

NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIDIR NVE

Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Saksbeh./tlf.nr: Ingard Moen/90756449
Deres ref./tlf.nr: 201101044-57
Deres dato: 07.02.2018

Vår ref.: 16/01585-22
Vår dato: 22.06.2018

Svar på høring av konsesjonssøknad til NorthConnect

Statnett viser til brev fra NVE datert 7.2.2018 om høring av søknader om anleggskonsesjon og utenlandskonsesjon for NorthConnect (NC).

Før utløpet av den opprinnelige høringsfristen, har det skjedd flere ting som Statnett vurderer som relevant for myndighetenes behandling av konsesjonssøknadene. Som en følge av samarbeidsavtalen inngått mellom alle de nordiske TSO-ene i mars 2018 og utfallet av behandlingen av EUs tredje energimarkedspakke på Stortinget, søkte Statnett derfor i brev datert 12.4.2018 om, og fikk innvilget, utsettelse av frist for høringssvar til 22.06.2018. I lys av dette, tar vi opp følgende temaer:

- 1) Statnetts syn på videre utvidelse av handelskapasiteten
- 2) Tettere samarbeid om den langsiktige utviklingen av det nordiske kraftsystemet

Statnett mottok 27.4.2018 fra Europakommisjonen: «Notice to stakeholders. Withdrawal of the United Kingdom and the internal energy market». Vi kommenterer derfor også

- 3) Konsekvenser av brexit for handelsløsninger for mellomlandsforbindelser til Storbritannia

I tillegg til høringsbrevet, har NVE i brev av 18.10.2017 bedt Statnett svare ut en rekke spørsmål knyttet til NC med frist innen høringsfristen. Statnett har allerede svart ut en del av disse spørsmålene. I vedlegg 1 og 2 besvarer vi utestående temaer og spørsmål fra brevet av 18.10.2017, samt kommenterer lokale forhold i Sima:

- Vedlegg 1: Virkning på tap og eksisterende forbindelser. Dette inkluderer naturlig noen kommentarer knyttet til NC sine beregninger av spothandelsnytt
- Vedlegg 2: Sima som ilandføringspunkt og lokale forhold i Sima

For å knytte seg til det britiske nettet må NorthConnect signere en tilknytningsavtale som setter spesifikke krav til kabeleierne og som også involverer Statnett som systemoperatør. I lys av dette kommenterer vi i vedlegg 3 også

- Vedlegg 3: Krav om å tilfredsstille britisk «grid code»

Sammendrag

I tråd med strategien som har blitt kommunisert i Statnetts Nettutviklingsplan de siste årene har Statnett ikke lansert nye kabelprosjekter etter at forbindelsene som nå er under bygging er satt i drift. Denne beslutningen bygger på en samlet vurdering av flere forhold. De senere årene har organisasjonen hatt fullt fokus på å bygge og sette i drift kablene til Tyskland og Storbritannia. Prosjektene legger beslag på store økonomiske ressurser og en stor del av tilgjengelig kompetanse.

Med mellomlandsforbindelsene som nå er vedtatt og under bygging vil handelskapasiteten ut av det nordiske synkronsystemet øke til opp mot 10000 MW. Kombinert med stadig mer uregulert produksjon gir dette ulike utfordringer for driften av det nordiske synkronsystemet. Den viktigste er balanseringen ved større og hyppigere endringer i kabelflyt og nordisk kraftproduksjon. Felles utfordringer er noe av årsaken til det forsterkede nordiske samarbeidet om drift og utvikling av kraftsystemet. De nordiske TSO`ene har utgitt rapportene "Challenges and opportunities of the Nordic power system" (2016) og "The way forward Solutions for the Nordic power system" (2018) som samlet beskriver utfordringer og tiltak i det nordiske kraftsystem frem mot 2030. Tiltakene skal sikre en fortsatt effektiv og sikker drift i et kraftsystem med mer uregulert produksjon og flere mellomlandsforbindelser. Det er imidlertid usikkerhet knyttet både til fremdriften i implementering av disse tiltakene og hvor godt systemdriftsutfordringene vil løses med disse. Det er derfor viktig å ha driftserfaring med mellomlandsforbindelsene som nå er under bygging, samt planlagte tiltak, før eventuelt nye kabler realiseres.

De nordiske systemansvarlige selskapene inngikk i mars 2018 en ny avtale om balanseringen av systemet. I etterkant av dette har Statnett drøftet behovet for en tettere dialog med Svenska Kraftnät (SvK) også innen nettplanlegging. Dette for å sikre at vi på en enda bedre måte ivaretar det nordiske perspektivet i nettutviklingen og de forventede utfordringer det nordiske kraftsystemet står ovenfor. Statnett og SvK har med basis i dette i juni 2018 inngått en intensjonsavtale som omhandler planlegging av mulige kapasitetsøkninger mellom Norge og Sverige, både for å møte nordiske utfordringer og forventet effektknapphet i Sverige.

Utover det ovenstående, og kravet om at forventet lønnsomhet må være robust, tilsier erfaringen til Statnett at følgende forhold også må avklares før det er grunnlag for å starte et nytt kabelprosjekt:

- *Timing.* Store politiske og regulatoriske endringer bør være forstått og håndterbare. F.eks. vil brexit-avtalen kunne være av stor betydning for om det er mulig å etablere en effektiv handelsløsning som gjør det mulig å realisere den forventede nytten av forbindelsen
- *Alternativer.* Den offentlige debatten i forbindelse med innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen understreker betydningen av å utrede flere alternativer og at alternativene utredes i et bredest mulig perspektiv
- *Partnerskap.* Statnett er avhengig av en sterk partner med god kjennskap til kraftsystemet og de regulatoriske og politiske forhold i landet vi knytter oss til, uansett hvilket land dette er. Vi anser at dette er et vesentlig risikoreducerende tiltak
- *Tilknytningspunkt.* Det er nødvendig å gjøre grundige vurderinger sammen med en kompetent partner av hvilket tilknytningspunkt som er best egnet i landet vi knytter oss til
- *Leverandørforhold.* Kapasiteten i leverandørmarkedet er en sentral faktor i vurderingen av både timing, lønnsomhet og risiko i denne typen prosjekter. Det er et begrenset antall leverandører som kan levere på det kvalitetsnivået som kreves

Statnetts estimater for tapskostnader i det norske nettet og for reduksjon av flaskehalsinntektene på eksisterende mellomlandsforbindelser er vesentlig høyere enn det NC har i sin søknad. Våre estimater for samlet norsk samfunnsøkonomisk nytte er derfor lavere enn NC sine, men vi bekrefter at forbindelsen kan forventes å ha høy samfunnsøkonomisk nytte. Vi ser imidlertid at usikkerheten til forventet nytte er betydelig og høyere enn NC sine anslag. Vi mener og at inntekter kommer lenger ut i tid. I tillegg mener vi at gjennomføringsplanen er urealistisk for det angitte tidspunktet for idriftsettelse.

