

Statnett

Rapport fra Systemansvarlig

Om kraftsystemet i Norge 2018



Forord

Denne rapporten er utarbeidet på bakgrunn av NVEs *Vedtak om rapportering fra Statnett SF som systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2018*.



Gunnar G. Løvås
Konserndirektør System og Marked

Innhold

1	Områder med redusert driftssikkerhet.....	6
1.1	Oversikt over områder og tidsrom hvor nettet har vært drevet uten N-1.....	6
1.2	Oversikt over hvordan gjennomførte tiltak og utbygging i 2018 har forbedret driftssikkerheten.....	8
2	Planlagte driftsstanser.....	9
2.1	Oppdatert status i arbeidet med samordning av driftsstanser.....	9
2.2	Statistikk over planlagte driftsstanser.....	9
3	Koplingsbilder.....	15
3.1	Endringer i faste koblingsbilder etter fos § 16.....	15
3.2	Bruk av koblingsbilder som et virkemiddel i driften.....	15
4	Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet.....	17
4.1	Liste over vedtak fattet etter fos § 14.....	17
5	Innsamling av anleggsdata i Fosweb.....	22
5.1	Status for arbeid med innsamling av anleggsdata via Fosweb.....	22
6	Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser.....	23
6.1	Større nasjonale driftsforstyrrelser.....	23
6.2	Driftsforstyrrelser og tilgjengelighet på utenlandskablene.....	23
7	Tvangsmessig utkobling av forbruk.....	25
8	Oversikt over større separatområder.....	25
9	Overføringskapasitet.....	27
9.1	Driftsmessige overføringsgrenser.....	27
10	Handelsgrenser.....	28
10.1	Varighetskurver for handelsgrensene.....	28
10.2	Månedsoversikt for handelsgrenser.....	33
10.3	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser.....	37
10.4	Nøkkeltall for handelsgrensene.....	38
11	Vurdering av frekvensutviklingen og tiltak for forbedring.....	39
11.1	Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år.....	39
11.2	Status, virkning og erfaringer fra piloter og aktuelle tiltak i 2018 for å bedre frekvenskvaliteten.....	41
11.3	Balansering ved lastvariasjoner på Skagerrak.....	44
12	Oversikt over roterende masse.....	45
12.1	Roterende masse.....	45
12.2	Prosjekt raske reserver.....	45
13	Driftsspenninger i sentralnettet.....	46

13.1	Driftsspenninger i sentralnettet.....	46
13.1.1	Region Sør.....	46
13.1.2	Region nord	50
13.2	Prosjekt spenningsregulering	50
14	Systemansvarskostnader	51
14.1	Sammendrag av systemansvarskostnader	51
14.2	Utviklingen i kostnader over tid (2009-2018).....	54
14.3	Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene	56
15	Flaskehalskostnader og spesialregulering	63
15.1	Markedskostnader ⁴ ved flaskehals mellom elspotområder	63
15.2	Spesialregulering	67
15.3	Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett.....	68
16	Produksjonstilpasning.....	69
17	Systemtjenester og effektreserver.....	77
17.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver	77
17.1.1	Primærreserver(FCR)	77
17.1.2	Sekundærreserver (aFRR)	78
17.1.3	Tertiærreserver(RKOM).....	78
17.1.4	Produksjonsflytting.....	79
17.1.5	Produksjonsglatting	79
17.1.6	Reaktiv effekt	80
17.1.7	Systemvern	80
17.1.8	Omfang og bruk av systemvern i Norge	81
18	Anmelding og planlegging av produksjon.....	85
18.1	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse	85
19	Reservemarkeder	86
19.1	Oversikt over RKOM og RK.....	86
19.2	Reserver i Norge og Norden.....	86
20	Endringer i praktisering av systemansvaret	88
20.1	Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2017	88
21	Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova	89
21.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	89
21.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak	90
22	Internasjonal koordinering	91
22.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret	91

22.2	Status for de nordiske investeringsplanene	92
22.2.1	Mellomlandsforbindelser ut av Norden	93
22.2.2	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	94
22.3	Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC	95

1 Områder med redusert driftssikkerhet

1.1 Oversikt over områder og tidsrom hvor nettet har vært drevet uten N-1.

Statnett har definert og besluttet en Driftspolicy og har signalisert eksternt at driftssikkerheten er utilfredsstillende i områder der vi fraviker n-1 for feil i sentralnettet.

Det er en målsetting for Statnett å ha tilfredsstillende kapasitet og kvalitet i sentralnettet. Det er foretatt en undersøkelse av antall timer med redusert driftssikkerhet, dvs. overskridelse av N-1 driftssikkerhet.

I denne registreringen defineres dette ved at følgende driftsformer benyttes:

1. Oppdeling i radialdrifter der det er liten eller ingen lokal produksjon slik at utfall på radialen vil mørklegge det forbruket som er tilknyttet denne. Dette kan være planlagt oppdeling for å redusere omfanget av et utfall, eller planlagt driftsstans pga. vedlikehold av anleggene.
2. Sammenkoblet nett der systemansvarlig har vedtatt automatisk frakobling av forbruk (systemvern) for å hindre omfattende konsekvenser ved at større områder blir frakoblet pga. kaskade- eller følgeutfall.
3. Driftssituasjoner der vi overskrider N-1 grensene for snitt. Disse grensene er fastsatt som følge av termisk begrensning i linjer eller endepunkts-komponenter eller der lav spenning etter utfall er dimensjonerende for overføringsnivået.

I noen områder har vi redusert forsyningsikkerhet i to trinn. Ved ett overføringsnivå vil feil medføre frakobling av systemvern. Ved høyere overføringsnivå vil systemventet ikke være tilstrekkelig og feil vil medføre utkobling også av ordinært forbruk.

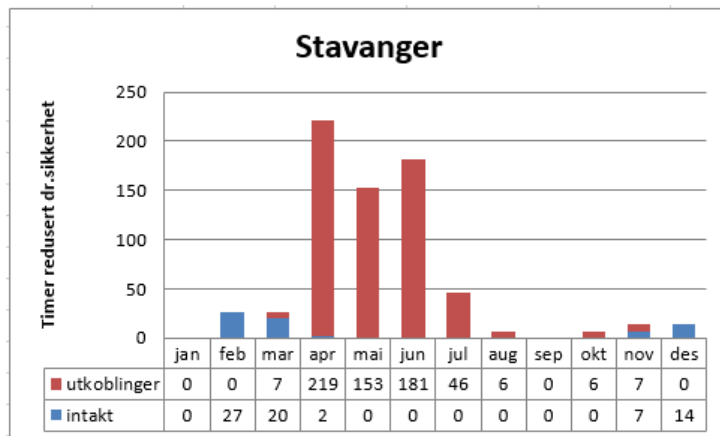
Overskridelse av N-1 med intakt nett betyr ikke nødvendigvis at enkeltutfall vil medføre frakobling av forbruk i området, slik det vil gjøre ved radialdrifter. Overskridelse av en grense samtidig med et utfall kan i noen tilfeller redde ved rask oppkjøring av produksjon eller oppdeling av nettet. Registrering av antall timer overskridelse vil over tid vise en trend for de ulike områdene.

Stavanger

Stavanger forsynes fra to 300 kV forbindelser og med maksimalt 200-250 MW lokal produksjon. Overføringskapasitet for N-1 driftssikkerhet er satt til 700 MW. I perioder benyttes en spesiell kobling i 300 kV nettet som skal redusere konsekvensene av verste linjeutfall ved at noe av forbruket frakobles automatisk samtidig med linjeutfallet. Inntil 250 MW alminnelig forsyning frakobles for å hindre at hele Stavanger-området mørklegges ved verste enkeltutfall.

Registreringene for 2018 viser 70 timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Tallene ved intakt nett er på samme nivå som i 2016 og 2017.

Figuren under viser antall timer pr. måned i 2018 der overføringen har vært høyere enn gjeldende overførings-kapasitet (dvs. 700 MW). Figuren viser fordeling med intakt nett og ved planlagte utkoblinger.



For Stavanger-området vil alle utkoblinger av 300 kV linjer (til sammen 4 stk.) medføre at området forsynes med N-0 driftssikkerhet. For hele året er det registrert 625 timer med radiell N-0 drift. Mye av dette har sammenheng med utkobling for bygging av nye Kvinesdal stasjon.

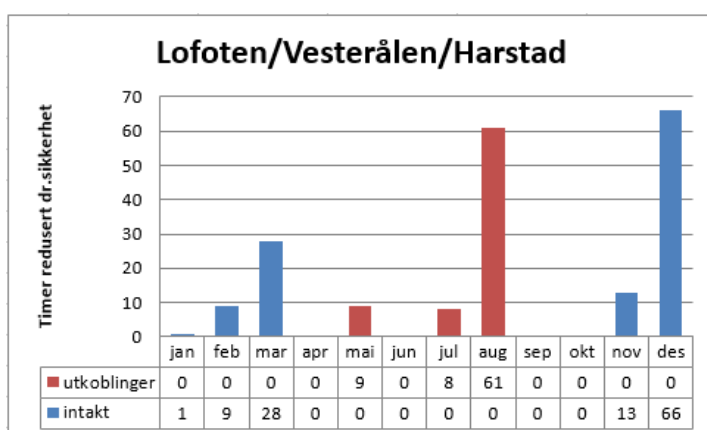
Lofoten, Vesterålen og Harstad

Det er foretatt tilsvarende undersøkelse for 132 kV nettet i Nordland som forsyner Vesterålen, Lofoten og Harstad by. Oversikten viser antall timer der 132 kV linjene har hatt for liten kapasitet til å oppfylle N-1 driftssikkerhet.

Nettet har vært uforandret de siste 5 årene og det er svært lite lokal produksjon. Det ble derimot idriftsatt SVC-anlegg i Sortland i 2015. Dette gir klar bedring av spenningsforhold og grensen for akseptabel driftssikkerhet har økt.

Figuren under viser at det i 2018 med intakt nett har vært 117 timer med overføring høyere enn 300 MW som er den nye grensen for N-1 driftssikkerhet.

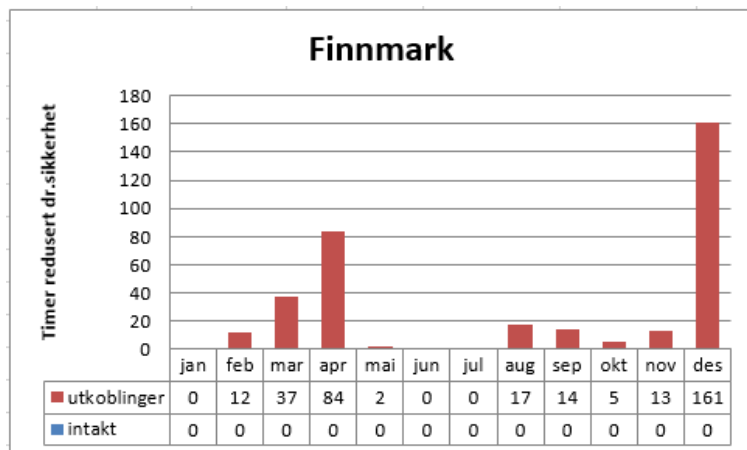
Utkobling av 132 kV linjer medførte 78 timer med redusert driftssikkerhet i mai-august. Dette er omtrent som foregående år, men det er fortsatt flere prosjekter i årene fremover som krever utkoblinger i Sørnettet.



Finnmark

I tillegg til Lofoten/Vesterålen/Harstad er det Finnmark som historisk har hatt redusert driftssikkerhet i Nord-Norge. I 2018 ble det med intakt nett ikke registrert høyere overføring fra Troms til Finnmark enn gjeldende N-1 kapasitet. Dette var også situasjonen i 2015, 2016 og 2017.

