

NorthConnect – en vurdering av systemdriftskonsekvenser og systemdriftskostnader

NorthConnect har søkt om konsesjon etter energiloven for å eie og drifte en 1400 MW HVDC-forbindelse mellom Norge og Storbritannia. I brev av 6. januar 2017 ber NorthConnect om en rimelighetsvurdering av estimatet for økte systemdriftskostnader som følge av forbindelsen. I tråd med vårt brev at 8. juni til NorthConnect gir vi også en vurdering av konsekvensene vi forventer at flere mellomlandsforbindelser vil ha for systemdriften.

Notatet innledes med en oppsummering av hovedkonklusjonene. Kapittel en gir en vurdering av systemdriftskonsekvensene, med en beskrivelse av de største utfordringene, mulige tiltak, tiltakenes skalerbarhet og mulige konsekvenser av at tiltakene er utilstrekkelige eller er forsinket. I kapittel to beskrives utfordringer tilknyttet implementering av nye løsninger og systemoperatørens forutsetninger. Kapittel tre drøfter viktige kilder til usikkerhet. I kapittel fire gis det en rimelighetsvurdering av systemdriftskostnadene.

Vi baserer fremstillingen på simuleringer med ulike modeller for kraftmarkedet fremskrevet til 2025. Erfaringsmessig vet vi at modellene ikke fanger all kompleksiteten i kraftsystemet og utviklingen i kraftmarkedet fremover er preget av store endringer og betydelig usikkerhet.

Hovedkonklusjoner:

Systemdriften

- Statnett ser 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. Det er usikkerhet knyttet både til fremdriften i implementering av tiltakene og til hvor godt systemdriftsutfordringene vil løses med disse.
- Hvis forbindelsen settes i drift uten at de nødvendige tiltakene er ferdige eller om virkningene ikke er som forutsett, vil Statnett som systemansvarlig sette den handelskapasitet og de rampingrestriksjoner som ansees som nødvendige for å ivareta driftssikkerheten.
- Den viktigste påvirkningen på driften av eksisterende mellomlandsforbindelser er økt konkurranse om kraftsystemets rampingevne.
- Idriftsettelse av NorthConnect forutsetter at det utvikles nødvendige IKT-systemer og en tett integrering med Statnetts driftssystemer.
- Statnett ser at det blir utfordrende å implementere nye løsninger for NorthConnect samtidig med allerede konsesjonsgitte kabelprosjekter, implementering av krav i europeiske nettverkskoder og nye metoder for nordisk balansering, såkalt MACE.
- Med usikkerhet i løsninger for systemdriften og behov for innsats fra Statnett før idriftsettelse av NorthConnect, mener Statnett at tidspunktet for idriftsettelse av forbindelsen bør bli senere enn det som fremgår i planene for prosjektet.

Viktige kilder til usikkerhet

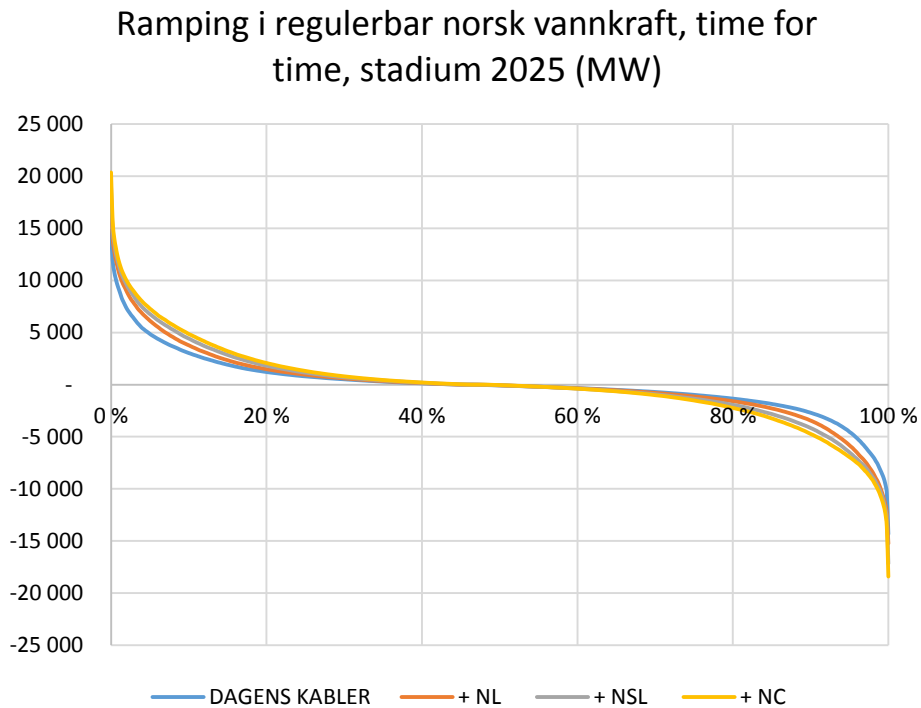
- Dersom nasjonale føringer, EU-regler eller behov for kortsiktig effektivitet ikke gjør det mulig å henføre kostnadene ved nødvendige tiltak fra systemansvarlig til de sist ankomne aktørene, vil det medføre at aktører ikke står overfor de fulle kostnader eller den fulle risiko ved sine investeringsbeslutninger.
- Dette gjelder ikke kun systemdriftskostnader, som omtales i Prop. 98 L (2015-2016) "Endringer i energiloven", men også kostnader relatert til nødvendige tiltak i systemdriften, som for eksempel rampingrestriksjoner.
- Brexit kan innebære at rammebetingelsene for utenlandsforbindelser som i dag er fastslått i europeisk regelverk ikke vil gjelde for NorthConnect.

