

Utvikling av systemtjenester 2016-2021



Innhold

1. Innledning.....	1
2. Rammeverk for systemdriften	2
3. Sentrale utviklingstrekk.....	5
4. Fremtidig behov for systemtjenester.....	6

1. Innledning

Kraftsystemet står overfor omfattende endringer. Endret produksjonsmiks, flere mellomlandsforbindelser og integrering av europeiske kraftmarkeder vil medføre en mer kompleks systemdrift i Norden, som vil kreve endringer i dagens systemdrifts- og markedsløsninger.

Dette notatet har som formål å beskrive våre forventninger til utviklingen av behovet for systemtjenester. Det er fortsatt stor usikkerhet, for eksempel knyttet til fremtidig kjøp av reservevolum. I notatet har vi derfor oppsummert endringer i rammebetingelser og trender som vil påvirke behovet og anskaffelsesmetode for systemtjenester i fremtiden, for å dele vårt fremtidsbilde med aktørene.

For å kunne velge de beste løsningene for å skape sikker og effektiv drift også i 2021, er vi avhengig av mer kunnskap og informasjon om hvordan systemdriften vil endres i tiden fremover. Notatet gir derfor også et innblikk i pågående analyser og problemstillinger som er relevante for systemansvarliges behov for og anskaffelse av systemtjenester.

Gjennom å dele vår informasjon og forventninger, ønsker vi å fortsette dialogen med bransjen om utvikling av systemtjenester.

For mer informasjon om gjeldene systemtjenester henvises det til våre nettsider og tidligere publikasjoner. Årsrapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge gis ut årlig, og presenterer informasjon om tekniske forhold og økonomiske nøkkeltall for systemdriften. Videre beskriver Statnetts systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2014-2020 (SMUP) Statnetts oppgaver knyttet til systemansvaret, sentrale forhold i dagens systemdrift, konsekvensene av endringer fremover og prioriterte tiltak. En oppdatert tiltaksoversikt over prioriterte tiltak de neste fem årene ble publisert juni 2016 i påvente av en oppdatert SMUP.

2. Dagens rammeverk

Forskriften setter rammene for systemansvarliges virkemidler

Statnett er tillagt systemansvaret i kraftsystemet i Norge. Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (fos) regulerer dette ansvaret. Fos er en av forskriftene under energiloven. Formålet med fos er å "legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftsystemet". Løsningene skal være basert på samfunnsøkonomiske prinsipper, som bidrar til å sikre en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet. Det betyr at Statnett har ansvar for både at de operative utfordringene i systemdriften og aktørenes verdiskaping er ivarettatt.

Statnett benytter et sett med virkemidler, både i plan- og driftsfasen, for å sikre at kraftsystemet er i balanse og har riktig leveringskvalitet. Systemtjenester fra aktørene er sentrale virkemidler, blant annet i form av reserver for å sikre balanse til enhver tid. Systemtjenester anskaffes gjennom å utvikle markedsløsninger og stille krav til anleggenes funksjonalitet.

I henhold til forskrift om systemansvaret (fos) skal systemansvarlig i størst mulig utstrekning gjøre bruk av virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper. Dette er fordi det i mange tilfeller vil være den mest effektive måten å anskaffe ressursene på. I situasjoner hvor behovene er veldig kritiske, geografisk betinget og/eller tidsbegrenset, vil markedsløsninger ikke være tilstrekkelig, hensiktsmessig eller mulig for å sikre strømforsyningen. Blant annet vil mangel på konkurranse blant tilbydere tale for andre anskaffelsesordninger. I slike tilfeller har Statnett i henhold til forskriften myndighet til å stille krav til aktørene og fatte systemkritiske vedtak.

Norden har i internasjonal sammenheng vært i førerretet når det gjelder utvikling av kraftmarkeder og felles markedsløsninger for balansering. For eksempel har et felles nordisk regulerkraftmarked har bidratt til en mer effektiv balansering av det nordiske kraftsystemet. De nordiske systemdriftsavtalen regulerer de driftstekniske forhold mellom de nordiske systemansvarlige.

Gjeldene lovverk og avtaler	Innhold
Forskrift om systemansvar (fos)	<ul style="list-style-type: none">- Regulerer oppgaver og ansvar forbundet med systemansvaret.- Gir Statnett mandat til å definere og rekvirere de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet.- Definerer hvilke systemtjenester det skal betales for og sier videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig.
Nordisk systemdrifts-avtale (SOA) ¹	<ul style="list-style-type: none">- Omhandler i stor grad krav og rollefordeling knyttet til balansering av kraftsystemet og driftssikkerhet, blant annet krav til dimensjonering og geografisk fordeling av reserver.