På norsk side er Sima et godt egnet tilknytningspunkt da det er knyttet til resten av transmisjonsnettet med tre 420kV-ledninger, noe som gjør det mulig å overføre strøm på kabelen i de fleste situasjoner. Dette er positivt for handelsinntektene og dermed lønnsomheten til kabelen.

Selv om lønnsomheten til en ny forbindelse til Storbritannia ser god ut, mener Statnett det er for tidlig å etablere den nå. Statnett mener det er rasjonelt å utsette tiltaket til man både har fått bedre kunnskapsgrunnlag om virkningene på det nordiske kraftsystemet, driftserfaring fra den pågående kapasitetsutvidelsen samt større trygghet for samlet lønnsomhet.

1. Statnetts syn på videre utvidelse av handelskapasiteten

I forbindelse med at Stortinget behandlet saken om gjennomføring av EUs tredje energimarkedspakke i Norge, inngikk Arbeiderpartiet, Høyre, Fremskrittspartiet, Venstre og Miljøpartiet de Grønne en avtale om hvilke premisser som skal ligge til grunn for «Samtykke om innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen». Flere premisser er knyttet til utenlandskabler, blant annet: «Eventuelle nye kabler skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme og det skal høstes erfaringer og gjøres grundige analyser før nye forbindelser kan etableres. Hvilken betydning dette får for eventuelle nye konsesjonssøknader, må vurderes som ledd i behandlingen av disse. Statnett skal eie og drive alle framtidige mellomlandsforbindelser. Dette tas inn i energiloven».

Rammene for utvikling, bygging, eierskap og drift av mellomlandsforbindelser vil altså bli endret. Statnett skal få en større rolle enn tidligere antatt dersom det skal etableres flere mellomlandsforbindelser i fremtiden. Vi benytter derfor denne anledningen til å informere om hvordan vi ser for oss å fylle denne rollen. Videre vil vi, basert på erfaringen til Statnett fra utviklingen av våre pågående prosjekter, si noe om hvilke viktige spørsmål som må avklares for at Statnett skal vurdere å starte et nytt prosjekt.

Det er avgjørende med en grundig utredningsfase

Beslutninger om å etablere nye mellomlandsforbindelser forutsetter et svært godt kunnskapsunderlag. Den siste tids politiske diskusjoner om mellomlandsforbindelser bekrefter dette. En god offentlig prosess forut for oppstart av konsesjonsprosessen er også viktig – tilsvarende prosessen for konseptvalgutredninger for innenlandske nettprosjekter. Et sentralt poeng i denne sammenhengen er at en bør sammenligne flere alternativer for økt overføringskapasitet på et tidspunkt hvor det ikke er satt i gang noen prosjekter enda.

I lys av de nevnte beslutningene i Stortinget, er det naturlig for oss å nå gjennomføre en noe mer utvidet tidligfase utredningsprosess inn mot neste NUP/KSU som skal publiseres høsten 2019. Som et ledd i arbeidet med disse produktene, vil vi undersøke om det kan være økonomisk potensial for nye forbindelser til våre naboland. Vi planlegger også å gjøre en mer fullstendig vurdering av de forhold som må være avklart før Statnett eventuelt beslutter å starte opp et nytt kabelprosjekt, inkludert kostnader ved eventuelle nettinvesteringer på land.

Viktige spørsmål å avklare

Erfaringen til Statnett fra utviklingen av våre pågående prosjekter er at det er mange forhold som må avklares før det er grunnlag for å ta beslutning om å starte opp et nytt kabelprosjekt. Noen eksempler:

- **Lønnsomhet:** Positiv lønnsomhet i forventning. Identifikasjon og vurdering av risikofaktorer som kan øke/reducere forventet lønnsomhet (f.eks. deltakelse i kapasitetsmarkeder eller tilsvarende, handel med reserver, markedsutvikling, begrensninger av handelskapasitet). I NUP 2017 drøftet vi nytten av mulige fremtidige forbindelser, men vi laget ikke fullstendige lønnsomhetsanalyser
- **Timing:** Historisk erfaring tilsier at riktig timing for lansering av prosjekter er avgjørende for å lykkes. Konsekvenser av store politiske og regulatoriske endringer bør være forstått og håndterbare, f.eks. gjennom bilaterale avtaler. Ved en eventuell ny forbindelse til Storbritannia, vil f.eks. konsekvenser av brexit kunne være av stor betydning (se kapittel 3). Problemstillingene som drøftes i dette kapitlet illustrerer et annet sentralt poeng: Realisering av den forventede nytten fra en mellomlandsforbindelse er betinget av at det eksisterer en effektiv handelsløsning og også at de andre forutsetningene som ligger til grunn for lønnsomhetsberegningene oppfylles
- **Alternativer:** Jo flere forbindelser det er grunnlag for å utvikle, jo viktigere blir det å utvikle flere alternativer lengre før vi tar det endelige nedvalg. Den offentlige debatten i forbindelse med innlemmelse av tredje energimarkedspakke i EØS-avtalen understreker også betydningen av å utrede alternativene i et bredest mulig perspektiv
- **Systemdriften:** Konsekvensene for systemdriften av en økning av utvekslingskapasiteten må vurderes nøye

