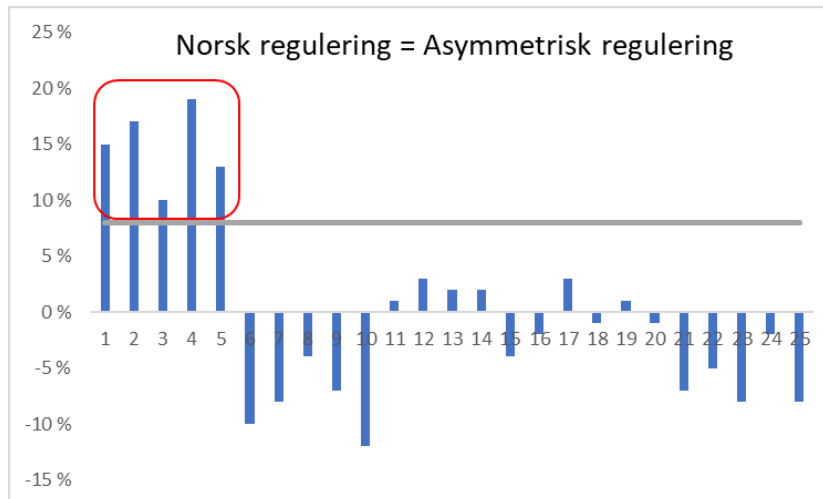
Premisset om å sette en lik avregningsperiode (5 år) for en symmetrisk regulering (UK) og en asymmetrisk regulering (NO) blir feil. Avregningsperioden i en symmetrisk regulering, som den britiske, har mindre betydning da avregningsperioden vil være balansert gjennom inntektsgulv (risikoavlastning) og inntektstak (inntektsavkortning).

I en asymmetrisk regulering som den norske modellen uten risikoavlastning blir prosjektets risikovurdering svært sensitiv i forhold til avregningsperiode. En reguleringsmodell med kun inntektstak vil være ubalansert i forhold til korte avregningsperioder – da en kun blir begrenset på inntektssiden i gode inntektsår og aldri får bidrag i antatt dårlige inntektsår.

I forslaget fra NVE kan NorthConnect risikere å måtte overføre betydelige beløp til Statnett for det som tilsynelatende kan se ut som «superavkastning» for den første perioden på 5 år - men så kan det vise seg at etter de neste 20 årene vil det bli lav/negativ avkastning. Etter 25 år så kan en da risikere å ha betalt ut tilsynelatende «superavkastning» underveis (f.eks. etter 5 år) på et prosjekt som viste seg etter 25 år å være et prosjekt med realisert lav/negativ avkastning. I en asymmetrisk regulering er det svært uheldig å få en regulering med så kort avregningsperiode som 5 år – i hvert fall når en heller ikke får mulighet til å motregne senere års lave/negative avkastning mot tidligere års periode med høy avkastning. Siden det er først etter 25 år om en vet hvordan den realiserte avkastningen til NorthConnect faktisk blir, vil NorthConnect argumentere sterkt for at avregningsperioden må settes for hele perioden under ett (dvs. avregningsperiode på 25 år). I en symmetrisk regulering – slik som «Cap & Floor»-regulering på britisk side – så vil avkastning lavere enn gulvet (Floor) på senere perioder utløse innbetalinger for NC.

Illustrasjon over forskjell på asymmetrisk og symmetrisk reguleringsmodell:





Med vennlig hilsen



Tommy Løvstad, NorthConnect