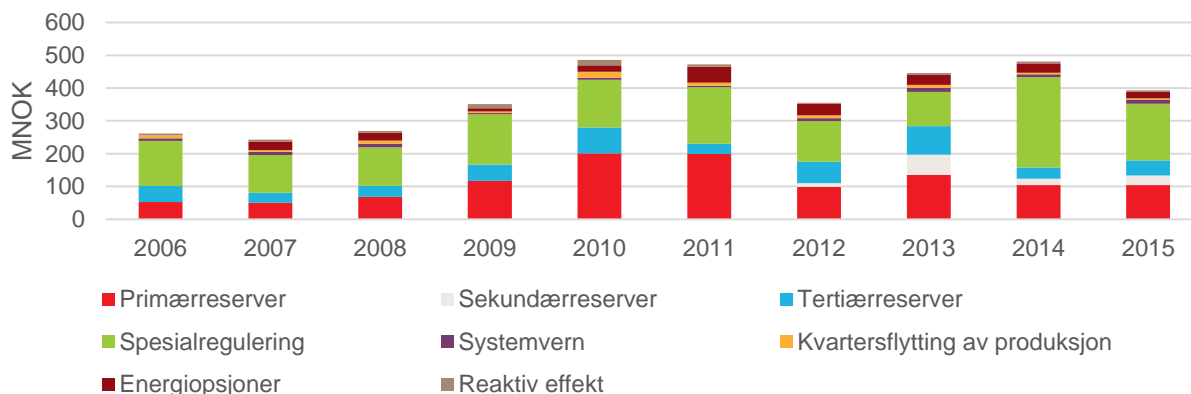
¹ <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/nordic/Pages/default.aspx>

Dagens systemtjenester og andre virkemidler

Tabellen under oppsummerer kort gjeldene systemtjenester og øvrige virkemidler i systemdriften. For mer informasjon om dagen systemdrift, se statnett.no.

Virkemiddel/ tjeneste	Regulering	Anskaffelse	Gjeldende krav/behov per mai 2016
Balanseringsbehov og flaskehalshåndtering			
Primærreserve (FCR)	Fos § 8, 3. ledd Fos § 9, 1. ledd	Grunnleveranse ved systemkritisk vedtak til statikkinnstilling. Nasjonalt FCR-marked med ordning for videresalg i Norden.	FCR-N: Nordisk krav på 600 MW. Norges andel defineres ut fra fjorårets årsforbruk, og det gjeldene nasjonale kravet er på 214 MW. FCR-D: Nordisk krav på 1200 MW. Norges andel er i dag på 354 MW.
Sekundærreserve (aFRR)	Fos § 9, 2. ledd	Nasjonal ordning for anskaffelse. Nordisk arbeid pågår for å etablere et felles nordisk kapasitets- og aktiveringsmarked for aFRR.	Krav til volum er under vurdering. Fra 2014 ble kjøpt inn aFRR i utvalgte timer der den forventede nyttien var størst. Denne strategien ble ytterligere spisset i 2015. I 2015 ble det anskaffet 300 MW i Norden og 105 MW i Norge. I 2016 ble kjøp av aFRR stoppet i Norden, i påvente av en felles nordisk enighet om behov for aFRR.
Tertiærreserve (mFRR)	Fos § 11, 1.ledd og § 12, 5.ledd	Regulerkraftmarkedet (RKM): Felles nordisk marked for manuelt aktiverte reserver med deltakelse fra både produksjon- og forbruk. RKOM: Norsk reservekapasitetsmarked for å sikre tilstrekkelig volum med bud i RK-markedet Bilaterale avtaler: Langsiktige avtaler med aktører om leveranse av reserver.	Nordisk krav om at hvert land skal ha tertiærreserver til å dekke sin dimensjonerende feil. Norsk krav på 1200 MW for å håndtere dimensjonerende feil. Særegent norsk krav om ytterligere 500 MW for håndtering av ubalanser.
Spesialregulering	For § 5, 4.ledd og §8, 1. og 8.ledd.	Regulerkraftmarkedet (RKM): Opp- eller nedreguleringsbud fra RKM som benyttes utenom prisrekkefølge defineres som spesialreguleringer.	Spesialregulering benyttes for å avlaste flaskehalser internt i elspotområder, håndtere feilsituasjoner, håndtere spenningsproblemer eller håndtere andre spesielle tilfeller. Spesialregulering utgjorde i 2015 47 prosent av det aktiverte volumet i RKM (opp- og nedregulering).
Produksjonsflytting (kvartersflytting)	Fos § 8, 7. ledd	Systemansvarlig vedtar å fremskynde eller utsette planlagt produksjonsendring med inntil 15 minutter. Betalingen beregnes ut fra gjeldende elspotpris. Tjenesten er samordnet i Norden.	Omfanget av produksjonsflytting varierte mellom 1800-6700 MWh per uke i 2015.
Produksjonsglatting	Fos § 8, 5. og 7. ledd.	Frivillig løsning som tilbys konsesjonærer som oppfyller visse kriterier.	Fra 2015 ble systemtjenesten produksjonsglatting innført for å reducere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet.
Produksjons- tilpasning	Fos § 8, 8. ledd.	Systemkritisk vedtak overfor aktører.	Ved feil eller revisjoner er hovedregelen at flaskehalser i nettet