- *Partnerskap*: Statnett er avhengig av en sterk partner med god kjennskap til kraftsystemet og de regulatoriske og politiske forhold i landet vi knytter oss til, uansett hvilket land dette er. Vi anser at dette er et vesentlig risikoreduserende tiltak. F.eks. har vi gjennom arbeidet med NSL utviklet et godt samarbeid med National Grid
- *Avtaler*: Statnetts erfaring tilsier at norske ønsker og krav knyttet til bygging og drift av denne typen forbindelser, inkludert nødvendige nettforsterkninger i begge land, bør avklares gjennom relevante avtaler i løpet av utviklingsprosessen forut for investeringsbeslutning. Vi har for eksempel ansett det som viktig å avtalefeste viktige forutsetninger som legges til grunn for vurderinger og konklusjoner i våre konsesjonssøknader. I forbindelse med utviklingen av NordLink og NSL etablerte vi derfor et omfattende avtaleverk før konsesjonssøknadene ble oversendt myndighetene
- *Tilknytningspunkt*: Det er nødvendig å gjøre grundige vurderinger sammen med en kompetent partner av hvilket tilknytningspunkt som er best egnet i landet vi knytter oss til. Ved en eventuell ny forbindelse til Storbritannia, ville det for oss være naturlig at vi, sammen med National Grid, vurderer hvilket tilknytningspunkt som er optimalt. Dette kan få vesentlig betydning for utnyttelsen og dermed lønnsomheten av forbindelsen. Dersom vi skulle vurdert en ny forbindelse til Storbritannia, ville det vært naturlig å vurdere om et tilknytningspunkt i England ville være bedre enn et i Skottland. Vi ville vurdert forhold som vil være av betydning for gjennomføring samt forventet kortsiktig og langsiktig utvikling av nettet og usikkerheten knyttet til denne utviklingen.
- *Leverandørforhold, teknologi og intern kompetanse*: Kapasiteten i leverandørmarkedet er en sentral faktor i vurderingen av både timing, lønnsomhet og risiko i denne typen prosjekter. Det er et begrenset antall leverandører som kan levere på det kvalitetsnivået som kreves. I tillegg må prosjektet sees i sammenheng med Statnetts samlede prosjektportefølje, for å sikre at intern ekspertkompetanse er tilgjengelig og at forutsatte løsninger kan implementeres i tide. Videre vil timingen, gjennomføringstiden og relatert risiko for et nytt prosjekt ikke kunne etableres uten grundige markedsanalyser og vurderinger. Utviklingen på teknologisiden må også sees i sammenheng med leverandørkapasitet og risiko. Leverandør- og teknologisituasjonen i tillegg til en krevende gjennomføringsfase gjør det også helt nødvendig med teknisk kompetanse og gjennomføringserfaring, både kvalitativt og kvantitativt, på et nivå som gir akseptabel risiko. Det er krevende å etablere en realistisk gjennomføringsplan med akseptabel usikkerhet uten dybdekunnskap om disse forholdene

I tråd med strategien som har blitt kommunisert i Nettutviklingsplanene de siste årene har Statnett ikke lansert nye kabelprosjekter. De to kablene til Tyskland og Storbritannia, som er under bygging, er i seg selv svært omfattende prosjekter som legger beslag på store ressurser – både økonomiske og med tanke på tilgjengelig kompetanse. Statnett ser videre ulike utfordringer for systemdriften ved økt overføringskapasitet mellom det nordiske synkronområdet og omkringliggende områder. Den viktigste er balanseringen av kraftsystemet ved større og hyppigere endringer i kabelflyt og nordisk kraftproduksjon. Ulike tiltak planlegges implementert for å gi en effektiv og sikker drift av kraftsystemet når flere mellomlandsforbindelser er på plass, men det er usikkerhet knyttet både til fremdriften i implementering av tiltakene og til hvor godt systemdriftsutfordringene vil løses med disse. Det er en samlet vurdering av blant annet forholdene nevnt over som ligger til grunn når Statnett vurderer om tiden er moden for å lansere nye kabelprosjekter. Denne gangen har det i tillegg vært nødvendig å avvete utfallet av behandlingen av NorthConnect sin konsesjonssøknad.

Det er p.t. uklart for Statnett hvilken betydning den varslede lovendringen vil få for utfallet av den pågående behandlingen av konsesjonssøknaden til NorthConnect. Det er også uklart hvilken betydning den varslede lovendringen vil få for det fremtidige eierskapet til denne kabelen dersom nåværende eiere får konsesjon og bygger den. I lys av dette, mener vi myndighetene også bør ta hensyn til følgende forhold i konsesjonsbehandlingen:

- *Kostnader og inntekter*. Dersom myndighetene mener at Statnett skal overta som eier av kabelen etter at den er bygget og satt i drift, må konsesjonen åpne for at kostnader og inntekter kan inngå i sentralnettsordningen, og de må kunne inngå i den økonomiske reguleringen av Statnett på ordinær måte – på samme måte som tilfellet er for NSL. Det bør også avklares med britiske myndigheter om/hvordan rettighetene som blir gitt til NorthConnect på britisk side (dvs. gjennom regulering og andre konsesjoner) kan overføres til Statnett sin

potensielle partner i Storbritannia. Implisitt i dette ligger at alle risikofaktorer som Statnett normalt vil vurdere, også må bli tilstrekkelig belyst gjennom konsesjonsbehandlingen

- *Tidsplan*. Planlagt idriftsettelse av NorthConnect er utgangen av 2022 – ca. 4,5 år fra nå. Dette er for øvrig ett år senere enn Ofgem har lagt til grunn i sin behandling av «Cap & Floor-reguleringen» for forbindelsen basert på prosjektets søknad. Vi har ikke sett vurderinger eller analyser som underbygger en slik fremdrift – hverken for fasen frem til kontraktsinngåelse eller for selve gjennomføringsfasen. Basert på vår erfaring fra og kunnskap om markedet for produksjon og installasjon av kabel, er det all grunn til å tro at NorthConnect sin tidsplan er urealistisk. En revisjon av tidsplanen vil kunne gi tid til å avklare og bearbeide andre vesentlige forhold uten at det får reelle konsekvenser for gjennomføringstid, tidspunkt for idriftsettelse og dermed forventet lønnsomhet

2. Tettere samarbeid om den utviklingen av det nordiske kraftsystemet

De nordiske TSO-ene har de siste årene fornyet og forsterket samarbeidet. I fellesrapportene «Challenges and Opportunities for the Nordic Power System» fra 2016 og «The way forward – solutions for the Nordic Power System» fra 2018 presenterer de nordiske TSO-ene et helhetlig bilde av utfordringene knyttet til den pågående utviklingen av det nordiske kraftsystemet. TSO-ene har blant annet pekt på at driften av systemet blir mer utfordrende som en følge av den pågående utvidelsen av handelskapasiteten mellom det nordiske synkronområdet og andre systemer. En innfasing av eventuelt nye utenlandsforbindelser utover den allerede planlagte økningen av handelskapasiteten til opp mot 10000 MW overfor de omliggende kraftsystemene, medfører at de nordiske systemansvarlige selskapene ser ulike utfordringer for systemdriften. De har derfor iverksatt flere ulike tiltak for å kunne drifte systemet på en sikker og effektiv måte også etter at mellomlandsforbindelsene som er under bygging blir satt i drift. Samarbeidet om driften av systemet ble ytterligere styrket gjennom inngåelsen av samarbeidsavtalen om balansering i mars 2018.