Det er derimot registrert 345 timer N-0 drift pga. planlagte utkoblinger. Dette er mindre enn i 2016 og 2017. Det meste skyldes utkoblinger i forbindelse med ny 420 kV linje Balsfjord-Skillemoen.



Vurdering/Oppsummering

Rapportene for perioden 2006-2011 viste at flere områder i Norge hadde økende antall timer med N-0 drift. Mest dramatisk var økningen ved intakt nett i årene 2010 og 2011. De siste årene har idriftsettelse av nye anlegg gitt tydelig reduksjon i disse tallene, og i flere delområder har vi derfor avsluttet registrering av timer med N-0 drift.

Registreringer for 2018:

- Stavanger har hatt en svak økning i antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett de siste årene. Det er registrert 45 timer (2014), 14 timer (2015), 97 timer (2016), 73 timer (2017) og 70 timer i 2018.
- Lofoten/Vesterålen/Harstad har i 2015-2018 hatt betydelig færre timer med redusert driftssikkerhet med intakt nett sammenlignet med tidligere år. Dette skyldes MVAR-installasjoner som har gitt økt overføringskapasitet i nettet. Lavere anleggsaktivitet har også medført et relativt beskjedent antall timer med N-0 drift.
- Finnmark har god driftssikkerhet med intakt nett. I 2016, 2017 og 2018 har det vært mange planlagte utkoblinger som har gitt flere timer med redusert driftssikkerhet enn tidligere.

1.2 Oversikt over hvordan gjennomførte tiltak og utbygging i 2018 har forbedret driftssikkerheten.

I forbindelse med kommende HVDC-forbindelser til England og Tyskland er nettet på Sørlandet forsterket gjennom spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV.

Utskifting av den ødelagte kablen på 300 kV-forbindelsen mellom Flesaker og Tegneby har økt driftssikkerheten i Øst-Norge og handlingskapasiteten mot Sverige.

Ny forbindelse fra Kvinesdal har forsterket driftssikkerheten inn i til 110 kV nettet i Vest-Agder.

2 Planlagte driftsstanser

2.1 Oppdatert status i arbeidet med samordning av driftsstanser

Det pågår for tiden mange vedlikeholds- og investeringsprosjekter i kraftsystemet, og antall driftsstanser innmeldt for behandling av systemansvarlig har vært økende. I 2018 ble det totalt meldt inn driftsstanser for nær 8700 anleggsdeler. Av disse var rundt 1500 driftsstanser uten utkobling. Eksempler på driftsstanser uten utkobling er termografering, arbeid i kontrollanlegg, test og omstilling av vern samt arbeid under spenning.

Rundt halvparten av alle driftsstanser ble meldt inn av Statnett som konsesjonær. Av disse ble drøyt halvparten gjennomført som planlagt. De øvrige ble av ulike årsaker avvist, flyttet på og/eller senere avlyst. Blant øvrige konsesjonærs driftsstanser ble også et stort antall flyttet på eller avvist/avlyst. Flytting og avlysning kan bli initiert både av konsesjonær og av systemansvarlig, men de aller fleste avlysninger gjøres på vegne av konsesjonær.

Rundt en fjerdedel av alle driftsstanser ble meldt inn til årsplan (34 % av Statnetts anlegg). Ikke alle driftsstanser har krav om innmelding til årsplan, men det er fortsatt for mange planlagte driftsstanser som blir meldt inn etter de angitte frister.

Systemansvarlig ser et potensiale for bedre planlegging, samordning og gjennomføring av driftsstanser. Svært mange anleggsdeler kobles ut hvert år og ofte flere ganger per år, og et stort antall planlagte driftsstanser meldes inn svært sent. Rundt halvparten av de løpende innmeldte driftsstansene i 2018 ble meldt inn mindre enn tre uker før oppstart. Det er også en utfordring at endringer meldes sent. Nesten halvparten av alle avlyste planer ble avlyst mindre enn 10 dager før planlagt gjennomføring.

Med implementering av nytt EU-regelverk, følger blant annet strengere krav til innmelding enn det Statnett som systemansvarlig tidligere har praktisert. Fristen for innmelding til årsplanleggingen for 2019 ble som følge av dette fremskyndet fra 1. oktober til 1. september 2018.

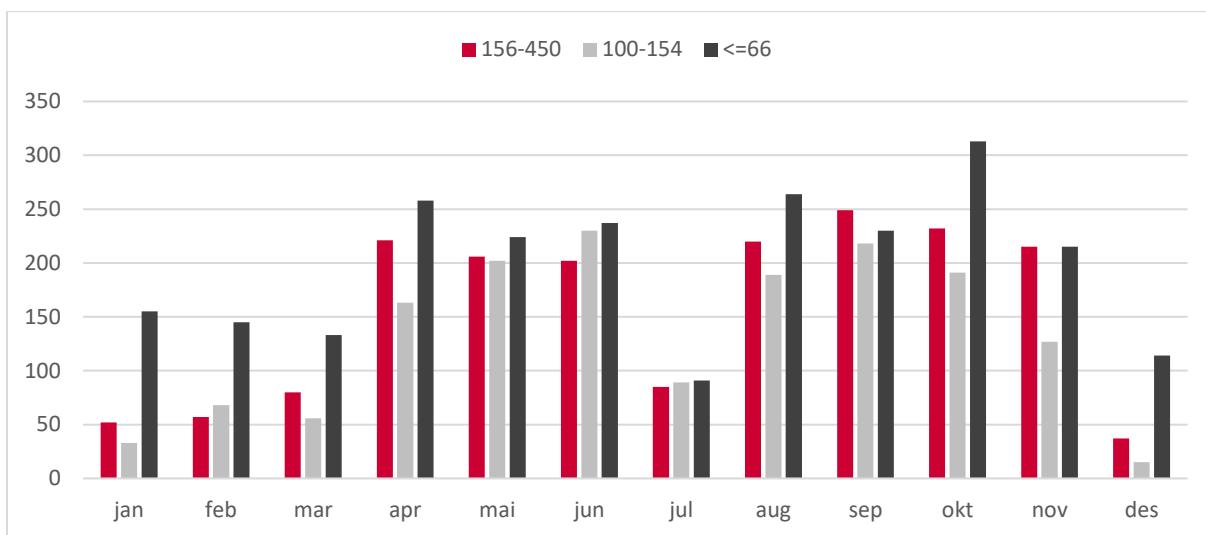
Systemansvarlig jobber kontinuerlig med å forbedre verktøy for innmelding og behandling av planlagte driftsstanser. Det fokuseres spesielt på videreutvikling av innmeldingsløsningen, blant annet for å sikre bedre samordning mellom aktørene før innmelding, samt bedre oversikt over driftsstanser. Det jobbes også med løsninger som muliggjør bedre koordinering mellom systemansvarlig og konsesjonær, samt bedre funksjonalitet for endring av driftsstanser.

Det forventes at forbedrede løsninger for planlegging, innmelding og behandling av driftsstanser gir store samfunnsøkonomiske gevinster i form av redusert utkoblingstid, økt overføringskapasitet og bedre forsyningssikkerhet.

2.2 Statistikk over planlagte driftsstanser

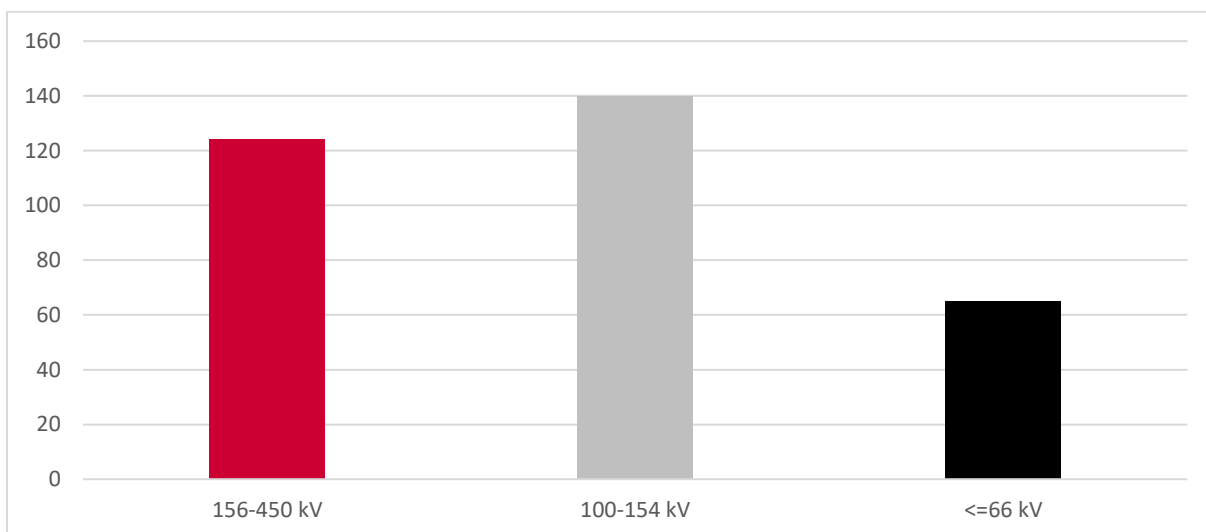
Utarbeidet statistikk for planlagte driftsstanser omfatter innmeldte driftsstanser med planlagt oppstart i 2018. Om ikke annet er nevnt, omfatter tallene kun planer til gjennomføring, dvs. avviste og avlyste planer er ikke inkludert. Planer uten utkobling er heller ikke inkludert. Kurver med månedsoppløsning angir måned for planlagt oppstart av driftsstansene. Antall er forøvrig referert antall anleggsdeler, dvs. noe flere enn antall planer, da hver plan kan ha flere anleggsdeler.

Det er som tidligere relativt lav aktivitet på vinteren, mens aktiviteten på vår, sommer (med unntak av juli) og høst er høy. I 2018 var aktiviteten fortsatt relativt lav til og med mars (trolig pga. påske), der april kom med et markant hopp i antall driftsstanser. Aktiviteten holdt seg svært høy ut november, mens desember ble roligere enn året før. Frysperioden for driftsstanser i desember pga. Statnetts nye driftssentralsystem har trolig bidratt til dette. Aktiviteten for det laveste spenningsnivået er generelt jevnere over året enn for de høyere spenningsnivåene. Driftsstanser på 66 kV og lavere spenningsnivå omfatter i hovedsak generatorer, men også en del komponenter i Statnetts nettanlegg (hovedsakelig i stasjoner) og ledninger og stasjoner hos andre konsesjonærer.



Figur 1: Fordeling av antall driftsstanser gjennom året og fordelt på spenningsnivå.

Innmeldte driftsstanser kan bli avvist av systemansvarlig. Årsaker til avvisning kan være sen innmelding, feil i innmeldingen, konflikt med andre driftsstanser, eventuelt at konsesjonær har meldt at planen ikke lenger er ønskelig. Det kan også skyldes begrensninger i innmeldingsverktøyet, der planer avvises og meldes inn på nytt, ved behov for endring av driftsstansen. Om lag 330 planer ble avvist av systemansvarlig i 2018. Dette er noe færre enn året før.



Figur 2: Antall søknader hvor det er gitt avslag, fordelt på spenningsnivå.