			skal håndteres med bruk av tilgjengelige manuelle reserve (mFRR). Produksjonstilpasning benyttes i spesialtilfeller.
Overføringskapasitet, spenningsregulering			
Reaktiv effekt	Fos § 15, 4. ledd	Vedtak fra systemansvarlig. Generelt godtgjøres aggregater > 10 MVA med en fast sats pr MVA. Iht. fos godtgjøres pålagt produksjon av reaktiv effekt ut over fastsatte grenser, etter en variabel betalingsmodell for ekstra påførte fysiske tap i transformator.	Iht. fos skal alle produksjonsenheter tilknyttet regional- og sentralnettet bidra med produksjon av reaktiv effekt innenfor enhetenes tekniske begrensninger.
Produksjons- frakopling (PFK)	Fos § 21	Vedtak fra systemansvarlig. Iht. fos kan systemansvarlig kreve installasjon og drift av utstyr for automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet (systemvern). Betales i henhold til dokumenterte faktiske kostnader.	Benyttes over hele landet for å øke overføringskapasiteten i nettet.
Belastnings- frakopling (BFK)	Fos § 21		
Nettsplitt og nødeffekt	Fos § 21		Nettsplittingsvern er installert i alle regioner i Norge. Nødeffekt er systemvern som reduserer import/eksporten på utenlandskabler blant annet ved overlast og utfall på utvalgte overføringslinjer. Installert på Skagerrak 3&4 og NorNed.
Andre tjenester det ikke eksisterer egne ordninger for i dag			
Roterende masse (inertia)		Behovet dekkes gjennom produksjonsmiksen i det nordiske kraftsystemet.	Kraftsystemet har behov for en viss mengde rotasjonsenergi [Ws] i systemet for å hindre hurtige endringer i frekvensen.
Svartstart		Krav gjennom beredskapsforskriften. Det er i dag ingen betalingsordninger knyttet til de direkteregulerte kravene i beredskapsforskriften.	Per i dag er det et direkteregulert krav i beredskapsforskriften at i kraftstasjoner med samlet installert generatorytelse på minst 100 MVA, så skal minst ett aggregat normalt kunne starte på spenningsløst nett (svart nett).



Figur 1: Systemdriftskostnader 2006-2015, Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet 2015

3. Sentrale utviklingstrekk

Utviklingen påvirker behovet for systemtjenester

Det nordiske kraftsystemet gjennomgår omfattende endringer. Utvekslingskapasiteten ut av Norden vil dobles i perioden 2013 til 2021 når blant annet Statnetts planlagte forbindelser til Tyskland og England, NordLink og North Sea Link, er satt i drift. Det vil også bygges mer vind- og småkraft, samtidig som antall kjernekraftverk minker i Norden. Europeiske reguleringer setter nye overordnede rammer for utviklingen og fremmer en tettere koordinering av systemdriften og integrering av energi- og reservemarkeder. Til sammen fører disse endringene til økt kompleksitet i systemdriften og et behov for å videreutvikle dagens systemdrifts- og markedsløsninger, inkludert systemtjenester.