Etter at Stortinget besluttet å endre rammene for utvikling, bygging, eierskap og drift av mellomlandsforbindelser, har Statnett drøftet behovet for en tettere dialog med Svenska Kraftnät (SvK) også innen nettplanlegging. Dette for å sikre at vi på en enda bedre måte ivaretar det nordiske perspektivet i nettutviklingen og de forventede utfordringer det nordiske kraftsystemet står ovenfor. Statnett og SvK har med basis i dette i juni 2018 inngått en intensjonsavtale som omhandler planlegging av mulige kapasitetsøkninger mellom Norge og Sverige, både for å møte nordiske utfordringer og forventet effektknapphet i Sverige. Intensjonsavtalen dekker følgende hovedpunkter:

- 1) En felles erkjennelse av at det er nødvendig å styrke det nordiske perspektivet i nettutviklingen
- 2) I plansammenheng innebærer det nordiske perspektivet at vi har gode prosesser for å finne en god balanse mellom å utvide handelskapasiteten med omkringliggende systemer, internt i landene og mellom landene som utgjør det nordiske synkronområdet
- 3) Partene er enige om at det er ønskelig å samle erfaring og gjøre grundige analyser før handelskapasiteten utvides ytterligere
- 4) Partene er enige om å ivareta det nordiske perspektivet gjennom å konsultere hverandre før de eventuelt lanserer nye kabelprosjekter
- 5) Økt overføringskapasitet mellom Norge og Sverige vil kunne spille en viktig rolle i å møte utfordringene som vil oppstå som en følge av at effektbalansen i Sverige er i ferd med å svekkes
- 6) Partene erkjenner at det tar lang tid å utvikle overføringskapasitet på tvers av landegrensene. De ønsker derfor å sette i gang arbeid med å identifisere mulige løsninger allerede nå. Dette arbeidet vil gjøres parallelt med de bilaterale analysene av kapasitet mellom prisområdene NO1 og SE3 som allerede er avtalt. Partene er også enige om å planlegge en andre analysefase basert på resultatene fra de første bilaterale analysene – i denne andre fasen åpner partene for også å vurdere ny kapasitet mellom andre prisområder

3. Konsekvenser av brexit for handelsløsninger for mellomlandsforbindelser til Storbritannia

Brexit skaper usikkerhet om handelsløsninger for mellomlandsforbindelser til Storbritannia

Alle aktører må forberede seg på muligheten for at EUs regler for energimarkedene ikke vil gjelde i Storbritannia når landet blir et såkalt tredjeland fra 29. mars 2019. Usikkerheten rundt hvilke rammebetingelser som vil gjelde for handel med kraft over landegrensene er stor. Dette påpekes av Europakommisjonen i «Notice to stakeholders¹» datert 27. april 2018, og Statnett har allerede tatt opp problemstillingen i brev til NVE og NorthConnect datert 24. januar 2018². Vi mener at NorthConnect også burde gjøre vurderinger av mulige konsekvenser for kabelen av at Storbritannia blir stående utenfor det indre energimarkedet. Vi anser at disse vurderingene vil være relevante for myndighetene i behandlingen av NorthConnect sin søknad om utenlandskonsesjon.

Vi har identifisert tre hovedspørsmål for internasjonal krafthandel knyttet til brexit:

- 1) Vil mellomlandsforbindelser få delta i de europeiske løsningene for spot- og intradaghandel?
- 2) Vil mellomlandsforbindelser kunne delta i det britiske kapasitetsmarkedet?
- 3) Vil det innføres grensetariffer?

Brexit kan innebære at mellomlandsforbindelser til Storbritannia ikke får delta i de europeiske løsningene for spot- og intradaghandel

Brexit kan innebære at Storbritannia, og dermed mellomlandsforbindelser til landet, blir nektet fremtidig deltagelse i de europeiske løsningene for spot og intradaghandel. I så fall vil Storbritannia bli behandlet på samme måte som Sveits, som i dag nektes deltagelse i de nevnte handelsløsningene. Samtidig kan en avtale mellom EU og Storbritannia også innebære en løsning der Storbritannia fortsatt får lov til å delta.

En første indikasjon om utfallet vil en kunne få i oktober i år, da en brexit-avtale, samt en erklæring om det langsiktige forholdet etter planen skal legges fram for Rådet i EU. Imidlertid er det en risiko for at flere sentrale spørsmål om den langsiktige løsningen forblir uavklart en tid fremover.

Dersom det forblir uavklart om Storbritannia får delta i de europeiske handelsløsningene, må NorthConnect utarbeide alternative løsninger for kraftutvekslingen. For energihandelen kan man tenke seg ulike auksjonsløsninger, men dette er noe eierne av forbindelsen må vurdere nærmere. Klarer NorthConnect å etablere gode alternative handelsløsninger for forbindelsen, vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av energihandelen kunne bli tilnærmet uendret. Vi vil understreke at våre nyttevurderinger av NorthConnect forutsetter at det blir etablert en effektiv handelsløsning. Det er viktig at valgt handelsløsning er kompatibel med Statnetts IT-systemer og til enhver tid vil respektere gjeldende rampingrestriksjoner.

Brexit kan utfordre deltakelsen til mellomlandsforbindelser i det britiske kapasitetsmarkedet

Brexit innebærer at Storbritannia ikke lenger er bundet av EUs konkurranseregelverk, som var viktig for at mellomlandsforbindelser fikk delta i det britiske kapasitetsmarkedet. Det er derfor en risiko for at britiske myndigheter ekskluderer mellomlandsforbindelser fra deltagelse i kapasitetsmarkedet eller reduserer verdien av deltagelse betydelig, for eksempel gjennom en urimelig streng «derating» av

¹ Notice to stakeholders. Withdrawal of the United Kingdom and the internal energy market. European Commission. Directorate-General Energy

² Notat: NorthConnect – En vurdering av systemdriftskonsekvenser og systemdriftskostnader. Statnett

kapasiteten. Mellomlandsforbindelser får kun ettårskontrakter, så en slik beslutning vil få umiddelbar konsekvens for mellomlandsforbindelser.