Systemdriftskostnader

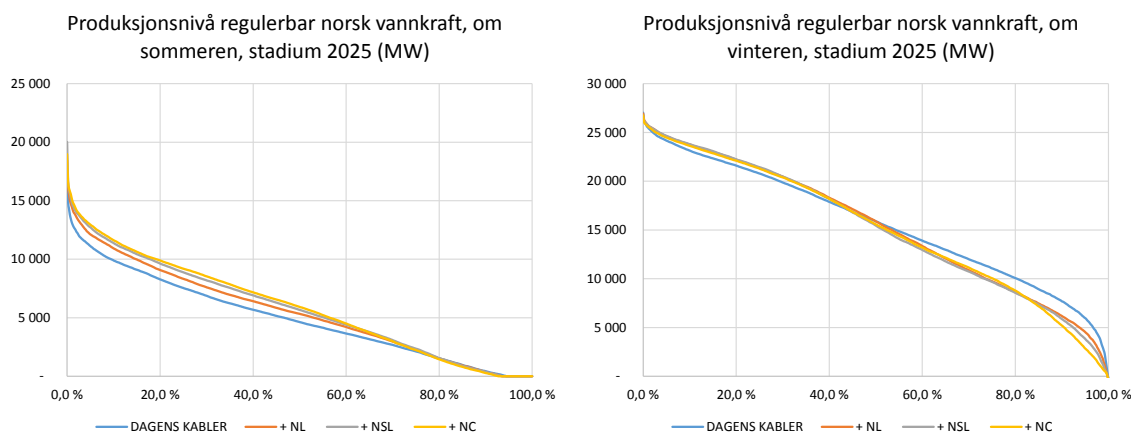
- Statnett finner NorthConnects anslag for systemdriftskostnader rimelig.
- Viktige drivere for økte kostnader er økt prisvariasjon i kraftmarkedet og behov for større volum reserver.
- Det understrekes at systemdriftskostnader bare delvis er samfunnsøkonomiske kostnader.

1. Systemdriftskonsekvenser

Økt overføringskapasitet mot andre synkronområder vil medføre større svingninger i nordisk kraftproduksjon. Figuren nedenfor viser hvordan flere mellomlandsforbindelser ifølge Statnetts markedsanalyser påvirker forventet utvikling av ramping i norsk vannkraft i 2025. Statnetts kabler til Tyskland og Storbritannia fører til økt ramping, og NorthConnect bidrar marginalt til økningen.



En mulig konsekvens av økt overføringskapasitet er at vi i en større andel av tiden kan ha enten svært høye eller svært lave produksjonsnivåer i Norden. Statnetts markedsanalyser for 2025 bekrefter bare delvis en slik hypotese. Dette er illustrert i figurene nedenfor, med sommer til venstre og vinter til høyre (hver figur viser data for 13 uker). Statnetts analyser viser en uforandret del av tiden med stillestående fleksibel produksjon om sommeren, mens produksjonsnivåene om vinteren viser en større spredning og økt forekomst av høy produksjon. NorthConnect forventes å bare påvirke marginalt i begge årstidene. Det er imidlertid en mulighet for lengre perioder med begge typer knapphet.



Statnett ser flere mulige utfordringer for systemdriften som følge av større svingninger i kraftsystemet:

- Dårligere systemstabilitet. I perioder med lite eller ingen fleksibel kraftproduksjon vil det være lite roterende masse i kraftsystemet.
- Økte utfordringer med flaskehalshåndtering.
- Knapphet på kortslutningsytelse.
- Krevende balansering. Ofte og større vekslinger i flyten mot andre synkronområder gjør det vanskeligere å balansere forbruk og produksjon til enhver tid. Dette er den viktigste utfordringen.

Systemstabilitet

Utfordring:

Utfall av produksjon eller forbruk fører til fall i frekvensen i kraftsystemet. Når denne faller under 49,0 Hz, fører dette til automatisk utkobling av forbruk. Systemstabiliteten er systemets evne til å håndtere utfall uten at frekvensen faller så raskt at primærreservene ikke klarer å stanse frekvensfallet før det når det kritiske punktet. Roterende masse bremser frekvensendringen, og denne systemtregheten gir primærreserven tid til å stabilisere frekvensen. Denne tregheten omtales ofte som inertia. Når det er lite tilgjengelig roterende masse i systemet kan utfall av kraftsystemets største enhet, såkalt dimensjonerende feil, føre til et kritisk raskt fall i frekvensen.