Ytre faktorer påvirkning på behov og anskaffelse av systemtjenester	
1.	Idriftsettelse av nye mellomlandsforbindelser
a)	Statnett har planer om å ferdigstille to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og England i henholdsvis 2020 og 2021. For begge kablene er intensjonen å etablere en handelsløsning som tilsier at vi kan bruke opptil 300 MW til utveksling av automatiske balansetjenester.
b)	Nye mellomlandsforbindelser krever at det eksisterende nettet, som knytter tilkoblingspunktene med resten av det norske kraftnettet, oppgraderes. Dette bidrar til høy utkoblingsaktivitet i nettet, se eget punkt.
c)	Økt utvekslingskapasitet vil med dagens rampingrestriksjoner og timesoppløsning i energimarkedene bidra til økte strukturelle ubalanser. Dette vil øke behovet for automatiske reserver.
d)	Økt utvekslingskapasitet vil sannsynligvis føre til større og hurtigere endringer i produksjonen, som vil bidra til større flytendringer i kraftsystemet. De store flytendringene vil kunne føre til økt bruk av spesialreguleringer for å håndtere interne flaskehals
e)	Økt overføringskapasitet per kabel vil også øke Norges dimensjonerende feil, og dermed påvirke dimensjoneringen av reserver.
f)	Økt overføringskapasitet ut av Norden øker sannsynligheten for et lettere system der forbruket i perioder i stor grad dekkes av import og uregulerbar kraftproduksjon, typisk sommersesong (lavlast), hvilket vil føre til redusert tilgang på balansetjenester og systembærende egenskaper fra tradisjonelle kraftverk, blant annet rotasjonsenergi (inertia) og kortslutningsytelse. Den reduserte tilgangen på nedreguleringsressurser fører til et behov for å sikre kapasitet før driftsøyeblikket, dette gjøres ikke i dag.
2.	Endret produksjonsmiks
a)	Større andel uregulerbar kraftproduksjon vil påvirke dagens produksjonsmønster hos tradisjonelle kraftverk i Norden. Ny fornybar energi har ikke de samme systembærende egenskapene som tradisjonelle kraftverk i Norden (vannmagasin, kjernekraft og termiske kraftverk). Dette vil blant annet utfordre spennings- og frekvensreguleringen i lavlastperioder, se siste punkt 1.f.
b)	Økt andel uregulerbar kraftproduksjon vil øke de stokastiske ubalansene i systemet, hvilket vil føre til økt behov for balansetjenester.
c)	Kjernekraft bidrar i dag betydelig med roterende masse i det nordiske kraftsystemet. Ved nedleggelse av svensk kjernekraft må dette bidraget dekkes fra andre produksjonskilder.
3.	Høy utkoblingsaktivitet i nettet
a)	De langvarige og omfattende begrensningene som oppstår ved ombygging av sentralnettet gjør at virkemidler som spesialregulering og produksjonstilpasning må benyttes i større grad enn tidligere for å håndtere flaskehals internt i elspotområder.
b)	Endringer i aktiv effektflyt medfører behov for spenningsregulering. Store flytendringer vil i betydelig grad øke kravene til spenningsreguleringen.
c)	I ombyggingsperioden vil risikoen for flaksehals og separatudrift øke, hvilket øker behovet for geografisk spredning av reserver.
4.	Felles europeiske løsninger for systemdrift og markeder
a)	Nye europeiske retningslinjer påvirker hva, hvor og hvordan systemansvarlig anskaffer systemtjenester.

4. Utvikling av systemtjenester

For å møte fremtidens utfordringer og muligheter planlegger Statnett en rekke tiltak knyttet til sikring av funksjonalitet i anlegg og videreutvikling av energimarkeds- og handelsløsninger, systemtjenester og støttesystemer. Statnett publiserer i juni 2016 en oppdatering og tydeliggjøring av tiltaksoversikten i Systemdrifts- og markedsutviklingsplanen (SMUP) 2014-20. Flere av disse tiltakene vil indirekte berøre utviklingen av systemtjenester. For eksempel vil innføring av finere tidsoppløsning i markedene redusere strukturelle ubalanser og dermed behovet for balansetjenester, mens utvikling av felles markeder for balansetjenester i Europa vil øke etterspørselen etter regulerbare energiressurser.

Dette kapitlet presenterer først sentrale endringer i rammeverk for utviklingen av systemtjenester, og deretter et utklipp av aktuelle problemstillinger og pågående analyser som vil bidra til å avklare fremtidig behov og anskaffelse. Til slutt gis det oversikt over forventninger til fremtidige krav og behov for eksisterende og nye systemtjenester og virkemidler i systemdriften.

Nytt rammeverk for utvikling av systemdrifts- og markedsløsninger

Ny nordisk systemdriftsavtale underlagt europeiske føringer

I forbindelse med at det nordiske kraftsystemet endres er det behov for å oppdatere den gjeldende systemdriftsavtalen (SOA). Oppdateringen av systemdriftsavtalen vil skje i henhold til de nye europeiske retningslinjene for systemdrift, Guideline for System Operation, GL SO. Den nye systemdriftsavtalen vil blant annet inneholde:

- mål om frekvenskvalitet for synkronområdet
- krav for dimensjonering av FCR² og FRR³ innenfor synkronområdet
- eventuelle krav om geografisk fordeling av FCR² og FRR³ innenfor synkronområdet
- restriksjoner for deling og utveksling av reserver innad i et synkronområde og mellom synkronområder
- beskrivelse av ansvars- og rollefordeling mellom de nordiske systemansvarlige

Mål og krav nevnt ovenfor vil i stor grad avgjøre hvilke volum Statnett og andre nordiske TSOer må kjøpe av ulike balansetjenester.