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 bør foreligge omforente og effektive løsninger for energihandel etter brexit

Basert på vurderingene ovenfor, mener Statnett at det bør gjøres en grundig vurdering av disse tre problemstillingene som et ledd i konsesjonsbehandlingen. Følgende er spesielt viktig:

Det bør foreligge omforente og effektive løsninger for energihandel som kan benyttes dersom Storbritannia ikke kan delta i de europeiske løsningene for spot- og intradaghandel på grunn av brexit. Om løsningene ikke allerede er implementert, bør det foreligge en realistisk plan for utarbeidelse av dem.

Med vennlig hilsen
Statnett SF

Håkon Borgen
Konserndirektør

Dokumentet er elektronisk godkjent i Statnett og har derfor ingen signatur

Kopi:
Olje- og energidepartementet
NorthConnect

Følgende vedlegg medfølger høringssvaret:

- Vedlegg 1: Virkning på tap og eksisterende forbindelser
- Vedlegg 2: Sima som ilandføringspunkt
- Vedlegg 3: Krav om å tilfredsstille britisk «grid code»

VEDLEGG 1: Virkning på tap og eksisterende forbindelser

NVE har bedt Statnett om å gjøre rede for hvordan NC vil påvirke tapskostnadene i det norske nettet og hvordan NC vil påvirke lønnsomheten på eksisterende utenlandsforbindelser. For å svare på spørsmålene har vi tatt utgangspunkt i scenarioene vi utarbeidet i forbindelse med «Langsiktig markedsanalyse – Norden og Europa 2016-2040³ (LMA)». På bakgrunn av denne gjorde vi noen forenklede analyser knyttet til lønnsomheten av nye forbindelser etter at begge Statnett sine nye mellomlandsforbindelser er satt i drift. Disse analysene er grunnlaget for det vi skrev om nye mellomlandsforbindelser i Nettutviklingsplan 2017⁴, som også NC referer til i sin konsesjonssøknad. Metoden vi bruker for å regne ut nytten er den samme som vi brukte for NordLink og NSL. NC har også brukt denne metoden i sin konsesjonssøknad.

Vi finner det også naturlig å kommentere på nytteberegningene utover det NVE spør om. Grunnen er at virkningene vi er bedt om å svare på ikke kan ses på adskilt fra de andre komponentene i nytteberegningen. I tillegg til tap og endring i andre flaskehalsinntekter, inngår her flaskehalsinntekter på selve kabelen og påvirkning på produsent- og konsumentoverskuddet i Norge. Disse er gjensidig avhengig av hverandre gjennom prisvirkningene forbindelsen gir på norsk side⁵.

NC sine beregninger er gjort i samarbeid mellom det britiske konsultentselskapet Baringa og norske Thema. Tallene for nytte er beregnet ved hjelp av Thema sin kraftmarkedsmodell, TheMA. Simuleringene vi baserer våre vurderinger på er ikke helt konsistente med disse. Dette skyldes både ulike forutsetninger om utviklingen av kraftsystemet i Norge, Europa og Storbritannia, og at vi bruker ulike modeller.

Forutsetningene vi bruker er nøye beskrevet i LMA. Våre analyser er basert på modellsimuleringer av kraftsystemet for 2025, 2030 og 2040⁶ for tre ulike prissenarioer kalt: Basis (forventing), Lav og Høy. Disse simulerer vi for 25 historiske værår i sekvens⁷. Modellen vi bruker for Norden er Samnett, mens Europa er representert gjennom BID-modellen. Vår versjon av BID dekker Nord- og Sentral-Europa, i tillegg til Polen, Tsjekkia og Italia.

Fordelen med Samnett er at den både dekker det nordiske og baltiske kraftmarkedet (Samkjøringsmodellen) og det fysiske kraftsystemet.⁸ Som en følge av at det fysiske kraftsystemet er representert i modellen, får vi bedre frem hvordan flaskehalsen i det norske nettet påvirker nytten og virkningen av fysiske tap blir beregnet på en konsistent måte.

Mye tyder på at ulikt modelloppsett og ulike kraftpriser i Storbritannia er de viktigste årsakene til forskjellene mellom våre beregninger og de som presenteres i konsesjonssøknaden til NC. Vi kommer tilbake til dette under.

Tapskostnader i det norske nettet øker til tross for at de fysiske tapene går ned

Hvordan tapskostnadene i det innenlandske nettet påvirkes blir avgjort av hvordan de fysiske tapene endres og prisvirkningen forbindelsen gir på norsk side. Hvis tapene i det norske nettet går ned som

³ <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Nyheter%20-%20vedlegg/Nyheter%202016/Langsiktig%20markedsanalyse%20Norden%20og%20Europa%202016%E2%80%932040.pdf>

⁴ <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/NUP%202017-endelig/Nettutviklingsplan%202017.pdf>

⁵ Se for eksempel kapittel 8 i Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samfunnsøkonomisk nytte ved spothandel. Vi har nå også valgt å inkludere kostnadene med innenlandske tap som en del av spothandelsnyttens selv om vi ikke gjorde det i forbindelse med konsesjonssøknaden på Nordlink og NSL. Dette er naturlig fordi tapskostnadene avhenger av hvordan forbindelser påvirker pris og flyt i Norge. Uansett har dette ikke noe å si for den totale samfunnsøkonomien av prosjektet.

⁶ Når vi senere referer til årlige verdier er dette snittet av 25 værår for enten 2025, 2030 eller 2040 i et av disse scenarioene.

⁷ Beregningene i konsesjonssøknaden til NC er basert på simuleringer av årene 2023, 2030 og 2040

⁸ I konsesjonssøknaden brukte vi Samlast modellen. Samnett har en ny metodikk for å løse flaskehalsen som representerer flytbasert markedskobling. Sammenlikninger mellom Samlast og Samnett viser at Samnett gir noe høyere nytte av utenlandsforbindelser, men forskjellene er relativt små.

følge av forbindelsen, bidrar dette isolert sett til lavere tapkostnader. Høyere priser bidrar til at tapkostnadene øker fordi kostnadene for eksisterende tap stiger. En konsekvens er at kostnadene for de norske tapene kan øke selv om de fysiske tapene går ned, hvis forbindelsen øker prisnivået. Et spesialtilfelle er hvis kablene fører til mye økte tap i det norsk-svenske kraftsystemet. Økte tap vil da i seg selv gi en prisøkning, slik at produsent- og konsumentoverskuddet i Norge også påvirkes.

Våre beregninger viser at NC i liten grad endrer de fysiske tapene i Norge. I alle våre simuleringer får vi at forbindelsen tenderer mot å gi en liten reduksjon i tap på mellom 0-100 GWh per år. Dette er i stor grad uavhengig av flyten på forbindelsen. Årsaken er at Sima er et gunstig punkt som gjør at flyten reduseres på mange ledninger og snitt i Sør-Norge, spesielt i Hallingdal og på Vestlandet sør for Samnanger.