Svært mange planlagte driftsstanser meldes fortsatt inn til systemansvarlig etter de fastsatte frister. Om lag 2600 driftsstanser ble for 2018 meldt inn mindre enn 3 uker før planlagt oppstart. Kun et fåtall av disse kan regnes som uforutsette og forårsaket av nødvendig feilretting. Andelen sent innmeldte er på nivå med året før, og konsesjonærenes rutiner for planlegging og innmelding av driftsstanser bør forbedres. Systemansvarlig har i brev til alle konsesjonærer datert juni 2018, understreket at driftsstanser som meldes inn mindre enn tre uker før gjennomføring, av andre årsaker enn uforutsette hendelser og nødvendig feilretting, vil bli avvist. Følgende frister gjelder for innmelding av planlagte driftsstanser:

Årsplan: 1. september

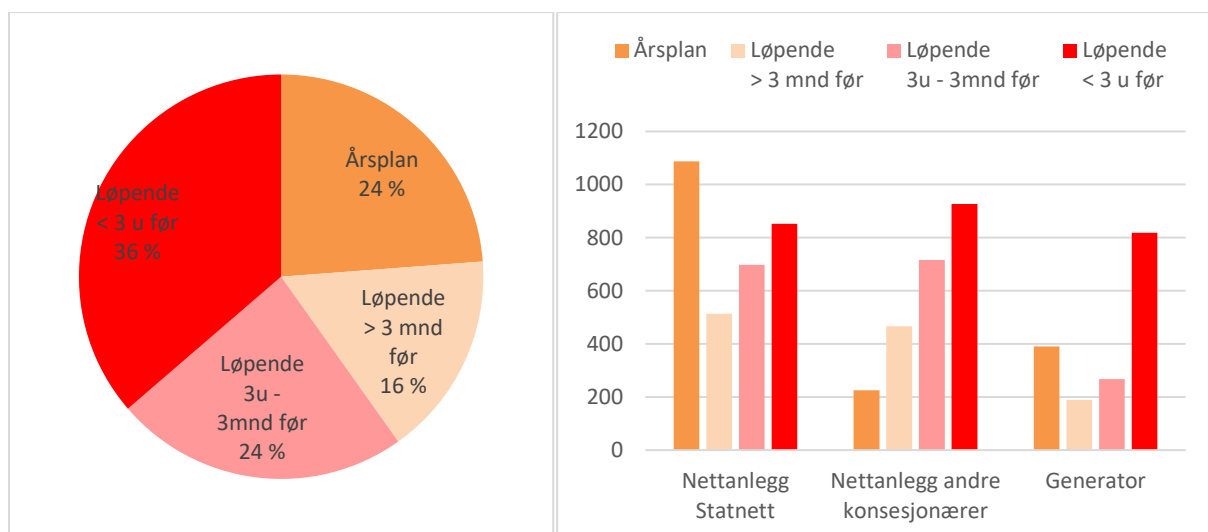
Alle planlagte driftsstanser i transmisjonsnettet for kommende kalenderår, skal meldes til systemansvarlig innen 1. september. Dette inkluderer 132 kV anlegg i transmisjonsnettet og nedtransformering til regionalnett, samt driftsstanser i produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet.

Innmelding senere på året: 3 måneder før ønsket utkoblingstidspunkt

Dette gjelder planlagte driftsstanser som ikke har krav om innmelding til årsplan, eller som av andre grunner ikke ble meldt inn til årsplan. Siste frist for innmelding av planlagte driftsstanser er 3 måneder før planlagte utkoblingstidspunkt, og innmelding senere enn dette skal begrunnes. Allerede vedtatte driftsstanser vil ha høyere prioritet enn senere innmeldte planer.

Innmelding mindre enn 3 uker før ønsket utkoblingstidspunkt

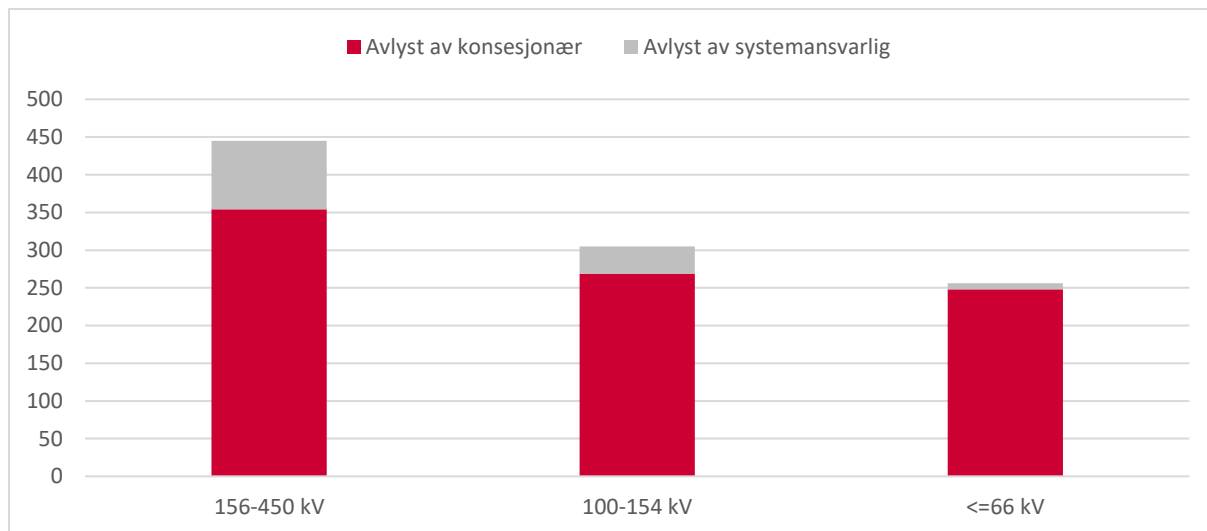
Innmelding av driftsstanser senere enn 3 uker før ønsket utkoblingstidspunkt aksepteres kun ved uforutsett nødvendig feilretting og eventuelt for driftsstanser som ikke/i svært liten grad berører andre konsesjonærer. Ved utfall med varige feil, skal driftsstans meldes til systemansvarlig når feilårsak er fastslått og forventet innkoblingstidspunkt er avklart, dog senest innen 12 timer etter utkoblingstidspunktet.



Figur 3: Antall søknader mottatt innen fristen og antall søknader mottatt etter fristen.

Som i 2017 ble om lag 1000 vedtatte driftsstanser av ulike årsaker avlyst. Rundt 870 av disse ble avlyst av konsesjonær, mens resten ble avlyst av systemansvarlig. Systemansvarlig vil kunne avlyse vedtatte driftsstanser dersom forutsetning for gjennomføring ikke er oppfylt. Overføringsbehovet på gjennomføringstidspunktet kan for eksempel være høyere enn forutsatt. Feil og andre uforutsette hendelser vil også kunne være årsak til avlysning.

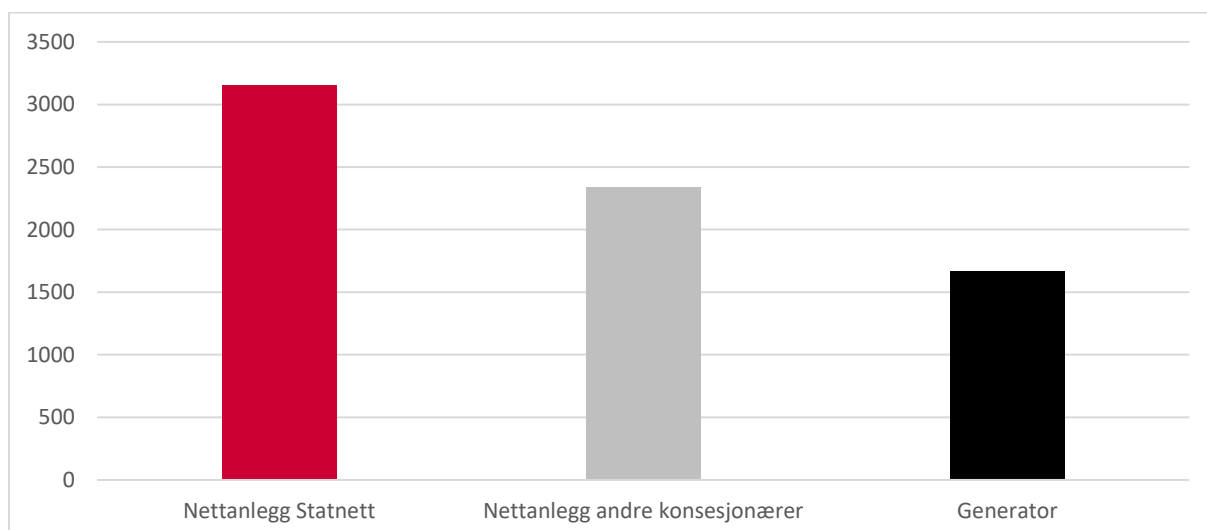
Konsesjonærene har ulike begrunnelser for avlysning av vedtatte driftsstanser. Ofte skyldes avlysninger værforhold. Flere vedtatte driftsstanser avlyses også som følge av manglende materiell eller manglende personell. Avlyste driftsstanser blir ofte innmeldt på et senere tidspunkt



Figur 4: Antall avlyste driftsstanser fordelt på spenningsnivå.

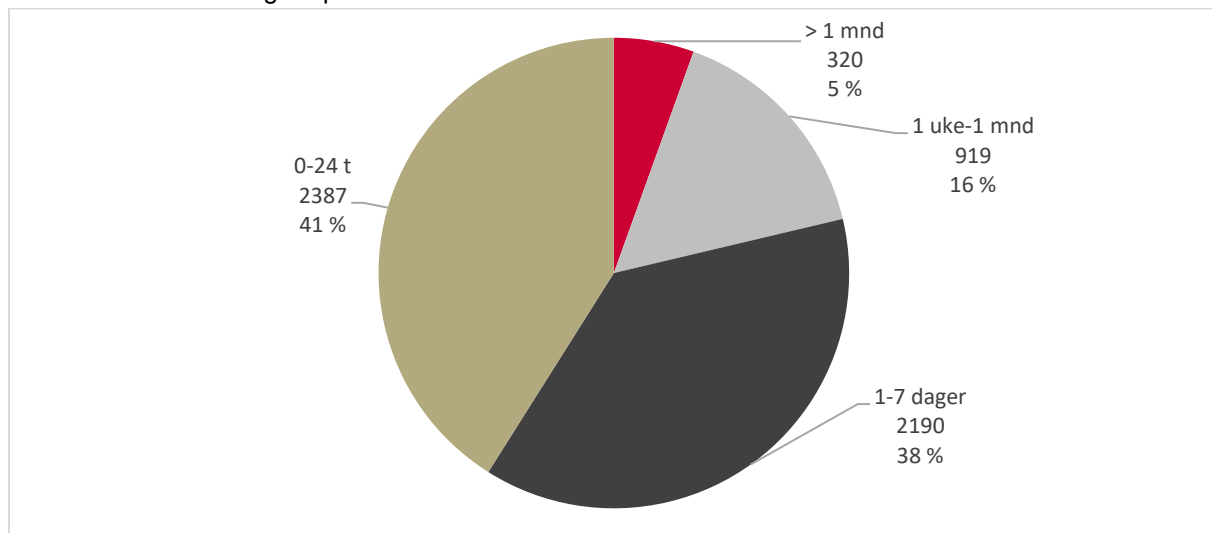
Driftsstanser vil også kunne bli flyttet i forhold til vedtatt utkoblingstidspunkt. Dette regnes også som en omprioritering i henhold til forskrift om systemansvaret. Systemansvarlig har ikke utarbeidet detaljerte oversikter over driftsstanser som flyttes.