Det pågår nordiske prosjekter for å utvikle en metode for beregning av driftssikkerhet, fastsette ønsket nivå på nordisk driftssikkerhet, samt å dimensjonere nordiske automatiske reserver på en effektiv måte. Driftssikkerhet er i denne sammenhengen synonymt med sannsynligheten for mørklegging. Ønsket driftssikkerhetsnivå kan oppnås ved ulike kombinasjoner av roterende masse (inertia) og automatiske reserver (FCR-N/D og aFRR). I tillegg må manuelle reserver (mFRR) dimensjoneres for å håndtere ubalanser med noe lengre tidshorisont (5-15 minutter).

Analysene forventes å pågå til Q2 2017. Nye krav til dimensjonering av reserver vil inngå i den nye nordiske systemdriftsavtalen som skal være på plass innen 2018 iht. europeiske retningslinjer for systemdrift. Implementeringen av avtalen forventes på pågå ut 2018.

Utvikling og harmonisering av europeiske reservemarkeder

Den europeiske retningslinjen for balansering, Guideline for Electricity Balancing (GL EB), skal legge til rette for felles markedsløsninger for balansering i Europa. Retningslinjen er

² Frequency containment reserve, også kalt primærreserve.

³ Frequency restoration reserve, automatisk og manuell, også kalt sekundær og tertiærreserve.

under utforming og omfatter handel og oppgjør av balansetjenester i det indre energimarkedet for Europa. Formålet med forordningen er å effektivisere anskaffelse og utveksling av reserver i Europa, samtidig som driftssikkerheten ivaretas, og på sikt etablere ett felles europeisk balansemarked. For Norden vil dette innebære en videreutvikling av eksisterende løsninger, men hvor vi må harmonisere krav og metoder med resten av Europa. Det arbeides nå med å utforme detaljerte regler og krav som blant annet vil omfatte:

- Definisjon av standardprodukter, blant annet spesifikasjoner om aktiveringstid, rampingperiode, maksimum og minimums budvolum, og varighet for levering.
- Metode for reservasjon av overføringskapasitet for utveksling av balansetjenester mellom områder
- Aktiveringsfunksjon basert på felles budlister
- Metoder for prissetting og oppgjør

I henhold til det foreliggende utkastet på forordning for balansering skal regionale og europeiske reservemarkeder for FRR-produkter være implementert hhv. fire og seks år etter at regelverket er trådt i kraft. Den foreslåtte tidsplanen fremstår for Statnett og ENTSO-E som ambisiøs, gitt erfaringer fra implementeringen av det nordiske regulerkraftmarkedet og de europeiske TSOenes sprikende utgangspunkt.

Utveksling av balansetjenester er forventet å utgjøre en større del av norsk verdiskaping i fremtiden. Statnett jobber derfor aktivt i den europeiske regelverksutviklingen for å sikre at det regelverket som nå utformes muliggjør effektiv handel med systemtjenester mellom det nordiske synkronområdet og omkringliggende synkronområder.

Sentrale problemstillinger og pågående prosjekter

Økt kompleksitet i systemdriften

Kompleksiteten i systemdriften vil øke blant annet som følge en geografisk utvidelse av balansemarkedene, ved at balanseringsbehov skal koordineres og optimaliseres på tvers av flere land og kraftsystemer. Videre vil det skje endringer i distribusjonsnettene ved at mye mer uforutsigbar og uregulerbar kraftproduksjon tilknyttes på lavere nettnivå. Sammen med mulig økt fleksibilitet blant sluttbrukere gir dette nye utfordringer økt kompleksitet i systemdriften.

For å opprettholde god kontroll i en mer kompleks systemdrift, er det behov for bedre informasjon, bedre og mer avanserte støttesystemer og mer automatiserte løsninger. For utvikling av systemtjenestene vil dette blant annet innebære etablering av løsninger for å verifisere leveranse av systemtjenester. Dette vil gi bedre informasjon om generatorenes faktiske bidrag i reguleringen, og er viktig med henblikk på et økt behov for kontroll i et kraftsystem med økt kompleksitet. Bedre informasjon om faktiske leveranser vil også gi mer effektiv anskaffelse av reserver.