Risikoen for dette er størst når størstedelen av kraftproduksjonen står stille, spesielt nattetid på sommeren. Det er forskjell mellom ulike produksjonsteknologier hvor mye roterende masse de gir ved produksjon av en MWh. Kjernekraft er tyngst og bidrar således med mest roterende masse. I motsatt ende bidrar ikke vindkraft med noe roterende masse i det nordiske kraftsystemet. Økt overføringskapasitet ut av synkronområdet kan medføre lengre perioder med lav eller ingen "tung" kraftproduksjon og dermed lengre perioder med svekket systemstabilitet. Statnetts forventningsscenario for 2025 gir liten grunn til uro for dette.

Tiltak:

Risikoen ved lav roterende masse kan teknisk håndteres med ulike typer av mekanismer:

- Begrense størrelsen på dimensjonerende feil. Dette kan bety at vi vil redusere produksjonsnivået i et kjernekraftverk eller flyten på en importerende mellomlandsforbindelse, eller begge deler om "flere komponenter er størst" i kraftsystemet.
- Øke roterende masse, for eksempel ved at fleksibel produksjon erstatter vindkraft eller import, enten ved spesialregulering eller ved å legge inn roterende masse som et krav i klareringen av kraftmarkedet.
- Innføre raske reserver, for eksempel levert av aggregert forbruk, batterier, eller HVDC-respons. Disse reservene må være raskere enn primærreserver, og reservene behøver i prinsippet bare å levere i noen sekunder slik at vanlige primærreserver kan stabilisere frekvensen.

Av mekanismene ovenfor antar vi at raske reserver er den mest kostnadseffektive. Men alle mekanismene kan være aktuelle i en portefølje der dyre mekanismer brukes som sistelinjeforsvar om behovet oppstår uventet.

Det pågår nordisk arbeid med å sikre systemstabiliteten på lang sikt. Statnett mener at løsningsalternativene er gode, men valg og implementering av løsninger må koordineres med andre TSO-er i Norden.

Skalerbarhet:

Kraftsystemets laveste inertia vil ikke bli ytterligere forverret av mellomlandsforbindelser som kommer etter NordLink og NSL. Modellanalyser viser at NorthConnect forventningsvis vil bidra til en marginal økning av tiden med svært lav fleksibel produksjon. Det betyr at de løsninger som utvikles for å sikre systemstabiliteten med to kabler også vil fungere for flere kabler, men at omfanget av bruken kan øke noe.

Om tiltakene er utilstrekkelige eller implementeringen blir forsinket:

Systemstabiliteten kan sikres ved bruk av restriksjoner i kraftmarkedet (redusere dimensjonerende feil, øke roterende masse).

Flaskehalshåndtering

Utfordring:

Flytendringene i nettet blir raskere enn tidligere og dette kan ikke håndteres med dagens verktøy for systemdriften.

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av transmisjonsnettet. Vi vurderer alltid om det er mest samfunnsmessig rasjonelt å forsterke nett for å redusere flaskehalser, eller om det er mer rasjonelt å håndtere flaskehalsene i driften. Behov for eventuelle forsterkninger av innenlandsk nett som følge av NorthConnect håndteres i en egen analyse.

I planfasen utvikler Statnett nettkonfigurasjon og sikkerhetsmekanismer for å håndtere den forventede flyten, samt vurderer lokalisering av reserver og systemvern så ingen komponenter vil overbelastes i mer enn 15 minutter ved et eventuelt utfall. I driftsfasen håndteres utfordrende snitt med spesialregulering av produksjon og forbruk.

Tiltak:

Flaskehalshåndteringen forbedres med ulike typer av virkemidler:

- Flytbasert markedskobling. Dette vil gi bedre samsvar mellom markedsflyt og fysisk flyt, og bidra til bedre driftssikkerhet. Ambisjonen i nordisk arbeid er å få på plass dette i 2020, i tråd med europeisk regelverk for kapasitetshåndtering og flaskehalshåndtering¹.
- Flaskehalshåndtering integrert i aktivering av automatiske reserver. Dette er en del av nye metoder ("MACE") for balansering av det nordiske kraftsystemet og er planlagt implementert rundt 2020². Reservasjon av nettkapasitet for overføring av reserver vil også bli innført. Økte volum og bruk av sekundærreserver i alle døgnets timer vil bidra til at sekundærreserver blir viktige for flaskehalshåndtering i driftsfasen.
- Finere tidsoppløsning vil gjøre det mulig å endre kabelflyt gjennom hele timen og dermed fordele flytendringene i tid, noe som er lettere å håndtere i operativ drift. Arbeidet med finere tidsoppløsning beskrives nærmere blant tiltakene i avsnittet om balanseringsutfordringer.
- Bedre prognoser og informasjonsverktøy for beslutningsstøtte.
- Rampingrestriksjoner begrenser vekslingene i kraftsystemet. Behovet for slike restriksjoner avhenger av andre tilgjengelige virkemidler. Rampingrestriksjoner diskuteres nærmere blant tiltakene i avsnittet om balanseringsutfordringer.