Totalt ble det i 2018 meldt inn rundt 7150 planer for driftsstans med utkobling. Statnetts planer utgjør nesten 45 % av den totale mengden. Statnett har for tiden mange pågående utbyggingsprosjekter, noe som bidrar til et stort utkoblingsbehov.



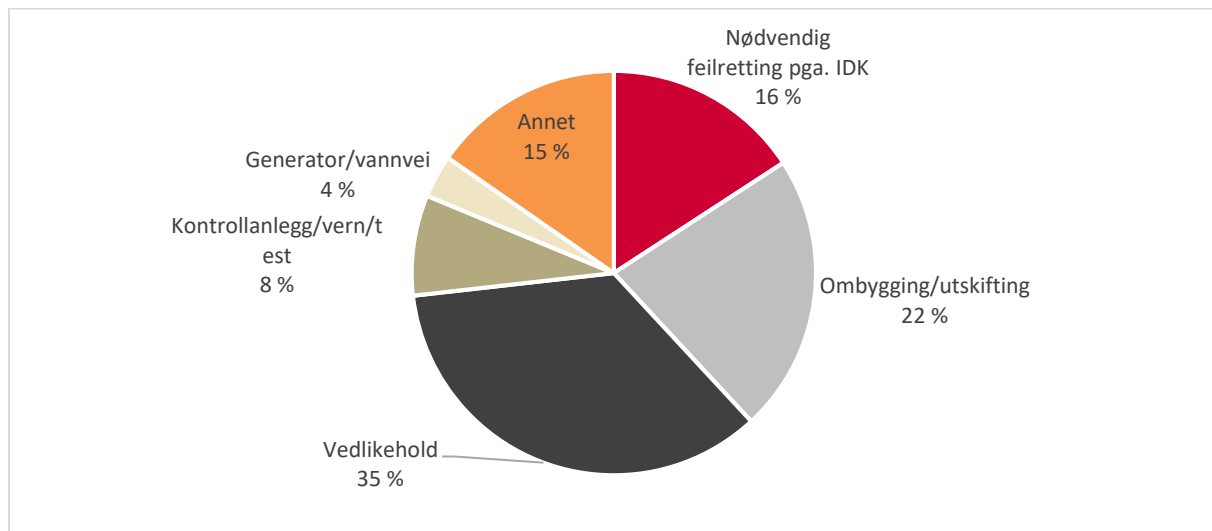
Figur 5: Innmeldte ønsker om driftsstans fordelt på Statnett, produsent eller nettselskap.

Mange driftsstanser har en planlagt utkoblingsperiode på en dag eller mindre. Langvarige driftsstanser vil normalt være mer krevende å få koordinert og gjennomført. Det ble totalt innmeldt over 1200 driftsstanser med varighet på mer enn 1 uke i 2018.



Figur 6: Varighet av driftsstanser

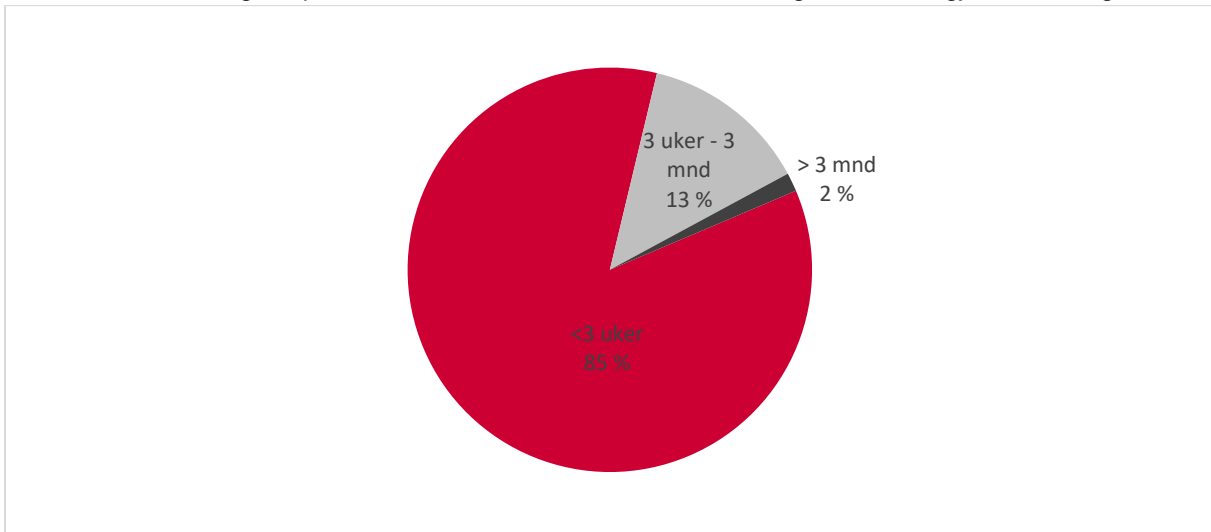
Det er en rekke ulike årsaker til ønsker om driftsstans. Dagens årsakskategorier som benyttes ved innmelding av driftsstanser er mangelfull, og er dårlig egnet til statistikkformål. Figuren under viser aggregerte årsakskategorier basert på en rekke underkategorier. Det jobbes med innføring av nye årsakskoder som bedre skiller mellom forebyggende vedlikehold, korrektivt vedlikehold og nybygging/ombygging.



Figur 7: Årsaksfordeling av driftsstanser.

Rundt 85 % av de løpende innmeldte driftsstanser (dvs. unntatt årsplan) ble i 2018 behandlet av systemansvarlig innen 3 uker. Av disse ble langt de fleste ferdigbehandlet innen 1 uke. Driftsstanser av lang varighet eller med betydelig konsekvens for berørte aktører vil kunne kreve lengre

behandlingstid. Ofte vil det være behov for å få vurdert alternative løsninger. Drøyt 800 driftsstanser hadde en behandlingstid på mer enn 3 uker før det ble fattet endelig vedtak om gjennomføring.



Figur 8: Behandlingstid for driftsstanser som er meldt inn etter årsplanleggingen.

3 Koplingsbilder

3.1 Endringer i faste koblingsbilder etter fos § 16.

- I 2018 har Kvinesdal og Ertsmyra stasjoner blitt idriftsatt. 300 kV forbindelsene Tonstad-Feda 1 + 2 har blitt oppgradert og ombygget til 420 kV forbindelsen Kvinesdal-Ertsmyra 1 + 2 og 300 kV forbindelsene Ertsmyra-Tonstad 1 + 2.
- 300 kV Feda-Kristiansand er spenningsoppgradert og ombygget til 420 kV forbindelsen Kvinesdal-Kristiansand.
- Kvinesdal har 300 kV forbindelser til Lista, Feda og Åna-Sira, tilsvarende Feda hadde før.
- En trafo (av de to) mellom Feda og 132 kV Øie er avviklet.
- Forbindelsene 300 kV Hylen-Lyse og 300 kV Sauda-Saurdal-Førre er spenningsoppgradert og ombygget til forbindelsene 420 kV Sauda-Saurdal og 300 kV Hylen-Førre. Det er etablert midlertidig 300 kV forbindelse Lyse-Saurdal istedenfor 300 kV Førre-Lyse (felte i Lyse for disse forbindelsene er den samme. Ledningen Førre-Lyse ligger i dvale). I 2019 når 420 kV Saudal-Ertsmyra blir idriftsatt tas 300 kV Lyse-Saurdal ned og 300 kV Førre-Lyse kobles inn på nytt.

Ombyggingene som er beskrevet ovenfor er en del av Vestre Korridor-prosjektet som har til hensikt å forsterke nettet mot Sørlandet for å gjøre transmisjonsnettet godt rustet til å ta imot nye utenlandsforbindelser, samt legge til rette for endringer i forbruk og produksjon.

- I forbindelse med utskifting og oppgradering av forbindelsene gjennom Oslo er det midlertidig etablert forbi-looping i Sogn, dvs. 300 kV Smestad-Sogn-Ulven 1 er koblet forbi Sogn stasjon og er nå 300 kV Sogn-Ulven 1.

Dette er et midlertidig tiltak som gjør at man kan ha forbindelse mellom Ulven og Smestad mens Sogn stasjon ombygges. Sogn stasjon bygges om for at forsyningssikkerheten inn til og i Oslo-området skal være god. Hyppige forbruksendringer og økt elektrifisering av samfunnet bidrar til at behovet for oppgradering av forsyningssikkerheten inn til Oslo er nødvendig.

3.2 Bruk av koblingsbilder som et virkemiddel i driften

"Gaffel-koblinger" er koblingsbilder som isolerer produksjon eller forbruk ved enkelte linjeutfall. Systemansvarlig bruker dette for å opprettholde snittgrenser og ikke å få overlast på komponenter i kraftsystemet. Dette brukes når øvrige virkemiddel har vært utilgjengelige eller økonomisk uforsvarlige, samt for å øke kapasiteten fra områder i perioder med høy produksjon. Med øvrige virkemidler menes i denne sammenheng spesialregulering, produksjonstilpasning og systemvern. Spesialregulering krever at det finnes produksjon å regulere på. I enkelte områder finnes ikke dette, eller den kan være utilgjengelig pga vannsituasjon, feil eller planlagt driftsstans. Produksjonstilpasning kan være utilgjengelig av samme årsak som spesialregulering. Systemvern aktiveres kun for utfall av spesifikke komponenter i nettet. Gaffelkobling er en spesialkobling som ikke koster noe å aktivere (det er kun omkoblinger i nettet) og det er i enkelte steder i nettet en effektiv måte å holde seg innenfor driftskriteriene.

Systemansvarlig tilstreber å drifte nettet masket. Dersom det er krevende å drifte nettet masket –vil det vurderes om det er aktuelt å drifte nettet i radialer. Overgang fra masket nett til radielt nett brukes periodevis i områder med høyt forbruk eller høy produksjon, for å håndtere snittproblemer. I overskuddsområder tillater dette å få ut mest mulig kraftproduksjon og i underskuddsområder brukes det for å begrense konsekvensene for forbruk etter en eventuell feil. Varighet kan være fra noen timer til flere dager.

Systemansvarlig må kontinuerlig vurdere hvilke virkemidler som vil være mest mulig samfunnsmessig rasjonelle for å løse de ulike problemstillingene i nettet. Dersom snitt overskrides og øvrige virkemidler, som beskrevet ovenfor, ikke vil gi en bedre driftssituasjon enn bruk av gaffelkobling, vil gaffelkobling benyttes som en effektiv måte å løse problemet på. Gaffelkobling(og masket nett) kan bli midlertidig fjernet i perioder med stor fare for utfall i nettet, typisk ved dårlig vær.

I maskete nett kan systemansvarlig også gjøre andre endringer i koblingsbildet, eksempelvis å dele mellom samleskinner i stasjonene eller koble ut enkeltkomponenter. Hensikten er da å endre på impedansforholdene, for å hindre overlast før eller etter feil.

4 Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet

4.1 Liste over vedtak fattet etter fos § 14

Det ble ikke gitt pålegg om endring i vedtak fattet i 2018.