De samlede tapkostnadene i det norske nettet øker imidlertid i alle våre tre scenarioer som følge av at prisene i de fleste simuleringene går noe opp. I Basisscenarioet øker tapkostnadene med 20-75 MNOK årlig. I nåverdi utgjør dette ca. 800 MNOK. I lavt scenario ser vi små endringer i tapkostnader for alle simulerte stadium, og nåverdien av økte tapkostnader er kun 100 MNOK. I høyt scenario ser vi større prisvirkninger av forbindelsen i Norge og tapene øker med opp mot 120 MNOK årlig. I nåverdi utgjør dette ca. 1300 MNOK. Vi ser altså en klar sammenheng der tapkostnadene øker lite i scenario med lav spothandelsnytte, men at de øker i scenario der prisforskjellene og dermed nytten er stor.

I konsesjonssøknaden legger NC til grunn at de fysiske tapene reduseres med om lag 160 GWh årlig. Dette er noe mer enn hva våre beregninger indikerer. Videre har de at dette i forventningsscenarioet gir en gevinst i form av reduserte tapkostnader på ca. 1300 MNOK i nåverdi. Gevinsten i det lave scenarioet er beregnet til ca. 900 MNOK mens den i det høye scenarioet øker til ca. 1550 MNOK. Våre beregninger viser på den andre siden altså en økning i tapkostnader. Dessuten har vi ulik korrelasjon mellom tapkostnader og samlet spothandelsnytte av forbindelsen. NC har at gevinsten i form av reduserte tapkostnader øker med nytten, mens våre simuleringer indikerer at tapkostnadene øker med nytten.

Vi mener at forskjellen mellom Statnett og NC sine tall hovedsakelig skyldes at deres beregninger trolig ikke har tatt hensyn til at høyere priser i Norge gjør at verdien av eksisterende tap øker. NC beregner at forbindelsen vil øke gjennomsnittsprisene i Norge fra 0,7 til 1,7 øre/KWh. På bakgrunn av dette mener vi det er lite trolig at tapkostnadene i det norske nettet kan gå ned, selv om de fysiske tapene synker noe. Videre viser våre simuleringer at prisvirkningene generelt er større i scenario der prisforskjellene er store og nytten høy. Det er derfor vi ser motsatt korrelasjon mellom endring i tapkostnader og nytte. I tillegg indikerer våre simuleringer at for en gitt nettoeksport vil vi få en noe større prisoppgang på norsk side.

Endret kraftpris i Norge reduserer flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser
Økt kapasitet vil gi likere priser og dermed avtagende marginalnytte av overføringskapasitet mellom to markeder.⁹ Våre analyser tyder på at priseffekten av forbindelser ut av Norden er større i Norge enn hos handelspartneren. Bakgrunnen for dette er den store andelen vannkraft her. Konsekvensene er at flaskehalsinntektene på den nye forbindelsen blir mindre enn de opprinnelige prisforskjellene skulle tilsi, flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser går ned og summen av produsent- og konsumentoverskuddet øker. Etableringen av NorthConnect vil altså entydig redusere flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser. Reduksjonen er størst for NSL fordi NorthConnect også gir en prisvirkning i Storbritannia.

Prinsipielt mener vi at redusert nytte på andre forbindelser blir tatt hensyn til i de samfunnsøkonomiske beregningene som ligger til grunn for konsesjonssøknaden. Både Statnett og NC bruker en metode der vi beregner den marginale nytten av en ny forbindelse. Dermed blir nedgangen i

⁹ Se for eksempel kapittel 2 og 8 i "Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel" for en nærmere diskusjon av teorien rundt dette.

flaskehalsinntekter på eksisterende forbindelser regnet inn som redusert spothandelsnytte av den nye forbindelsen.

Våre simuleringer tyder på at samlet reduksjon i inntektene på forbindelsene til utlandet vil ligge mellom 100 og 500 MNOK årlig basert på den direkte prisvirkningen av forbindelsen. I nåverdi utgjør nedgangen om lag 3000 MNOK i det lave scenarioet, 5000 MNOK i forventning og 7000 MNOK i det høye scenarioet. Igjen er det en klar sammenheng i våre simuleringer der nedgangen på eksisterende forbindelser øker med spothandelsnyttens. Bakgrunnen for dette er at prisforskjellene og dermed prisvirkningene i Norge er størst i scenarioene med høyest nytte.

Dette er en vesentlig større nedgang enn hva NC beregner i sin konsesjonssøknad. NC opererer med en nedgang på 860 MNOK i nåverdi i forventning, 950 MNOK i høy og 1500 MNOK i lav. NC har at reduksjonen er noe større i det lave scenarioet enn i forventning og i det høye scenarioet. Dette er motsatt av hva våre analyser indikerer. De har altså størst prisvirkning av forbindelsen i scenarioet der prisforskjellene er minst.

Årsaken til forskjellen er primært at våre simuleringer gir andre prisvirkninger i Norge enn de som ligger til grunn for konsesjonssøknaden. I vårt forventningsscenario øker prisene i snitt med i overkant av 1 øre/KWh til i overkant av 2 øre/KWh for de ulike årene. Dette er noe høyere enn tallene NC oppgir. Likevel kan ikke dette alene forklare de betydelige forskjellene. Vi har ikke nok informasjon til å vurdere dette inngående, men mye tyder på at vi får en større oppgang i norske priser i perioder med stor norsk eksport, da norske snittpriser ligger vesentlig under de på kontinentet.

Bakgrunnen for at vi får ulike resultater handler trolig mer om at vi bruker ulike modeller på nordisk side enn eventuelle forskjeller i forutsetninger om framtidig markedsutvikling. Grunnen til at vi tror dette, er at simuleringene til NC jevnt over viser noe større nettoeksport på forbindelsen enn våre simuleringer. Alt annet likt skal dette gi større effekt på norske priser. På tross av dette viser altså våre simuleringer større prisvirkninger.

Vi har ikke nok kjennskap til TheMA-modellen, og simuleringene gjort i forbindelse med konsesjonen, til å presist vurdere de fundamentale årsakene til at det blir slik. En årsak er trolig at vi simulerer 25 historiske tilsigsår i sekvens, mens det virker som om beregningene som er gjort av Thema primært er basert på simuleringer av et normalår. Våre simuleringer viser at den klart største prisvirkningen i Norge kommer i sommerhalvåret i våte år. Det er i disse periodene vi får mye av reduksjonen i flaskehalsinntektene på eksisterende forbindelser. Det er trolig vanskelig å fange opp dette gjennom kun å simulere et tilsigsår.