Skalerbarhet:

De automatiske reservene er skalerbare ettersom volumet kan endres. Bruken av automatiske reserver vil dessuten bli mer effektiv med finere tidsoppløsning. Oppløsning i markedet på ett kvarter vil bidra til at automatiske reserver belastes mindre av strukturelle ubalanser enn det som er tilfelle med dagens timesoppløsning. Finere tidsoppløsning vil også gjøre det mulig å endre kabelflyt i større del av timen, men når hele timen er i bruk tar den skalerbarheten slutt.

Rampingrestriksjoner som gjelder samlet nordisk flytendring er effektive uansett antall mellomlandsforbindelser og derfor svært skalerbare.

Om tiltakene er utilstrekkelige eller implementeringen blir forsinket:

Om implementeringen av MACE, flytbasert markedskobling, finere tidsoppløsning og verktøy for beslutningsstøtte tar lengre tid enn planlagt eller ikke løser flaskehalsutfordringene effektivt så kan driftssikkerheten opprettholdes ved at rampingrestriksjoner begrenser vekslingene i kraftsystemet.

Kortslutningsytelse

De viktigste potensielle systemutfordringer ved lav kortslutningsytelse er:

- For lav kortslutningsstrøm til at vern har sikre målebetingelser

¹ CACM, Reg EU 1222/2015.

² "The Nordic Balancing Concept", beskrevet i SMUP og i notatet

<http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Landssentralen/The%20Nordic%20Balancing%20Concept.pdf>

- Ustabil spenningsregulering i systemet

Nye HVDC-forbindelser med VSC-teknologi kan normalt bidra med kortslutningsytelse tilsvarende sin egen ytelse, og krever i prinsippet heller ikke kortslutningsytelse fra tilknyttet nett for å kunne driftes.

Vi har tidligere utført studier av konsekvensen for kortslutningsytelsen i 300- og 420 kV-nettet ved å erstatte kraftproduksjon fra store kraftverk med import på HVDC-kablene til utlandet (inkludert NordLink og NSL). Vi så da at de sterke punktene i nettet får en del redusert kortslutningsytelse. Det medfører imidlertid ingen systemutfordringer i seg selv. I allerede svake punkt på 300- og 420 kV nivå er det i stor grad impedansen i systemet som bestemmer kortslutningsytelsen, så endringen der ved ytterligere importøkning blir relativt liten. Vi kan ikke se at NorthConnect vil endre dette bildet.

Spenningsreguleringen er i stor grad avhengig av lokale forhold, og det er mange komponenter som bidrar til den – ikke kun generatorene. Mindre innkoblet generatorytelse totalt endrer ikke kortslutningsnivået særlig mye i svake punkt, der spenningen vil være mest følsom for endringer. Basert på det samme resonnementet som vi gjorde for feilstrømsnivå ser vi derfor ikke at spenningsreguleringen i systemet skal bli vesentlig forverret av NorthConnect.

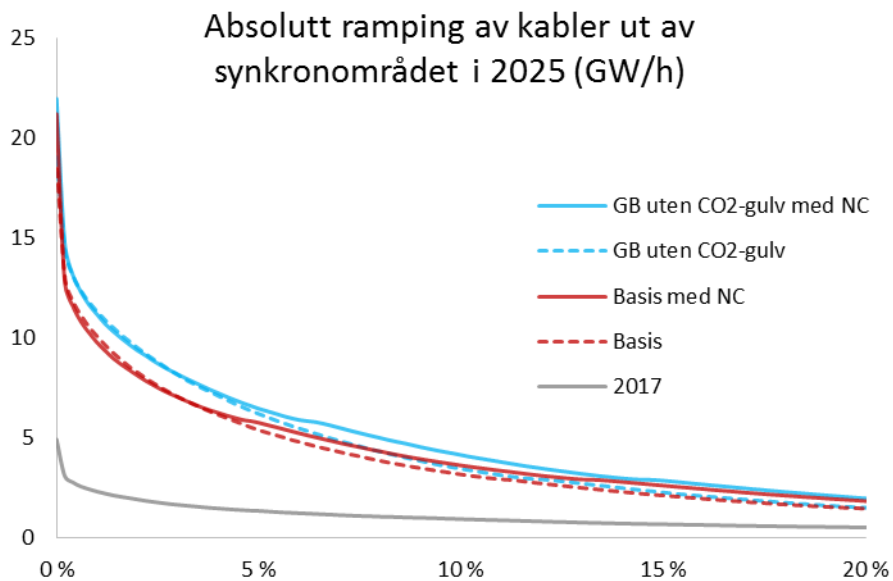
Det forventes ikke utfordringer knyttet til lav kortslutningsytelse i nettet.