	Konsesjonær	Vår dato	Sak
1	Agder Energi Nett AS	12.04.2018	Hannevika- Elkem Carbon Fiskaa, ny forsyning – fra luftlinje til jordkabel
2	Agder Energi Nett AS	15.06.2018	Bjelland kraftstasjon - Utskifting av maskinvern for G1 og G2
3	Agder Energi Nett AS	19.12.2018	Lumber transformatorstasjon - Utskifting av transformator
4	Agder Energi Vannkraft AS	15.03.2018	Håverstad kraftstasjon - Utskiftning magnetiseringsutstyr og turbinregulator
5	Akershus Energi Vannkraft AS	15.06.2018	Skotfoss kraftverk - Bytte kontrollanlegg, spenning- og turbinregulator
6	Aktieselskapet Saudefaldene	11.01.2018	Sauda, Transformatorstasjon 1 - rehabilitering
7	Aktieselskapet Saudefaldene	11.01.2018	Eramet Norway / Sauda – ny 66 kV jordkabel
8	Andøy Energi Nett AS	08.11.2018	Risøyhamn transformatorstasjon – 132/66 kV transformator T1 økt ytelse
9	Bane NOR SF	30.01.2018	Solum omformerstasjon
10	Bane NOR SF	21.03.2018	Gjøvik omformerstasjon
11	Bane NOR SF	30.11.2018	Arna omformerstasjon
12	BKK Nett AS	04.09.2018	Ny koblingsstasjon Langedalen
13	BKK Nett AS	12.09.2018	Ny Ulven transformatorstasjon
14	BKK Produksjon AS	12.02.2018	Matre kraftstasjon aggregat 4 og 5, ny turbinregulator og spenningsregulator (endret vedtak)
15	BKK Produksjon AS	23.03.2018	Matre kraftstasjon aggregat 4 og 5, ny turbinregulator og spenningsregulator (endret vedtak)
16	BKK Produksjon AS	25.04.2018	Matre transformatorstasjon, 2 nye 90 MVA transformatorer, 141/11 kV.
17	BKK Produksjon AS	14.12.2018	Evanger kraftverk - rehabilitering av aggregat 1, 2 og 3, inkludert turbin- og spenningsregulator i perioden 2017-2026 (versjon 2)
18	Eidsiva Nett AS	22.08.2018	Viflat transformatorstasjon - Utvidelse av anlegg
19	Eidsiva Nett AS	11.12.2018	66 kV petersenspole i Gjøvik transformatorstasjon
20	Eidsiva Nett AS	11.12.2018	Ombygging 66 kV linjenett Minne - Veslenga (Strandlykkja) og 66 kV Minne-Engerfjellet (Nord-Odal)
21	Eidsiva Vannkraft AS	16.03.2018	Utskiftning av elektronisk turbinregulator - Kalvedalen kraftverk

22	Elkem AS	07.05.2018	50 og 110 kV koblingsanlegg - Elkem AS
23	Glitre Energi Nett AS	01.03.2018	Aslaksrud – nye skillebrytere på avgang Follum og Hadeland
24	Hafslund Nett AS	23.01.2018	Berger transformatorstasjon - oppgradering av (132)44/22 kV transformator T3 fra 20 kVA til 40 kVA
25	Hafslund Nett AS	07.03.2018	47 kV Kambo – Moss – ombygging av kraftledning
26	Hafslund Nett AS	04.04.2018	47 (132) kV kabelanlegg mellom transformatorstasjonene Alvim - St. Halvard
27	Hafslund Nett AS	23.04.2018	Ny 132 kV kraftledning St. Halvard – T - avgreining KH.
28	Hafslund Nett AS	26.06.2018	Rud transformatorstasjon - Nye 50 kV bryterfelt
29	Hafslund Nett AS	14.09.2018	Forsterkning av 47 kV kabelanlegg Greåker - Stenløkka/Grålum
30	Hafslund Nett AS	18.10.2018	Hafslund Nett AS Utvidelse og rehabilitering av 47 kV Ørje transformatorstasjon inkludert nettilknytning av Marker Vindpark via jordkabel og endringer i 47 kV Aasgaard transformatorstasjon
31	Haugaland Kraft Nett AS	29.05.2018	Uskedalen transformatorstasjon - økt transformeringskapasitet
32	Helgeland Kraft AS	15.11.2018	Nedleggelse av Langfjord transformatorstasjon og etablering av 132 kV Lande - Trongsundet
33	Hydro Energi AS	19.02.2018	Frøystul kraftverk - Oppgradere magnetiseringsutstyr
34	Hydro Energi AS	27.03.2018	Idriftsettelse av Røldal A1, turbin effekt-oppgadering (opphevet vedtak)
35	Hydro Energi AS	28.05.2018	Idriftsettelse av Røldal A1, turbin effekt - oppgradering
36	Hydro Energi AS	03.09.2018	Kvanndal kraftstasjon - Aggregat 1 - Ny elektronisk turbinregulator
37	Hydro Energi AS	03.09.2018	Røldal kraftstasjon - Aggregat 2 - Ny elektronisk turbinregulator
38	Hydro Energi AS	03.09.2018	Suldal I - Aggregat 2 - Ny elektronisk turbinregulator
39	Hydro Energi AS	03.09.2018	Suldal II - Nye turbinregulatorer
40	Hydro Energi AS	19.11.2018	Skagen Kraftstasjon - Oppgradering av regulatorer
41	Istad Nett AS	10.01.2018	Årødal transformatorstasjon - ny 50 MVA transformator
42	Luster Energiverk AS	20.08.2018	Luster Energiverk AS Nye 66 kV Ugulsvik og Neset transformatorstasjoner og ny 66 kV linje Neset-Gulsvik-Heggmyrane
43	Lyse Elnett AS	28.05.2018	Tau transformatorstasjon
44	Lyse Produksjon AS	12.04.2018	Nytt kraftverk - Lysebotn II 2x215 MVA

45	Marker Vindpark AS	26.10.2018	Marker Vindpark AS - Marker vindpark inkludert 47 kV Marker transformator stasjon.
46	Mørenett AS	27.08.2018	Nørve transformatorstasjon - totalfornying
47	Nord-Salten Kraft AS	10.01.2018	Sagfossen kraftstasjon - nytt oljetrykksanlegg med hydraulisk styring
48	Nord-Salten Kraft AS	23.03.2018	Slunkajavrre kraftverk skifte av magnetiseringsutstyr inkludert spenningsregulator og magnetiseringstransformator
49	NTE Energi AS	06.02.2018	Nytt Storåselva kraftverk - tre nye aggregat.
50	Opplandskraft DA	27.11.2018	Nye Tolga kraftverk
51	Porsa Kraftlag AS	08.01.2018	Endring av egne anlegg - Øvre Porsa kraftverk, elektromekanisk rehabilitering
52	Raudfjell Vind AS	26.10.2018	Raudfjell vindpark og Raudfjell transformatorstasjon
53	Sarpsfoss Limited	22.10.2018	Borregaard kraftverk G13 skifte av stator, magnetisering, vern og kontrollanlegg.
54	SFE Nett AS	08.01.2018	Bryggja transformatorstasjon - utskifting av 66/22 kV transformator T1, effektoppgradering av 50 MW 132/66 kV transformator T11 og bygging av nytt 66 kV bryterfelt
55	SFE Nett AS	22.03.2018	Ny 132 kV Magnhildskaret koblingsstasjon med endringer i nettet rundt 132 kV Grov-Svelgen. Ny trasé 132 kV linje Svelgen- Ålfoten. Demontering 66 kV Indrehus – Svelgen.
56	SFE Nett AS	02.07.2018	Skorge transformatorstasjon – utskifting av transformator
57	Sira-Kvina kraftselskap	19.02.2018	Åna-Sira Kraftstasjon A3 - Skifte magnetiseringsutstyr
58	Sira-Kvina kraftselskap	15.06.2018	Åna Sira - Nytt samleskinnevern 300kV
59	Siso Energi AS	18.10.2018	Siso Kraftverk - Magnetiseringsutstyr A1 og A2
60	Skafså Kraftverk ANS	17.01.2018	Endring av egne anlegg - Åmdal kraftverk aggregat 1, utskifting av turbinregulator, vern- og kontrollanlegg
61	Skagerak Kraft AS	24.04.2018	Utskifting av turbinregulator, vern- og kontrollanlegg, lavspenningsanlegg og nytt dieselaggregat i Sundsbarm kraftverk.
62	Skagerak Nett AS	28.09.2018	Svelvik transformatorstasjon - Nye effektbrytere
63	Smisto Kraft AS	12.04.2018	Smibelg 132 kV koblingsanlegg
64	Sognekraft AS	20.08.2018	Sognekraft. Nye 66 kV Heggmyrane koblingsstasjon tilknyttet 66 kV Årøy-Leirdøla.
65	Stardalen Kraft AS	13.11.2018	Stardalen kraftverk i Jølster kommune med tilknytning til 22 kV Stardalen koblingsstasjon i Sunnfjord Energis distribusjonsnett.
66	Statkraft Energi AS	21.03.2018	Storlia Kraftverk - Nytt kraftverk
67	Statkraft Energi AS	24.04.2018	Hylen kraftstasjon - ombygging til 420 kV

68	Statkraft Energi AS	25.05.2018	Utskifting av turbinregulator for Langvatn kraftverk aggregat 1 og 2, elektronisk, mekanisk og hydraulisk.
69	Statkraft Energi AS	03.09.2018	Storheia Vindpark
70	Statkraft Energi AS	28.09.2018	Fjæremfossen kraftstasjon - Turbinregulator og vern
71	Statkraft Energi AS	02.10.2018	Songa Kraftverk - Kontrollanlegg, generatoreffektbryter og spenningsregulator
72	Statkraft Energi AS	13.11.2018	Mågeli kraftverk nye turbinregulatorer
73	Statnett SF	03.01.2018	Sogn transformatorstasjon – nytt 420 kV GIS-anlegg – del av prosjekt NSO
74	Statnett SF	23.01.2018	Ulven - ny (420)300/138 kV transformator T4 (300 MVA), apparat-, vern- og kontrollanlegg. Sanering av 300/33 kV T3 og 300/33 kV T4.
75	Statnett SF	20.02.2018	Kobbvatnet transformatorstasjon - ny 120 MVA 420/66(132) kV transformator med tilhørende linjer, koblingsanlegg, vern- og kontrollanlegg
76	Statnett SF	12.04.2018	Justert vedtak Hysten 420 kV koblingsstasjon (GIS anlegg)
77	Statnett SF	25.05.2018	Nedre Vinstra transformatorstasjon – rehabilitering av 300 kV kontrollanlegg mm.
78	Statnett SF	29.05.2018	Statnett SF - Nytt kontrollanlegg på 300 kV Sundsbarm koblingsanlegg, ny 300 kV jordbryter
79	Statnett SF	31.05.2018	Skaidi 132 kV transformatorstasjon (GIS-anlegg)
80	Statnett SF	31.05.2018	Skillemoen transformatorstasjon - nybygget stasjon (AIS-anlegg) -420 kV linje Skillemoen-Balsfjord samt reaktor direkte tilknyttet linjen i både Skillemoen og Balsfjord stasjoner
81	Statnett SF	01.06.2018	Førre – nytt 66 kV-anlegg
82	Statnett SF	13.06.2018	Ny beredskapstransformator - Stølaheia transformatorstasjon
83	Statnett SF	03.09.2018	Ilandføring av HVDC-kabel samt strømretteranlegg - Kabelforbindelse mellom Tyskland og Norge - Prosjekt NordLink
84	Statnett SF	14.09.2018	Mauranger transformatorstasjon – Økt transformeringskapasitet
85	Statnett SF	12.10.2018	Håvik transformatorstasjon – Reaktiv kompensering
86	Statnett SF	07.11.2018	Orkdal transformatorstasjon - Utskifting av transformator T1
87	Statoil ASA Avd. Hammerfest LNG Snøhvit	20.03.2018	Hammerfest LNG - Utskifting av generatorkontroll og magnetiseringspanel
88	Sunnfjord Energi AS	22.01.2018	Moskog T11 utskifting av 132/66(22) kV transformator
89	Svelgen Kraft AS	12.09.2018	Omlagging av delstrekning 66 kV Svelgen – Indrehus
90	Svorka Energi AS	29.05.2018	Ny 30 MVA, 66 kV transformator T1, Surnadal sekundærstasjon