Behov for å sikre roterende masse i fremtiden

Våre analyser viser at i fremtiden vil energimarkedene gi et produksjonsmønster som i mindre grad enn i dag bidrar til nødvendig tilgang på rotasjonsenergi (inertia) og reserver for å stabilisere og balansere kraftsystemet dersom dette ikke sikres eksplisitt. Dette vil gjelde spesielt på sommeren, hvor det i perioder vil være få tradisjonelle store kraftverk i drift. Det pågår et felles nordisk arbeid med å analysere konsekvensene av denne utviklingen for frekvensstabiliteten. Studien vil kvantifisere behovet for å sikre rotasjonsenergi i Norden.

Videre vil vi vurdere flere alternative løsninger for å sikre frekvensstabiliteten ved lav inertia. Løsninger for å sikre inertia må blant annet ses i sammenheng med primærreservene (FCR). Dersom behovet for roterende masse ikke kan sikres gjennom eksisterende markeder vil det måtte utvikles nye ordninger for dette.

Geografisk plassering av reserver blir viktigere

Tilgang til reguleringsressurser for balansering og frekvensregulering krever tilgjengelig overføringskapasitet i nettet. En effektiv håndtering av flaskehalsen i nettet er viktig både for å opprettholde en sikker drift og muliggjøre en effektiv bruk av ressurser. Både behovet for regulering og pris for reguleringsressurser varierer per område og gjennom året.

En stor utfordring i dag er mangel på informasjon om hvordan aktivering av automatiske reserver påvirker flyten i kraftsystemet. Med nye kabler og et endret produksjonsmønster vil man få nye flytmønstre i systemet som gjør det mer krevende å håndtere behov for frekvensregulering og samtidig overholde de fysiske begrensningene i nettet.

En annen utfordring er mangel på reguleringsressurser i underskuddsområdet i den sørlige delen av synkronsystemet (NO1, SE3, SE4 and DK2) i tunglastperioder (typisk kalde vinterdager). I slike perioder kan det ofte være flaskehalsen fra vest til øst i Norge og fra nord til sør i Sverige. Konsekvensen er at reguleringsressurser må benyttes for å overholde kapasiteten i Haslesnippet, og at risikoen øker for at reserver er aktivert for å håndtere flaskehalsen og aktørers ubalanser i stedet for å være tilgjengelige ved driftsforstyrrelser. Slike situasjoner kan påføre systemet en uakseptabel risiko.

Det er nå enighet om et nordisk målbilde for et kapasitetsmarked og aktiveringsmarked for aFRR. For Statnett er det viktig at markedsløsningen er effektiv og ivaretar driftssikkerheten. Dette forutsetter at løsningen for aktiveringsmarkedet inkluderer en form for flaskehalshåndtering. Hvis dette implementeres på en god måte vil dette forbedre driftssikkerheten og også kunne bidra til en bedre utnyttelse av tilgjengelig overføringskapasitet i nettet.

Videre skal det vurderes hvorvidt det er tilstrekkelig regulerstyrke til å håndtere dimensjonerende feil i separatområder og at nok roterende masse er innfaset. Dimensjonerende feil i et separatområde vil ofte være utfall av områdets største last eller aggregat. Det kan være behov for å bruke andre statikkinnstillinger enn ved normaldrift for å sikre tilstrekkelig aktivering av regulerstyrke. Dette må vurderes i hvert enkelt tilfelle.

Behov for nedregulering

I perioder med lav last, høy import og få tradisjonelle kraftverk i drift (typisk sommer) viser det seg med økende hyppighet at det kan være vanskelig å finne tilstrekkelige manuelle nedreguleringsressurser. Dette gjelder spesielt i våre naboland med en betydelig andel termisk kraftproduksjon og kjernekraft, men problemstillingen er også relevant for norske forhold.

I dag sikres manuelle reserver for oppregulering for å håndtere dimensjonerende feil via nasjonale ordninger. Et behov for nedreguleringsressurser må dekkes gjennom nordiske løsninger. Utarbeidelse av nye krav til nedreguleringsressurser vil inngå i arbeidet med ny nordisk systemdriftsavtale (SOA).

Fremtidig behov

Tabellen under presenterer en oversikt over våre forventninger om fremtidig behov for systemtjenester og andre virkemidler.