Balanseringen av kraftsystemet

Utfordring:

Balanseringen blir mer krevende når kraftsystemet veksler mellom stor import og stor eksport, gjerne i samvariasjon med nordisk last. Høy import eller eksport som er noenlunde stabil er ikke like utfordrende for balanseringen.

Figuren nedenfor viser resultat fra Statnetts markedsmodeller: Varighetskurver for forventet rampingbehov i to ulike scenarier for 2025 sammenlignet med dagens situasjon. Merk at markedsmodellen ikke tar hensyn til rampingbegrensninger, og figuren viser derfor "ønsket ramping" i modellen, ikke faktisk ramping. Merk også at markedstidsenheten i modellen er en time.



De røde kurvene er resultat fra Statnetts forventningsscenario med og uten NorthConnect, basert på høye gasspriser og dagens CO₂-avgift i Storbritannia. De blå kurvene er resultat fra et scenario uten CO₂-avgift og med lavere gasspriser. I dette scenariet sammenfaller flyten mot Tyskland og Storbritannia i større grad, og rampingbehovet øker. I begge scenariene ser vi at rampingbehovet for kabelflyt øker fra dagens nivå, men at økningen som skyldes NorthConnect er marginal.

Merk at økningen i ramping ikke betyr en økning i uforutsigbarhet. Flytendringen er bestilt av kraftmarkedet og kabelflyten er planlagt og kontrollert, men det vil være noe økt usikkerhet knyttet til store produksjonsendringer som ikke er helt presise. Usikkerheten som kommer i tillegg gjelder nordisk forbruk og uregulerbar produksjon. Usikkerheten vil øke, men ikke i samme grad som vekslingene i kraftsystemet.

Tiltak:

Følgende verktøy vil bli viktige for å håndtere økningen i ramping:

- Innføring av MACE i balanseringen av det nordiske kraftsystemet, med økt bruk av automatiske reserver, aktivering basert på ubalanser innenfor hvert budområde, og med kontinuerlig flaskehalshåndtering. Planlagt start for MACE er i 2020.
- Finere tidsoppløsning. Dette gir bedre planlagt flyt fra kraftmarkedet, mindre sprang mellom markedstidsenhetene, og ramping i hele eller det meste av timen. Finere tidsoppløsning må samordnes på begge sider av hver kabelforbindelse. Tiden for implementering er derfor svært avhengig av utviklingen i Tyskland og Storbritannia. Europeisk regelverk for balansering, "GL EB"³ krever at tidsoppløsningen for ubalanseoppgjøret gjøres med 15-minuttersperioder senest fra desember 2020 (tre år etter at GL EB forventes å tre i kraft), men med mulighet for utsettelse i inntil fire år. Nordiske TSO-er har som ambisjon å innføre samme tidsoppløsning i intradag og reservemarkedene samtidig som det innføres i ubalanseoppgjøret, men er avhengig av at regulatorne også slutter seg til. Det er ikke kjent hvorvidt Storbritannia vil be om utsettelse.

³ Commission Regulation EU 2017/20195 of 23 November establishing a guideline on electricity balancing

- Rampingrestriksjonene vil bli endret i arbeidet med flytbasert markedskobling. Dagens restriksjoner er ikke samfunnsøkonomisk effektive, da de gir lik flytendring til kabler uansett markedsverdi, altså uansett kraftprisforskjell over kabelforbindelsene. Den samlede endringshastigheten for Norden eller deler av Norden må også begrenses. En slik begrensning vil være en viktig parameter for effektiv og sikker utnyttelse av fleksibiliteten i det nordiske kraftsystemet.

Rampingrestriksjoner mellom to synkrområder skal fastsettes i henhold til System Operation Guideline art. 137, slik at alle TSOer i de aktuelle områdene kan bli involvert. Statnett vil dermed være avhengig av tilslutning fra andre TSOer og regulatorer.

Begrensning av import eller eksport er en mulig men ikke sannsynlig mekanisme.

Skalerbarhet:

Energimarkedets etterspørsel etter flytendringer vil overstige kraftsystemets evne til kortsiktig balansering når Statnetts mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia er i drift. I dag praktiseres rampingstrestriksjoner per kabelforbindelse, men med flere kabler vil vi behøve en restriksjon for samlet ramping i hele eller deler av Norden. Med en slik begrensning av total flytendring vil ytterligere mellomlandsforbindelser ikke føre til at maksimal faktisk samlet flytendring øker. Derimot vil samlet flytendring være lik den totale begrensningen i en større del av tiden. Rampingrestriksjoner er derfor skalerbare, men for eksisterende forbindelser vil dette oppleves som en økt begrensning, da flere forbindelser konkurrerer om den samme rampingkapasiteten. Dette er forventet å være den viktigste påvirkningen på driften av eksisterende mellomlandsforbindelser.