Statnett har høy nytte i forventning, men våre estimer er lavere enn de til NC

Våre analyser indikerer, i likhet med beregningene presentert i NorthConnects konsesjonssøknad, at forbindelsen vil gi høy samfunnsøkonomisk nytte i forventning. Samtidig er det en del forskjeller mellom NC og Statnett sine nytteestimer:

- Våre analyser viser lavere nytte i alle scenarioer, dvs. både i lav, forventning og høy. Forskjellen er størst i det lave scenarioet.
- Vi har en annen fordeling av nytten, der en vesentlig større andel av nytten kommer som økning i samlet produsent- og konsumentoverskudd (PO/KO) i Norge, og mindre som nettoøkning i norske flaskehalsinntekter. Det siste skyldes både at vi får mindre flaskehalsinntekt på selve forbindelsen og større nedgang på eksisterende forbindelser
- Våre beregninger viser en trend mot høyere nytte utover i tid i alle scenario, mens NC har omtrent samme nytte for 2023, 2030 og 2040 i forventning og lavt scenario. I høyt scenario har også de en trend mot høyere nytte.

Årsaken til at NC opererer med høyere nytte enn Statnett skyldes trolig hovedsakelig to forhold:

- 1) Den første er å finne på britisk side. Simuleringene de legger til grunn viser sannsynligvis både større forskjeller i prisnivå mellom Storbritannia og resten av Nord-Europa og større

prisvolatilitet i Storbritannia. Resultatet er større prisforskjeller og mer potensial for handelsgevinst mellom de to markedene.

- 2) Den andre årsaken er forskjellene i tapskostnader vi tidligere har omtalt, der vi finner at kostnadene med tap øker

En konsekvens av at våre simuleringer viser større prisvirkninger på norsk side er at mer av nytten realiseres som PO/KO-gevinst og mindre som økning i norske flaskehalsinntekter. To andre viktige implikasjoner av dette er at en større andel av den samlede nytten havner i Norge, men også at nytten avtar raskere. I sum mener vi at større prisvirkninger i seg selv ikke er årsaken til at NC opererer med høyere nytte enn Statnett fordi disse to virkningene går mot hverandre. Imidlertid vil større prisvirkninger redusere potensialet for ytterligere forbindelser.

Som NC skriver i konsesjonssøknaden representerer værvariasjoner på norsk side en oppside sammenlignet med deres estimater basert på et historisk værår alene. Dette er variasjoner som våre modellsimuleringer med 25 historiske værår i stor grad fanger opp.

Statnetts utfallsrom indikerer potensielt større nedside for handelsgevinst

Når det gjelder utfallsrom for nytte er våre scenarioer primært laget for å vise utfallsrom for kraftpris, ikke handelsgevinst. Likevel har vi i disse scenarioene dratt i mange faktorer som henholdsvis gir lavere og høyere nytte sammenlignet med forventning. Derfor mener vi disse også gir et godt bilde av usikkerheten knyttet til handelsgevinst. Den største forskjellen i utfallsrom er at våre analyser indikerer større nedside. Hovedgrunnen til dette er trolig at Statnett har likere prisnivå i de to landene i det lave scenarioet, mens norske priser i snitt ligger vesentlig under de britiske i det lave scenarioet til NC. En oppside som ikke er dekket inn fullt ut i våre simuleringer er større forskjell i britisk og europeisk CO₂-pris enn det vi legger til grunn tidlig i forbindelsen sin levetid. Samtidig mener vi denne oppsiden er begrenset.

Statnetts beregninger indikerer at nytten vil øke med tiden

Våre beregninger viser en klar trend mot høyere nytte utover i tid. Både i forventningsscenarioet og det lave scenarioet kommer denne økningen hovedsakelig etter 2030. Det er to hoved-drivere for dette:

- 1) Mer prisstruktur i Storbritannia i vinterhalvåret som følge av mer vind- og solkraftproduksjon i kombinasjonen med knappere kapasitetsmargin
- 2) Mer vind- og solkraftproduksjon i Norden gir mye eksport og lave priser i perioder i sommerhalvåret. På den andre siden har kontinentet/Storbritannia ganske stabile priser som følge av mye batterikapasitet og mindre variasjon i vindkraftproduksjon

Scenarioene til NC viser svakt synkende nytte i forventning og lavt scenario, mens i høyt scenario er trenden lik den vi ser. Årsaken til at vi har motsatt trend i forventning og lav er sannsynligvis sammensatt. For det første er det litt ulike drivere for prisforskjeller mellom markedene der ulikt prisnivå betyr mer i deres scenario. Videre får de tidligere i analyseperioden større variasjon i britiske priser. Til sist fanger simuleringene deres basert på ett værår i mindre grad effekten av det nederste punktet. Våre simuleringer indikerer at utvekslingskapasiteten vi legger til grunn ut av Norge og Norden på sikt ikke er nok til å hindre at prisene faller vesentlig under snittet på kontinentet i perioder når tilsiget er over normalen. Med den utbyggingstakten for vind- og solkraft som vi legger til grunn, skjer dette stadig oftere etter 2030. En raskere fornybarutbygging vil gjøre at vi havner i denne situasjonen tidligere.

Usikkerhet knyttet til langsiktige tilpasninger

Til sist vil vi komme med et par generelle kommentarer til våre egne analyser. Vi ser altså en klar trend mot høyere nytte etter 2030. Det at mye av nytten kommer så lang frem i tid, når systemet er mest ulikt det vi har i dag, er et usikkerhetsmoment i seg selv. Et sentralt spørsmål er hvor stor grad av likevekt det er i våre datasett. Det kan for eksempel komme nye teknologier med forretningsmodeller

som baserer seg på å utnytte de samme prismønstrene som er gunstige for forbindelser ut av Norge. Dette trekker ned nytten. Vi har justert ned anslagene våre for å ta hensyn til dette, men det representerer fortsatt en potensiell nedside.

På den andre siden vil priseffektene av forbindelsen øke lønnsomheten av å bygge ut mer fornybar kraftproduksjon i Norge. I tillegg øker lønnsomheten av investeringer i effekt og mulig pumpekraft i det regulerbare vannkraftsystemet. Vi har ikke tatt hensyn til dette i våre beregninger. Slike langsiktige tilpasninger vil isolert sett øke nytten av forbindelsen og føre til at mer av gevinsten realiseres som flaskehalsinntekt og mindre som nettoøkning i produsent- og konsumentoverskudd.