Vurdering av endrede rammevilkår og fremtidig behov for systemtjeneste/virkemiddel frem mot 2021
<p>Balanseringsbehov</p> <p>Primærreserve (FCR) - fos § 8, 3. ledd, fos § 9, 1. ledd Nye krav til dimensjonering av FCR og minimum tekniske krav er gitt av europeiske retningslinjer for systemdrift (GL SO). Dette vil inngå som en del av den nye nordiske systemdriftsavtalen (SOA).</p> <ul style="list-style-type: none"> → Nye tekniske spesifikasjonskrav for Norden. Vi forventer en løsning implementert ila 2020 → En utvikling av samspillet mellom grunnleveranse og sikring av FCR i markedsløsninger vurderes for å øke samfunnsøkonomisk effektivitet samtidig som krav til driftssikkerhet ivaretas, Vi forventer å implementere en harmonisert nordisk teknisk spesifikasjon av FCR i løpet av 2020. Dette vil legge grunnlaget for utviklingen av et felles nordisk marked for FCR. → Nordisk krav skal minst dekke dimensjonerende feil, i positiv og negativ retning, pluss sannsynligheten for ubalanser i systemet. For Norge i 2021 vil dette tilsvare 1400 MW i negativ retning (tap av forbruk/eksport) og 1400 MW i positiv retning (tap av produksjon/import). Nasjonal obligasjon bestemt av gitt fordelingsnøkkel, tilsvarende dagens løsning. Det er estimert at nye mellomlandsforbindelser vil utløse behov for økt bruk av automatiske reserver (FCR og aFRR) for å håndtere strukturelle ubalanser.
<p>Sekundærreserve (automatisk FRR) - fos § 9, 2. ledd Nye krav til dimensjonering av aFRR og minimum tekniske krav er gitt av europeiske retningslinjer for systemdrift (GL SO). Dette vil inngå som en del av den nye nordiske systemdriftsavtalen (SOA).</p> <ul style="list-style-type: none"> → Standardisering av produkter som følge av europeiske retningslinjer for balansering (GL EB). → Felles nordisk kapasitets- og aktiveringsmarked implementert ila 2017. → I tillegg til å håndtere dimensjonerende feil, skal kombinasjonen av automatisk og manuell FRR og RR⁴ kunne dekke de løpende ubalansene i synkronsystemet i 99 prosent av tilfellene, basert på historiske data (GL SO). Krav til kombinasjonen av automatiske og manuelle reserver vil inngå i ny SOA.
<p>Tertiærreserve (manuell FRR) - fos §11, 1.ledd og §12, 5.ledd Nye krav til dimensjonering av mFRR og minimum tekniske krav gitt av europeiske retningslinjer for systemdrift (GL SO). Vil inngå som en del av den nye nordiske systemdriftsavtalen (SOA).</p> <ul style="list-style-type: none"> → Standardisering av produkter som følge av europeiske retningslinjer for balansering (GL EB). → I tillegg til å håndtere dimensjonerende feil, skal kombinasjonen av automatisk og manuell FRR og RR⁴ kunne dekke de løpende ubalansene i synkronsystemet i 99 prosent av tilfellene, basert på historiske data (GL SO). Krav til kombinasjonen av automatiske og manuelle reserver vil inngå i ny SOA. → Etablere nordisk ordning for å sikre nedreguleringsreserver.
<p>Spesialregulering - fos § 5, 4.ledd og §8, 1. og 8.ledd.</p> <ul style="list-style-type: none"> → Idriftsettelse av nye mellomlandsforbindelser vil medføre økt kraftflyt i hele kraftsystemet, og spesielt flaskehalsene på Sørlandet er forventet å øke bruken av spesialregulering. → Fortsatt høy utkoblingsaktivitet med mange langvarige utkoblinger gjør at virkemidler som spesialregulering og produksjonstilpasning må benyttes i større grad enn tidligere for å håndtere flaskehals internt i elspotområder.
<p>Produksjonsflytting (kvartersflytting) - fos § 8, 7. ledd</p> <ul style="list-style-type: none"> → En finere tidsoppløsning i intradagmarkedet og ubalanseavregningen ventes å medføre en reduksjon i behovet for tilpasning av produksjonen
<p>Produksjonsglatting - fos § 8, 5. og 7. ledd.</p> <ul style="list-style-type: none"> → En finere tidsoppløsning i intradagmarkedet og ubalanseavregningen ventes å medføre en reduksjon i behovet for tilpasning av produksjonen

⁴ Restoration Reserves, RR, er reserver som benyttes til å erstatte bruk av FRR, og har en aktiveringstid på flere minutter opp til timer. Produktene innenfor FRR og RR vil bli standardisert som følge av nytt europeisk regelverk.

Produksjonstilpasning - fos § 8, 8. ledd.