Bruk av MACE i balanseringen av det nordiske kraftsystemet kan inkludere små, store eller varierende mengder automatiske reserver, og er derfor en skalerbar mekanisme.

Virkingen av kvartersoppløsning er den samme uansett antall kabler: Bedre planlegging av produksjon og kabelflyt. Strukturelle ubalanser reduseres til en fjerdedel, og bruker derfor mindre av de automatiske reservene.

Økt bruk av automatiske reserver og finere tidsoppløsning vil gjøre det mulig å øke tillatt flytendring.

Om tiltakene er utilstrekkelige eller implementeringen blir forsinket:

Om implementeringen av MACE eller finere tidsoppløsning tar lengre tid enn forventet eller ikke løser utfordringene effektivt, kan driftssikkerheten opprettholdes ved at rampingrestriksjoner begrenser vekslingene i kraftsystemet.

2. Implementeringsutfordringer og systemoperatørens forutsetninger

Implementeringsutfordringer

Statnett ser utfordringer med det totale volumet av og kompleksiteten i oppgavene innen nettutbygging, kabelprosjekt og nordisk og europeisk markedsintegrasjon i de nærmeste årene. Planlagte oppgaver er omfattende, komplekse og fremdriften er avhengig av koordinering og enighet med mange parter.

Vi vil spesielt nevne følgende oppgaver som er ressurskrevende og dessuten viktige premisser for effektiv drift av mellomlandsforbindelser:

- Nytt nordisk balanseringskonsept, MACE, med planlagt oppstart i 2020. Fundamentene for balansering av det nordiske kraftsystemet vil endres, med nye roller, prosesser og avtaler som resultat, og svært omfattende utvikling av IT-system for aktivering av balanseenergi og flaskehalshåndtering. Fremdriften i dette arbeidet er svært avhengig av enighet mellom nordiske TSOer.
- Europeiske plattformer for utveksling av balanseenergi (MARI og PICASSO), med frist for implementering senest 2022. Vi er ikke trygge på at implementeringen blir fullført til planlagt tid med så mange parter som skal enes om markedsdesign og prosesser. Erfaringen med et europeisk intradagmarked (XBID) tilsier at vi er forberedt på forsinkelser. XBID var planlagt implementert fra 2012 til 2014, men blir ikke ferdig før i 2018.
- Regional kapasitetsberegning og metodikk for reservasjon av overføringskapasitet til deling eller utveksling av reserver.
- Fastsetting av rampingrestriksjoner mellom synkronområder.
- Fremforhandle avtaler og implementere løsninger for våre kabelprosjekter mot Tyskland og Storbritannia.

NorthConnect har en eierform som Statnett ikke har erfaring med. Selv om det ikke er Statnett som eier forbindelsen, vil Statnett som systemoperatør måtte være part i en systemdriftsavtale. Det vil også kreves en tett integrering med Statnetts driftssystemer. Det er særlig tilfelle dersom det er aktuelt å bruke overføringskapasitet til utveksling av balanseenergi koordinert av nye europeiske plattformer, eller til annen utveksling av system- og balansetjenester. Dette vil kreve en betydelig ressursinnsats også fra Statnett, bl.a. til utvikling av nødvendige IKT-systemer. Dette er spesialkompetanse som i utgangspunktet er fullt ut sysselsatt i allerede konsesjonsgitte prosjekter.

Systemoperatørens forutsetninger

Statnett har et ambisiøst program med tiltak som må iverksettes for effektiv utnyttelse av NordLink og NSL. Dette innebærer nettinvesteringer og omfattende tiltak beskrevet i SMUP og i dette dokumentet. Det er usikkerhet knyttet til fremdriften i implementering av tiltakene og i hvilken grad systemdriftsutfordringene vil løses fullt ut med disse. Tilknytning av NorthConnect vil øke usikkerheten ytterligere. Hvis forbindelsene settes i drift uten at de nødvendige tiltakene er ferdige eller virkningene er som forutsett må Statnett som systemansvarlig kunne sette den handelskapasitet og de rampingrestriksjoner som ansees som nødvendige for å sikre en tilfredsstillende systemdrift.

For øvrig:

- Statnett må til enhver tid ha full kontroll med flyten på kabelen. Dette betyr at Statnett må utvikle eller tilpasse nødvendige IKT-systemer, spesielt markeds- og SCADA-system.
- Statnett må involveres i handelsløsninger og avtaler om eventuelle salg av tjenester utover ordinær energihandel på forbindelsen.
- Statnett ser det som naturlig at våre kostnader for implementerings- og planarbeid for mellomlandsforbindelser som eies av andre betales av prosjekteierne.

Samlet vurdering av NorthConnects fremdriftsplan

Med usikkerhet i løsninger for systemdriften og behov for innsats fra Statnett før idriftsettelse av NorthConnect, mener Statnett at tidspunktet for idriftsettelse av forbindelsen bør bli senere enn det som fremgår i planene for prosjektet.