91	Svorka Energi AS	12.10.2018	Ny 30 MVA, 66 kV transformator T1, Surnadal sekundærstasjon
92	Svorka Energi AS	06.12.2018	Ny 30 MVA, 66 kV transformator T1, Surnadal sekundærstasjon
93	Tafjord Kraftproduksjon AS	14.05.2018	Tafjord 3 spenningsregulator - oppgradering av elektronikk 2018
94	Tinfos AS	11.12.2018	Utskifting av turbinregulator i Tinfos kraftverk for aggregat 1 og 2
95	Troms Kraft Nett AS	13.08.2018	132 kV sjøkabel Mestervik - Hungeren1
96	Troms Kraft Produksjon AS	02.01.2018	Endring av egne anlegg - Guolasjåkka Kraftverk aggregat 1 og 2, utskifting av turbinregulatorer
97	Tromsø Vind AS	26.10.2018	Kvitfjell vindpark med tilhørende Kvitfjell transformatorstasjon
98	TrønderEnergi Kraft AS	10.01.2018	Håen kraftverk, utskifting av magnetiseringssystem
99	TrønderEnergi Kraft AS	09.03.2018	Søa kraftverk - utskifting av turbinregulator og oljetrykkanlegg
100	TrønderEnergi Kraft AS	25.04.2018	Mørre kraftverk - ombygging fra 66 kV til 22 kV.
101	TrønderEnergi Kraft AS	29.08.2018	Svartelva kraftverk - Skifte av spenningsregulatorer på aggregat 1 og 2
102	TrønderEnergi Kraft AS	06.12.2018	Sokna kraftverk - Skifte av oljetrykksanlegg og turbinregulator
103	TrønderEnergi Kraft AS	06.12.2018	Håen kraftverk - Skifte av oljetrykksanlegg og turbinregulator
104	TrønderEnergi Nett AS	05.02.2018	132kV linjer Snilldal – Fillan og Snilldal - Snillfjord, samt ombygging i Snilldal, Snillfjord, Fillan og Malnes transformatorstasjoner
105	TrønderEnergi Nett AS	25.06.2018	Strinda transformatorstasjon - Omlegging 66 kV forbindelse Strinda-Moholt1
106	TrønderEnergi Nett AS	04.09.2018	Ombygging av 132 kV linje Orkdal - Snillfjord
107	Varanger KraftNett AS	27.04.2018	Nye Kobkroken transformatorstasjon
108	Vesterålskraft Nett AS	14.03.2018	Vesterålskraft Nett 66 kV Holmstaddalen koblingsanlegg
109	Voss Energi Nett AS	20.11.2018	Ny transformering T2 i Voss transformatorstasjon
110	Voss Energi Produksjon AS	13.12.2018	Hodnaberg Kraftverk - Skifte styreenhet for magnetiseringsutrustningen
111	Ymber AS	29.05.2018	Småvatna kraftverk, utskifting av turbinregulator

Tabell 1: Liste over vedtak etter fos § 14.

5 Innsamling av anleggsdata i Fosweb

5.1 Status for arbeid med innsamling av anleggsdata via Fosweb

Systemansvarlig benytter kraftsystemdata som grunnlag for investeringsanalyser, til fastsettelse av overføringskapasiteten, koordinering av driftsstanser og oppfølging av anleggenes funksjonalitet i kraftsystemet. I fremtidens kraftsystem ser vi et økt behov for mer detaljerte kraftsystemdata. Dette er fordi vi forventer høyere nettutnyttelse og en større grad av automatisert drift av kraftsystemet. Effektive systemer for innrapportering og utveksling av kraftsystemdata har stor nytteverdi for konsesjonærer, nettselskapene og NVE. Derfor har vi etablert nettportalen Fosweb og jobber med å etablere en automatisk innrapporteringsløsning - Autofos.

Fosweb er en felles nettportal for konsesjonærer og systemansvarlig for innmelding av kraftsystemdata, driftsstans og feilrapportering. Portalen skal sikre at prosesser blir gjort i henhold til Forskrift om systemansvar, at berørte arbeidsprosesser er effektive, og at data og saksunderlag er av best mulig kvalitet. Erfaringene så langt er svært positive:

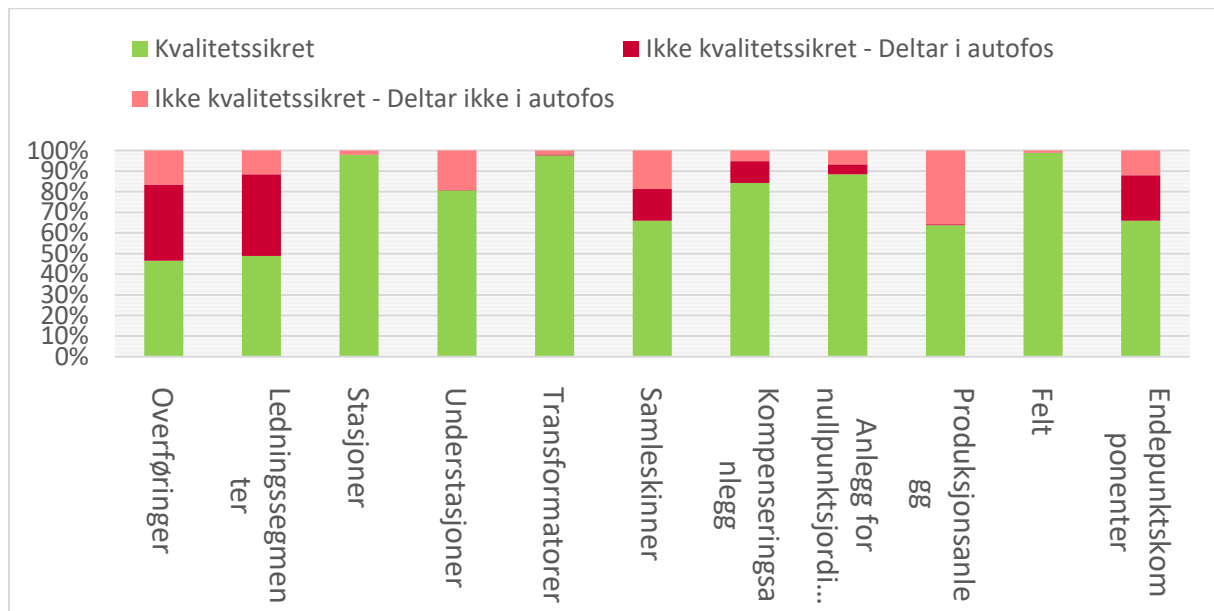
Riktigere data:

- Vi har oppdaget og rettet flere feil i anleggsdata som har betydning for driften av kraftsystemet.

Høyere effektivitet:

- Redusert behandlingstid av kvalitetskontroll og godkjenning av kraftsystemdata og funksjonsegenskaper.
- Redusert tidsbruk på å analysere konsekvenser av driftsstanser, samt forbedret gjennomføring av driftsstanser.

I tillegg er portalen tatt i bruk i driftssentraler hos nettselskaper. Statnett jobber med ytterligere forbedringer for å automatisere innmeldingen av data til våre systemer, Autofos. De selskapene som kobler seg på løsningen kan unngå manuell registrering av samme anleggsdata både i egne kildesystemer og i Fosweb. Effekter av dette er spart arbeidstid og høyere datakvalitet.



Figur 9: Status kvalitetssikring av anleggsdata.

6 Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser

6.1 Større nasjonale driftsforstyrrelser

Det har ikke vært driftsforstyrrelser på nasjonalt nivå i 2018, imidlertid nevnes følgende hendelser:

- Det kraftige snøfallet i vinter gav i perioder mange driftsforstyrrelser og forsyningsavbrudd for lokale nettselskap på sør- og østlandet.
- Sør-Norge ble rammet av ekstremværet Knud 21. september. Mange tusen sluttkunder var strømløse som følge av feil på lavere spenningsnivå. Det var kun kortvarig utfall av produksjon og industriforbruk som følge av feil i sentralnettet.

6.2 Driftsforstyrrelser og tilgjengelighet på utenlandskablene

Når kabelforbindelsene er i stabil drift, vil utetiden i all hovedsak skyldes planlagt vedlikeholdsarbeid.

Skagerrak 1-4: Skagerrak 2 var utilgjengelig fra 6. april til 9. mai grunnet feil på en poltransformator i Kristiansand. Øvrige kabler i skagerrakforbindelsen har ikke hatt vesentlig utilgjengelighet på grunn av feil eller driftsforstyrrelser.

NorNed: NorNed var utilgjengelig fra 20. mars til 26. april pga. kabelfeil. Fra 4. juli til 9. august var kapasiteten redusert til 420 MW pga filterfeil på nederlandsk side.

	Skagerrak 1+2	Skagerrak 3	Skagerrak 4	NorNed
1996	97,92	98,14		
1997	91,28	97,89		
1998	98,14	97,61		
1999	96,39	97,18		
2000	98	97,9		
2001	98,16	98,22		
2002	89,39	97,32		
2003	98,16	56,52		
2004	97,03	98,68		
2005	98,93	58,27		
2006	98,16	15,47		
2007	96,42	64,9		
2008	97,85	49,72		
2009	98,21	97,83		93,04
2010	97,7	99,8		98,27
2011	86,5	86		78
2012	92,3	95,33		96,76
2013	96,03	93,16		82,72
2014	94,36	91,64		96,90
2015	93,89	91,33	97,88	98,06
2016	97,25	99,52	95,41	97,03

2017	66,11	80,84	97,96	97,35
2018	82,27	81,90	90,98	85,17

Tabell 2: Årlig tilgjengelighet på kabelforbindelsene til utlandet[%].

7 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med TUF i 2018.