- Fortsatt høy utkoblingsaktivitet med mange langvarige utkoblinger gjør at virkemidler som spesialregulering og produksjonstilpasning må benyttes i større grad enn tidligere for å håndtere flaskehalsen internt i elspotområder.

Overføringskapasitet, spenningsregulering**Reaktiv effekt (Spenningsregulering)** - fos § 15, 4. ledd

Den europeiske forordningen for tilknytning av produsenter, Requirements for Generators (RfG) stiller krav til tilkobling av nye produksjonsenheter.

- For nye produksjonsenheter skal det tas større hensyn til lokale forhold, og innenfor nasjonale grenser skal kravet til effektfaktoren ved tilkobling av nye produksjonsenheter faststilles i hver enkel tilknytning.
- Tilkobling av flere mellomlandsforbindelser øker flytvariasjonen i nettet, hvilket vil øke behovet for reaktiv kompensering.
- Systemansvarlig ser et fremtidig behov for en mer automatisert spenningsregulering i sentralnettet. En fremtidig automatisert spenningsregulering er en komplisert og krevende oppgave. Vi forventer en trinnvis utvikling, men ser det ikke som realistisk at dette kan bli implementert før etter 2020.

Systemvern - fos § 21

Antall systemvern har økt siste årene, og mange nye systemvern er i ferd med å bli satt i drift.

Det er ikke ønskelig med for stort antall systemvern, og Statnett vil kontinuerlig vurdere om systemvern bør innføres for å begrense dagens og fremtidige flaskehalsen. Statnett ønsker at de regionalt utredningsansvarlige vurderer hvilke netttiltak som må gjennomføres i regionalnettet for å kunne fjerne disse systemvernene.

Statnett vil vurdere gjeldene prinsipper og praksis for betaling av systemvern etter at pågående klagesaker er ferdig behandlet hos olje- og energidepartementet.

Produksjonsfrakobling (PFK)

- Det er forventet en økning i antall utfall som medfører produksjonsfrakobling når antall systemvern øker.
- På grunn av ny kraftproduksjon i regionalnett må det forventes økt bruk av PFK i nett med manglende nettkapasitet, for eksempel må større vindkraftverk forvente å bli tilknyttet systemvern. Nettselskap kan derimot ikke legge til grunn i sine nettutviklingsplaner at systemansvarlig vil ta i bruk systemvern eller spesialregulering for å håndtere manglende nettkapasitet i regionalnettet.

Belastningsfrakobling (BFK)

- Systemvern tilknyttet nytt forbruk i Hammerfest-området skal testes ut og idriftsettes høsten 2016. For øvrig foreligger det ingen planer om nye vedtak om hendelsesstyrt BFK.

Nettsplitt

- Det kan bli behov for økt bruk av nettsplitting i regionalnett slik at nettet kan ligge sammenkoblet i normaldrift.

Nødeffekt

- Ved avtaler om nye HVDC-anlegg må partene bli informert om at maksimal kapasitet i utkoblingsperioder sannsynligvis er avhengig av at HVDC-anleggene kan bidra med ca. 40-50% av kapasiteten til systemvernfunksjon.

Andre tjenester det ikke er en ordning for i dag**Roterende masse (inertia)**

Hvor mye rotasjonsenergi (inertia) som er nødvendig i systemet avhenger av tilgjengelig FCR-volum. Nødvendig volum inertia 100-150 GWs

- Foreløpige analyser viser at med dagens markedsløsninger vil det i perioder kunne oppstå et underskudd på rotasjonsenergi. Dette vil måtte sikres enten gjennom kjøp av roterende reserve gjennom eksisterende ordninger eller videreutvikling av nye løsninger.

Svartstart (black start)

Den europeiske forordningen for tilknytning av produsenter, Requirements for Generators (RfG), artikkel 15(5) og 16(1) stiller nye krav for produksjonsanlegg av definerte typer. Regelverket åpner opp for at konsesjonær skal kunne tilby slik funksjonalitet ved forespørsel fra TSO mot betaling.

- Statnett forutsetter at beredskapsforskriften fortsatt vil bestå av flere direkteregulerte (minimums-) krav som skal sikre at normal forsyning gjenopprettes på en effektiv og sikker måte i og etter ekstraordinære situasjoner for å redusere de samfunnsmessige konsekvensene.
- Statnett vil i prosessen for nasjonal tilpasning av regelverket foreslå at det fremdeles blir et direkteregulert krav at minst ett aggregat i kraftstasjoner med samlet installert generatortype på minst 100 MVA skal kunne startes fra spenningsløst nett.