3. Viktige kilder til usikkerhet

Systemdriftens virkemidler

Statnett har planlagt en rekke tiltak for å håndtere den nye driftssituasjonen som oppstår som følge av økt kabelkapasitet med de to allerede konsesjonsgitte kablene til henholdsvis Storbritannia og Tyskland. Statnett mener disse tiltakene vil gi god effekt og sikre en effektiv utnyttelse av kablene og god driftssikkerhet. Det er likevel knyttet usikkerhet til tiltakene, både hvorvidt disse vil være implementert i tide og hvorvidt effekten blir så god som antatt. En viktig kilde til usikkerhet er at mange av tiltakene krever internasjonal enighet.

Konsekvensen av manglende effekt eller fremdrift vil ikke være redusert driftssikkerhet, men at vi som systemansvarlig vil være nødt til å ta i bruk virkemidler som reduserer den samfunnsøkonomiske verdien av kablene. Statnett registrerer at det i Prop. 98 L (2015-2016) "Endringer i energiloven", står at *"Departementet legger ikke opp til en særskilt ordning for å utligne forskjellen mellom den samfunnsøkonomiske og prosjektøkonomiske lønnsomheten ved en utenlandsforbindelse direkte, slik det heller ikke gjøres ved etablering av produksjon og forbruk."* Statnett vil påpeke at dersom nasjonale føringer, EU-regler eller behov for kortsiktig effektivitet ikke gjør det mulig å henføre kostnadene ved nødvendige tiltak fra systemansvarlig til de sist ankomne aktørene, vil det medføre at aktører ikke står overfor de fulle kostnader eller den fulle risiko ved sine investeringsbeslutninger. Dette gjelder ikke kun systemdriftskostnader, som omtales i proposisjonen, men også kostnader relatert til nødvendige tiltak i systemdriften, som for eksempel rampingrestriksjoner.

Regulatoriske rammer

Brexit kan innebære at rammebetingelsene for utenlandsforbindelser som i dag er fastslått i europeisk regelverk ikke vil gjelde for NorthConnect (og heller ikke for NSL). Dette kan gi flere utfordringer. Blant annet kan Brexit innebærer at de europeiske løsningene for energi- og reservehandel ikke kan benyttes på NorthConnect.

4. Systemdriftskostnader

Systemdriftskostnader er Statnetts kostnader for kjøp av tjenester. De er bare delvis samfunnsøkonomiske kostnader.

North Connect har antatt at økningen i systemdriftskostnader vil være på samme nivå som Statnetts estimat for vår egen forbindelse til Storbritannia, North Sea Link (NSL) i konsesjonssøknaden av 2013, det vil si 120 MNOK per år, hvilket tilsvarer en nåverdi på 1850 MNOK. Vi finner NorthConnects antagelse rimelig. Vår rimelighetsvurdering gjelder totale systemdriftskostnader med og uten en ekstra mellomlandsforbindelse, under ellers like forutsetninger.

Systemdriftskostnadene har vært noe lavere enn forventet etter 2012. Vi tror at en viktig grunn til dette er at prisvariasjonen i kraftmarkedet har vært mindre etter 2012. Dette har redusert reserveleverandørenes alternativkostnader. Med økt overføringskapasitet mot andre synkronområder blir Norden mer eksponert mot kraftprisene i Europa. Statnett mener at denne eksponeringen vil øke variasjonen i nordiske kraftpriser, og dermed økte priser på reserver. Statnetts langsiktige markedsanalyser viser økning i forventet prisvariasjon fra 2025 til 2045.

Statnetts estimat for økning av systemdriftskostnadene i konsesjonssøknaden for NSL omfatter kjøp av reservekapasitet og reaktiv effekt. Reservekapasiteten omfatter automatiske og manuelle reserver og sto for over 90% av den estimerte økningen. Kostnader for håndtering av systemstabilitet var ikke inkludert.

Priser, volum og kostnadsdrivere

Økte kostnader kan skyldes høyere priser for systemtjenester, behov for større volum eller begge deler. For leverandører av systemtjenester vil alternativkostnadene være gitt av prisstrukturen i kraftmarkedet. Prisstrukturen påvirkes av fundamentale forhold og av markedsdesign.

Konsekvenser av økt overføringskapasitet i kraftmarkedet

Økt overføringskapasitet til andre synkronområder er en fundamental endring i kraftmarkedet. Økt flyt vil bidra til priskonvergens i kraftmarkedene på hver side av kablene, mer tid med svært høy eller svært lav fleksibel nordisk produksjon, og økt variasjon i nordiske kraftpriser og vannverdier. Dermed øker alternativkostnadene for leveranse av reserver, og prisene.