8 Oversikt over større separatområder

- Søndag 14.1.18: Tre utfall av 300 kV Rendalen - Fåberg - Vang (hhv. Kl. 10:30, 16:14 og 16:49). Separatområde med Ulset, Savalen, Rendalen og underliggende nett. Varigheter: 18 min, 18 min, ukjent.
- Tirsdag 23.1.18: Utfall 132 Rød - Nordagutu-Frogner kl. 16:18. Et lite separatområde under Årlifoss (3 MW) klarte seg etter utfallet. Varighet: 56 minutter.
- Lørdag 2.6: Utfall 132 Hof – Skollenborg kl. 15:52. Det lå delt i Grønvollfoss og i Svelgfoss, slik at det oppsto et separatområde i 132 kV regionalnett med Skollenborg, Grønvollfoss og Svelgfoss. Separatområdet holdt inne. Det ble gjort forsøk på sammenfasing i Grønvollfoss, men dette lot seg ikke gjøre. Spenningsforskjellen viste 10kV over bryteren. Statkraft Tokke rakk ikke begynne med reaktiv regulering for å jevne ut spenningsforskjellen før Glitre i samråd med Skagerak la ut T4 i Skollenborg, som medførte at produksjonen i separatområdet falt ut og hele separatområdet ble spenningsløst, blant annet Kongsberg og Notodden by. Da var klokken ca. 16:39. Rett etter separatområdet ble mørkt begynte man innkobling av dette nettet igjen fra Hjartdøla mot Grønvollfoss. De fleste kunder fikk strømmen tilbake etter ca. 20 minutter. Man visste ikke hva som var årsaken til at Hof – Skollenborg falt ut og den ble ikke innkoblet før man hadde foretatt helikopter befarings 2 ganger. Linja ble koblet inn kl. 19:17. Trolig er det lyn som har tatt ledningen ut.
- Fredag 13.7: Utfall av de to 132 kV ledningene mellom Flesaker og Nore kl. 14:14 som følge av tordenvær. Nore 2 kraftverk forsynte Eggedal i øydrift, Mykstufoss lastet ned og driftet T3 til Rollag. Alt innkoblet kl. 14:20
- 20.07.18 Utfall av 420 Ofoten-Kvandal 2 pga lyn, samtidig med utkobling av 420 Ofoten-Kvandal 1. Medførte separatområde i området nord for Kvandal. Total last ca. 400 MW og total produksjon ca 535 MW. Det var et overskudd i området på ca. 135 MW. Dette resulterte i 52,67Hz etter 3,5 sekunder og etter 20 sekunder var frekvensen nede i 50,5Hz. I Goulas faller vannkraftproduksjonen med ca. 30 MW og i Melkefoss ca. 10 MW, i Finnfjord faller ca. 30 MW last. Melkøya faller med 13 MW og Goliat med ca. 35 MW. Raggovidda vindpark faller med ca. 20 MW. Troms Kraft og Varanger Kraft melder at resten av vindkraften holdt inne. Lustejok kraftlag og Repvåg Kraftlag hadde ingen utfall. De ble foretatt vellykkede innkoblinger mot Finland kl.1602 og i Kvandal mot Ofoten kl. 1603.
- 01.08.18: 132 Kvæningen-Alta 1 og 2 faller pga. lyn, inn på GIK. Medfører kortvarig separatområde i Finnmark. Melkøya lå i øydrift før hendelsen, Goliat reduserte lastuttak fra 37 til ca. 7 MW.
- Tirsdag 28.8: I forbindelse med allerede pågående jobb på T3 og samtidig oppstart av jobb på T1 i Holen av Agder Energi Produksjon (AEP), skulle det opprettes øydrift under Holen. Da AEP la ut bryteren på tertiærviklingen av T1 kl. 08:35, for å opprette øydrift, fikk de spenningsproblemer i 66kV-nettet. Kraftverket i 66kV-nettet, som skulle produsere i øydrift, falt ut grunnet spenningsproblemene og det ble mørkt. Agder Energi la deretter inn igjen bryter mot tertiærviklingen på T1 i Holen og fikk tilbake forsyning til 66kV-nettet. AEP prøver på nytt å opprette øydrift under Holen kl. 10:25. Dette holdt heller ikke inne, og det ble på nytt mørkt

grunnet spenningsproblemer. AEP legger inn igjen bryter mot tertiærviklingen på T1 kl. 10:35 og gir seg med disse forsøkene for dagen.

- Fredag 21.9: Kl. 08.49 gikk bryter 132F1AE i Trolldalen mot Bentsrud ut grunnet fingerfeil i stasjonen.
- Dette førte til separatnett siden Hof T1 lå utkoblet og det var delt i Svelgfoss. Skagerak Nett forsøkte først å fase sammen i Trolldalen, men da dette ikke gikk ble det kl. 09.09 faset sammen i Svelgfoss. I overgangen til separatnett falt Skollenborg kraftverk, men Grønvollfoss kraftverk holdt inne og Hjartdøla kraftverk regulerte seg ned. Kl. 10:00 gikk produksjonen tilbake til plan etter at det var lagt sammen i Trolldalen og delt i Svelgfoss.
- 16.11.18 Utfall 132 Ballangen-Kjøpsvik. 55 MW overskudd i området før utfall. Nord Salten kraftlag og Nordkraft er konsesjonærer. Innkoblet etter ca 10 min. Ingen melding om utfall av last.
- Torsdag 29.11 Kl. 08:17: Planlagt separatområde i indre Sogn ble opprettet fordi man skulle skifte vern i Leirdøla mot Sogn. Kl.17:55 faset man inn separatområdet i indre Sogn ved at Linja Sogndal – Leirdøla ble faset i Leirdøla. Samtidig falt Jostedalen ut med 110 MW produksjon, og dermed falt Hydro Årdal ut med 125 MW last. Separatområdet klarte seg deretter bra. Det har vært kontrollanleggsjobb i Leirdøla og man mistenkte at effektbryter i Leirdøla gikk inn i motfase. Det ble et skikkelig røsk i nettet med alarmer helt ned til Halden. Feilanalyse kunne senere opplyse at sammenfasing hadde skjedd ved ca 80 grader, og at bryter i Leirdøla bare koblet ut i en fase etter feilfasingen. Dermed fikk man usymmetri i nettet i 2 sekunder før følgestyring koblet ut 3-fase. Dette medførte trip av aggregatet i Jostedalen. Dette medførte igjen et underskudd i nettet og et frekvensfall til 48,4 Hz. Dermed falt last ut i Hydro Årdal. Hydro Årdal industri lastet opp igjen ca 18:40 i samarbeid med Hydro Rjukan ved at de kjørte opp gjenværende maskineri i separatområdet. SK Gaupne kunne ikke starte Jostedalen umiddelbart fordi trafoen deres hadde gått i blokkering og de måtte sende ut personell. Jostedalen ble forsøkt innfaset senere men hadde da problemer med feil på magnetiseringensutrustning. Leirdøla ble startet opp med 70MW for å ha så mye roterende som mulig i separat ved et nytt forsøk på fasing. Innkoblingsautomatikk i Leirdøla ble koblet om og man valgte å fase i Sogndal kl. 22:46. Dette var vellykket og separatområdet ble opphevet. Årsak til utfallet skyldes at IKA i Leirdøla bare målte en spenning inn og trodde at det var spenningssetting med det resultat at det ble koblet i ukontrollert.

9 Overføringskapasitet

9.1 Driftsmessige overføringsgrenser

Det nordiske nettet skal driftes slik at feil i ett land ikke skal gi uakseptable konsekvenser med hensyn til frekvensfall, termiske belastninger, stabilitet eller spenning. Virkemiddel for å opprettholde overføringskapasiteten er spesialreguleringer endrede koblingsbilder eller begrensning av handelskapasitet. Norge benytter i stor grad systemvern for å øke overføringsgrensene i nettet.

I de tilfeller der områder i det norske nettet er forsynt med en enkeltforbindelse (radialdrift), er det flere forhold som må hensyntas avhengig av last- og produksjonsforhold i området:

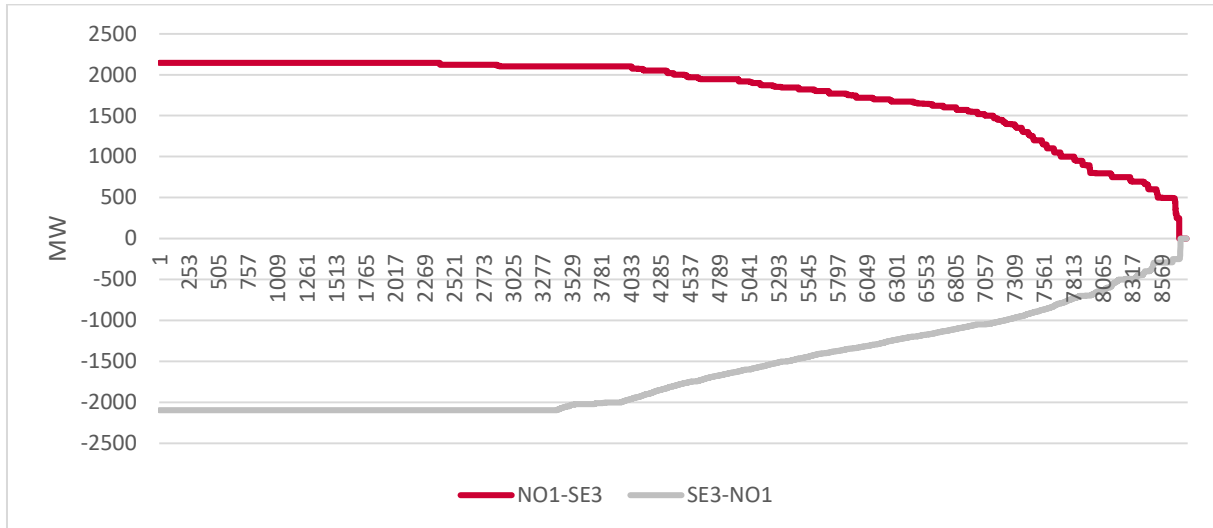
- I underskuddsområder kan eksempelvis maksimalt underskudd inn til området være styrt av hvor stor andel av forbruket som er tilknyttet frekvensstyrte belastningsfrakoblingsvern, slik at nettet kan berge seg i et separatområdet ved et potensielt utfall. En annen begrensning kan være at utfall av største produksjonsenhet kan gi overlast på forbindelsen inn til området.
- I overskuddsområder som ligger på radialdrift, legges det generelt sett til grunn at området skal klare overgangen til separatdrift dersom den maksimale produksjonen ikke er større enn $1,7 \times$ forbruket i området. Faktoren på $1,7 \times$ forbruket varierer noe i de ulike områdene, da produksjonssammensetningen (Pelton- og Francisturbiner) varierer. Forbindelsen ut av overskuddsområdet må ikke bli overbelastet ved utfall av forbruk, så man må ofte ha en margin til den termiske begrensningen.

Overføringskapasiteten mellom elspotområdene innad i Norge og mot Sverige og Finland er i stor grad begrenset av stabilitetsforhold ved flere av korridorene. Noen av de viktigste begrensningene knyttet til stabilitetsforhold er angitt nedenfor:

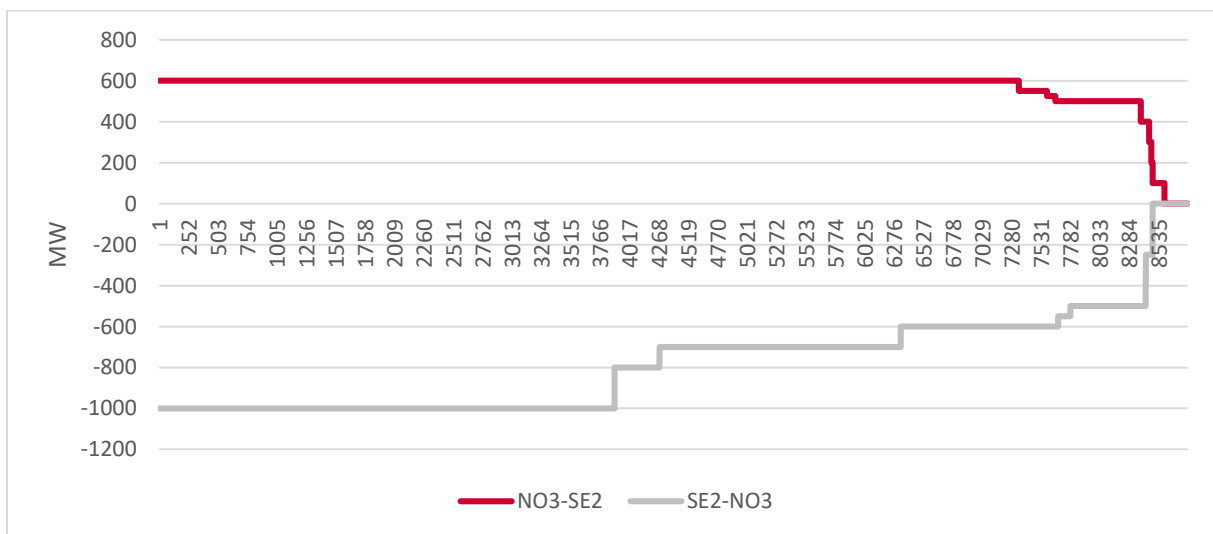
- NO1-SE3: Maksimal overføringskapasitet bestemmes av stabilitetsforhold som oppstår ved spesifikke enkelutfall av forbindelsene tilknyttet Hasle trafostasjon. Systemvern med produksjonsfrakobling benyttes som et virkemiddel for å øke overføringskapasiteten.
- NO2-NO1: Utfall av en Oslofjordsforbindelse gir stabilitetsforhold som begrenser overføringskapasiteten mellom Sør-Vestlandet og Østlandet.
- NO4-NO3: Ved høy overføring ut av NO3, vil stabilitet være begrensende faktor. Systemvern kan hjelpe til for noen utfall.
- Norge-Finland: Overføring mellom Norge og Finland begrenses av stabilitetsforhold, både for utfall på norsk og finsk side.