Forklaringskraften til modellene vi bruker for å simulere kraftmarkedet blir svakere og mindre presis jo mer systemet utvikler seg bort fra det systemet vi har i dag, for eksempel med mer innslag av lagring og en strammere markedsbalanse. Vi vet også at svakheter i vannkraftmodelleringen gir større avvik mellom modell og virkelighet med den markedsutviklingen vi legger til grunn. Vi har justert ned de estimatene som ligger til grunn for våre vurderinger for å ta hensyn til disse kjente svakhetene. Men for å kunne gi mer presise estimater, må vi klare å gjengi virkeligheten enda bedre enn i dag. Dette krever at vi må videreutvikle modeller og dataunderlag.

VEDLEGG 2: Sima som ilandføringspunkt

Sima er egnet som ilandføringspunkt fra et kraftsystem perspektiv

NorthConnect har søkt om konsesjon med tilknytningspunkt i Sima, og dette la vi til grunn ved analysen av innenlandsk nettbehov som vi gjennomførte høsten 2017. Sima er et sterkt tilknytningspunkt som er knyttet til resten av transmisjonsnettet med tre 420 kV-ledninger. Det gjør at vi stort sett kan håndtere vedlikehold på ledningene uten å måtte redusere den tilgjengelige kapasiteten til NorthConnect. Dette er beskrevet nærmere i rapporten «NorthConnect Analyse av innenlandsk nettbehov». På kort sikt ser vi ingen andre reelle alternative ilandføringspunkter, og har derfor ikke gjort detaljerte utredninger av tekniske fordeler og ulemper for andre tilknytningspunkter enn Sima.

Det kan bli behov for å redusere kapasiteten på NorthConnect ved vedlikehold i Sima

Dagens Sima kraftverk består av 4 generatorene med en samlet installert ytelse på 1120 MW. Stasjonen er sentral og viktig for kraftsystemet med stor samlet produksjon. Når NorthConnect tilknyttes Sima, vil stasjonen bli enda mer viktig enn den er i dag. Dette kommer til å gi konsekvenser for vedlikehold og fornyelser i stasjonen og tilknyttede anlegg.

Med dagens stasjonsløsning og produksjon/lastflyt, kan man ha en-samleskinnedrift i Sima uten at det gir begrensninger for systemdriften i form av reguleringer eller redusert elspot/overføringsgrenser. Med framtidig tilknytning av NorthConnect til Sima, vil en-samleskinnedrift i stasjonen sette begrensninger på kapasiteten/produksjonen i importsituasjoner hvis lastflyt ut fra stasjonen overstiger dimensjonerende feil for kraftnettet (1400 MW).

Det er mange vedlikeholds- og fornyelsestiltak på 420 kV i Sima som krever utkoblinger når de skal gjennomføres, og det fører til drift på kun én samleskinne. Dette kan være arbeider på effekt- og skillebrytere, strømtransformatorer, samleskinner og større arbeider på kontrollanlegg, både for Statnett og Statkraft sine anlegg. Det er viktig at det gjøres avklaringer/avtaler slik at det tillates utkoblingsperioder til nødvendig vedlikeholdsarbeider. Ved større fornyelse av apparat- og kontrollanlegg, må man være innstilt på at dette kan gi redusert kapasitet på kabler eller reguleringskostnader over lang tid (mange uker).

NorthConnect bør legge til rette for utvidelsesmulighet i Sima

Konsesjonssøknadens side 39 beskriver hvordan Sima stasjon kan utvides. Statnett har de siste årene erfart at når stasjoner skal rehabiliteres/fornyas, kan det være behov for å bygge ett ekstra felt for å kunne koordinere ombyggingen uten alt for store provisorer for å unngå lange og kostbare

utkoblinger. Det er ønskelig at NorthConnect opparbeider tomten for en ekstra feltlengde når de gjør grunnarbeidene for sin tilknytning. Da vil Statnett ha muligheter for en senere forlengelse av samleskinnen, både for framtidige nytt felt eller behov under ombygginger, uten at det krever langvarig stans av NorthConnect for å gjøre grunnarbeidene i ettertid.

Flomsikring i Simadalen

Norconsult har vurdert risikoen for om flom i Simadalen kan gi skade strømrerteranlegget. Som tiltak er foreslått forbygning og eller heving av arealet. Disse tiltakene kan imidlertid gi strupingseffekt med økt vannhastighet og erosjon, samt øke flomrisikoen oppstrøms og gi økt flomfare på arealer som ikke heves eller sikres på annen måte. Dette øker risikoen for skade på bruer, veianlegg og friluftsanlegget ved Sima kraftverk. Flomsikring av bruer, veianleggene og begge anleggene, strømrerter- og friluftsanlegget, kan bli omfattende og vil kunne medføre økt erosjon i elva som følge av struping og derved økt vannhastighet. Også strømrerterbygget i seg selv uten flomsikring kan gi strupingseffekt og økt skade på andre områder. Vi kan ikke se at disse forholdene er vurdert og omtalt samlet og vi mener derfor at konsekvensene i Simadalen ikke er tilstrekkelig utredet.

VEDLEGG 3: Krav om å tilfredsstille britisk «grid code»

Aktører som vil tilknytte seg det britiske nettet må inngå en tilknytningsavtale. Denne avtalen setter spesifikke krav til alle aktører som skal knytte seg til nettet, både produksjon og mellomlandsforbindelser. Kravene innebærer blant annet at Statnett som systemoperatør i Norge må bidra til å levere en rekke tjenester over forbindelsen. Statnett vil understreke at det ikke er gitt at vi kan bidra til å levere alle disse tjenestene, og at det i så fall må undersøkes om det er mulig å søke om unntak fra det britiske regelverket. Oppnås det ikke enighet, vil ikke forbindelsen kunne tilknyttes nettet i Storbritannia. For tjenestene Statnett kan bidra til å levere, bør det legges opp til at Statnetts kostnader dekkes av NorthConnect dersom kostnadene ikke dekkes av den britiske systemoperatøren.

Basert på vurderingene ovenfor, mener Statnett at før det gis konsesjon bør det avklares hvilke krav som vil pålegges NorthConnect i deres tilknytningsavtale i Storbritannia, og om disse kravene er akseptable fra et norsk perspektiv. I særlig grad gjelder dette de kravene som involverer eller påvirker Statnett.