Konsekvenser av handel med system- og balansetjenester

Den økte overføringskapasiteten kan også brukes til handel med systemtjenester. Dette kan påvirke prisene på reserver og balanseringsenergi i begge retninger. Når reserveprisene er høye i Norden kan nedreguleringsreserve fra mellomlandsforbindelser bidra til lavere priser. Når reserveprisene er lave i Norden kan salg av reserver til andre synkronområder bidra til økte priser. De planlagte europeiske plattformene for utveksling av balanseringsenergi vil ha samme virkning på nordiske priser. Økt overføringskapasitet bidrar dermed til priskonvergens over kabelen for alle produkter.

Konsekvenser av markedsdesign

En tidsoppløsning på 15 minutter vil gjøre at planlagte produksjonsendringer og markedsprissprang blir flere og mindre. Prisendringene påvirker reserveleverandørenes

alternativkostnader og planendringene påvirker utnyttelsen av reservekapasitet til å balansere strukturelle ubalanser. Finere tidsoppløsning vil dempe prisene på reservekapasitet og samtidig redusere behovet.

Reviderte kostnadsvurderinger

Kostnader for FCR

Nordisk arbeid med utvikling av primærreservene (FCR-N og FCR-D) vil føre til tydeligere produktspesifikasjoner og krav til verifisering av leveranse. Markedet for FCR vil få færre leverandører og reserveprisene kan bli høyere. Økt variasjon i kraftpriser som følge av flere mellomlandsforbindelser vil bidra til å øke prisene på reserve. NorthConnect bidrar til dette. Utvikling av FCR fra forbruk og andre nye kilder kan trekke prisene i motsatt retning.

Kostnader for aFRR

Nye metoder for balansering av det nordiske kraftsystemet er under utvikling (MACE). Økt bruk av aFRR er en viktig del av utviklingen. Dette vil stimulere til utvikling av balanseringsressurser i alle områder og forutsetter bruk av aFRR i alle døgnets timer. Både tilbud og kjøpt volum vil øke, med økt kostnad for reservekjøp men uklar virkning på pris. Økt variasjon i kraftpriser bidrar til å øke prisene på reserve. NorthConnect vil bidra til dette.

Kostnader for mFRR, RKOM

En økt andel av tiden med nordisk produksjon nær full kapasitetsutnyttelse vil føre til at mFRR for oppregulering blir en knapp ressurs i en større del av tiden, med høyere reservepriser som konsekvens. Sesongen for RKOM for sikring av oppreguleringskapasitet på vinteren kan derfor bli utvidet, og gi økning av volum som kjøpes i RKOM i løpet av en sesong. Prisene på reserver fra kraftproduksjon forventes også øke som følge av flere mellomlandsforbindelser og økt variasjon i kraftpriser. NorthConnect bidrar til dette.

Om nordiske produksjonsnivåer er svært lave i en større del av tiden kan RKOM-ordning for mFRR for nedregulering bli vurdert. Dette var en del av vårt kostnadsestimat for NSL. Våre markedsanalyser gir ikke grunn til å forvente at nedregulering blir en større utfordring i 2025, og om det skulle bli aktuelt vil ikke NorthConnect utløse behovet. Mulighet til å utveksle mFRR på europeiske plattformer bidrar også til å redusere denne utfordringen.

Kostnader for tiltak mot lav rotasjonsenergi

Det vil bli innført tiltak for å sikre systemstabiliteten før Statnetts nye kabler mot Tyskland og Storbritannia settes i drift. Vi ser ikke behov for ytterligere tiltak for NorthConnect, men tiltakene kan bli aktuelle i en noe større del av tiden.

Det er ennå usikkert hvilke tiltak som blir implementert for å sikre systemstabiliteten, og kostnadene og kostnadsdriverne er derfor veldig usikre. Vi har noen overslag for kostnadenes størrelsesorden. Ett mulig og sannsynligvis effektivt tiltak er økt bruk av raske reserver i lavlastperioder. Kostnaden bør derfor ikke overstige det som en moderat økning i bruk av primærreserve ville koste i den delen av året da denne er dyrest.

Kostnader for reaktiv effekt

Reaktiv effekt godtgjøres etter faste satser som oppdateres hvert år og varierer med årlige gjennomsnitt for nordiske kraftpriser. Kostnaden utgjør en liten del av totale systemdriftskostnader.

Konklusjon, økte systemdriftskostnader

Vi finner NorthConnects anslag for økte systemdriftskostnader rimelige, basert på en kvalitativ vurdering av påvirkning på volumer og priser.

Estimat for systemdriftskostnader er svært usikre, og det samme gjelder estimerte endringer. Vår samlede vurdering er at systemdriftskostnader øker med økende overføringskapasitet etter at Statnetts mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia tas i drift, men at de ligger i samme størrelsesorden per kabel som vi tidligere har estimert. Viktigste årsaker til kostnadsøkning ved en ny mellomlandsforbindelse er økt prisvariasjon i det nordiske kraftmarkedet og større reservevolum, spesielt aFRR.