10 Handelsgrenser

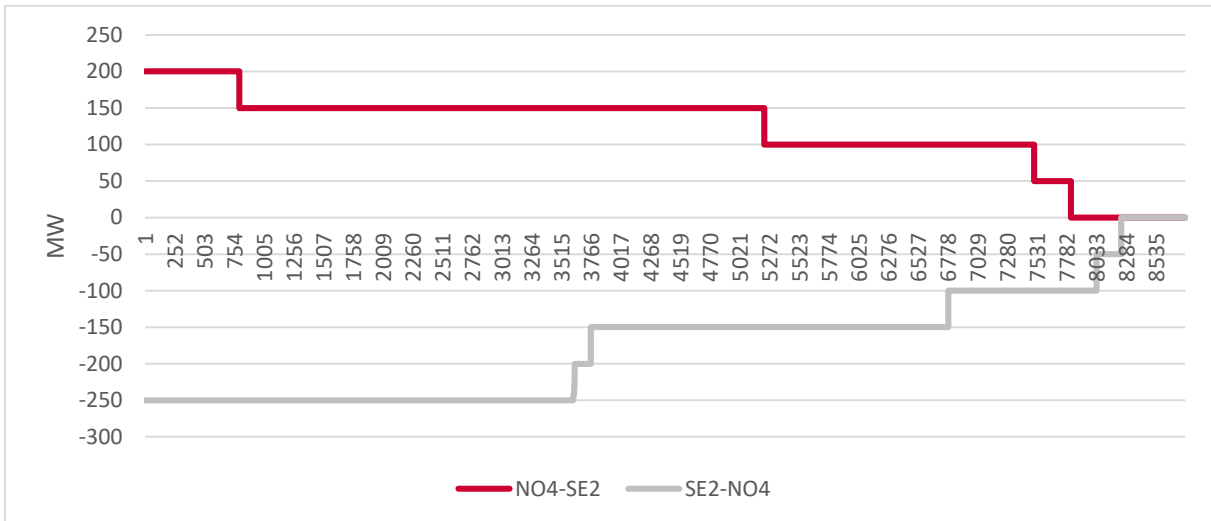
10.1 Varighetskurver for handelsgrensene



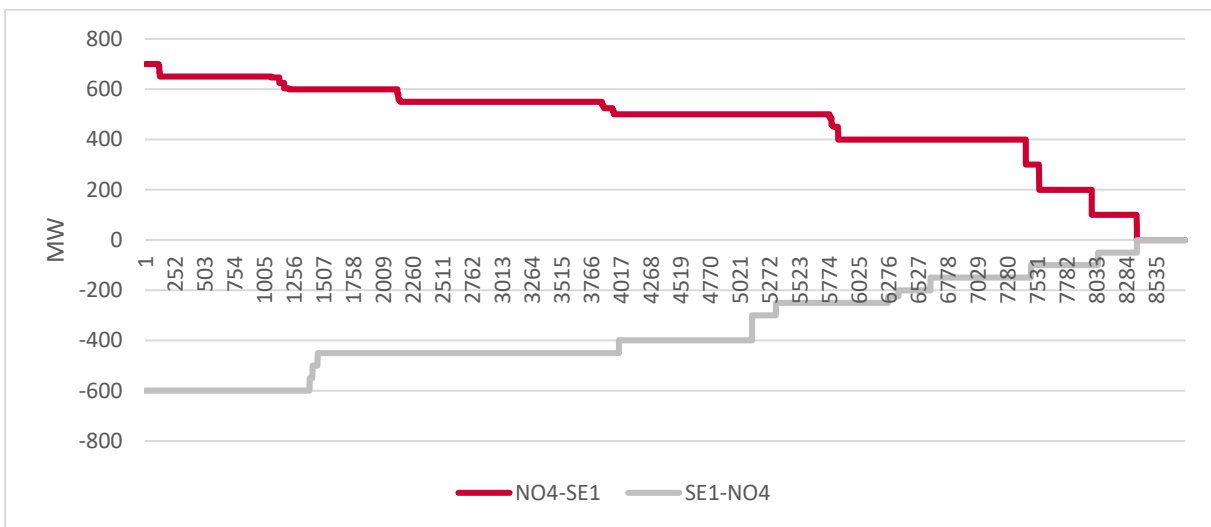
Figur 10: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og SE3.



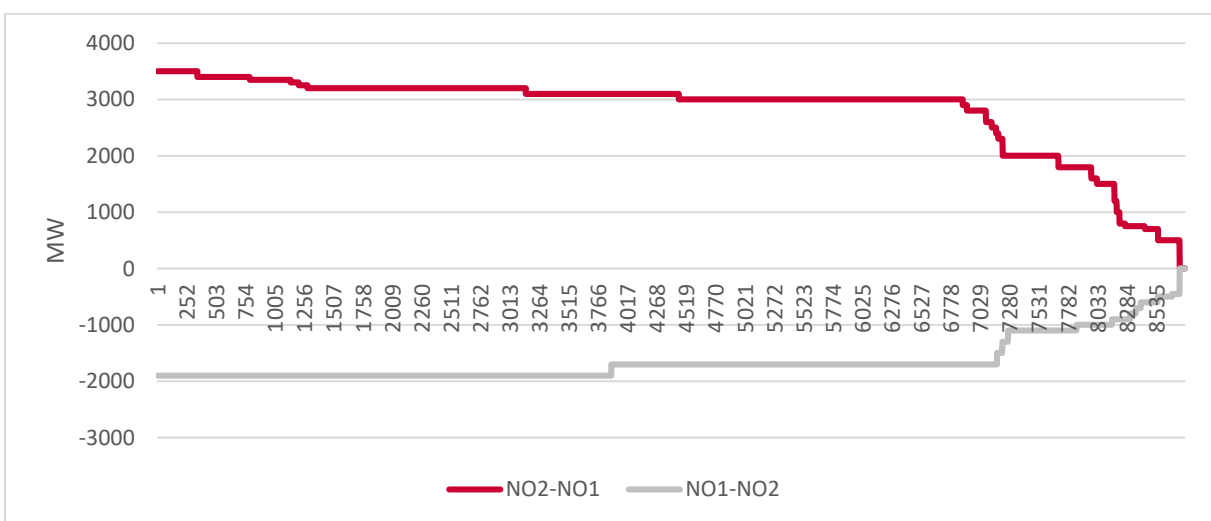
Figur 11: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO3 og SE2.



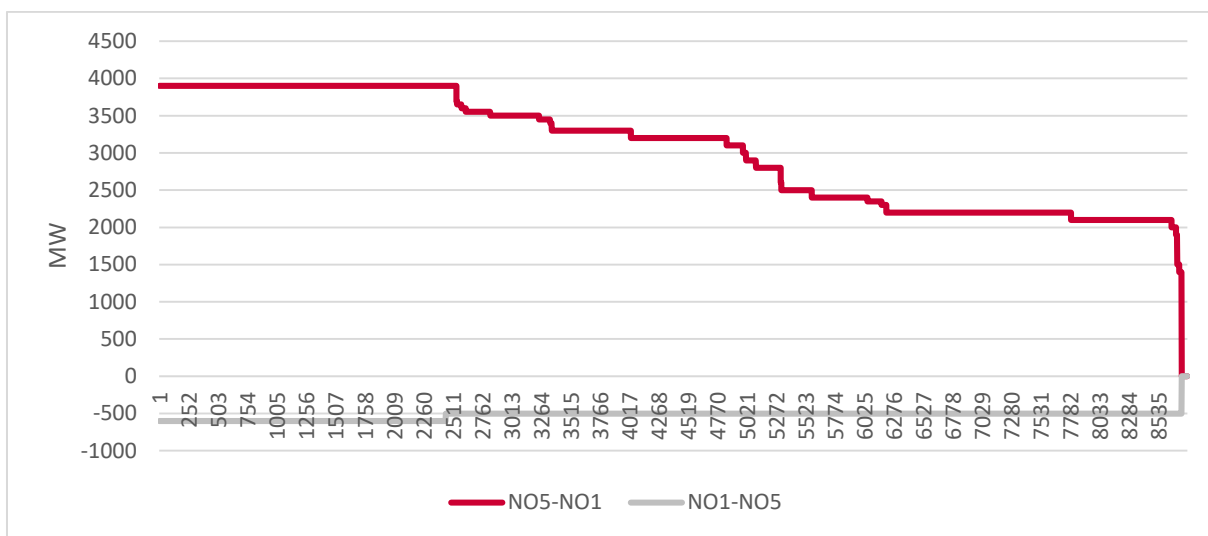
Figur 12: Varighetskurve for handelskapiteten mellom NO4 og SE2.



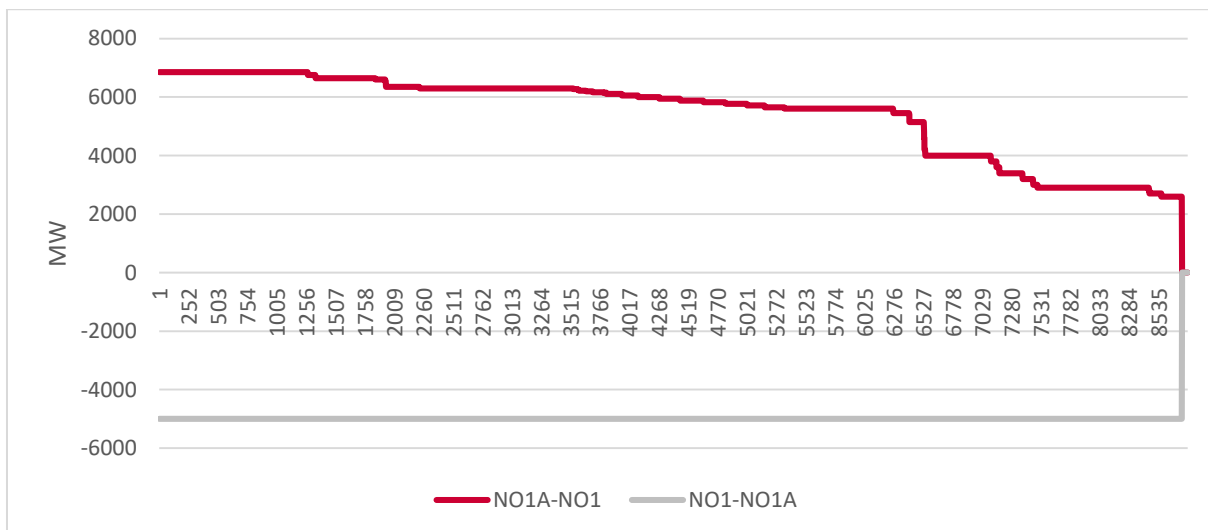
Figur 13: Varighetskurve for handelskapiteten mellom NO4 og SE1.



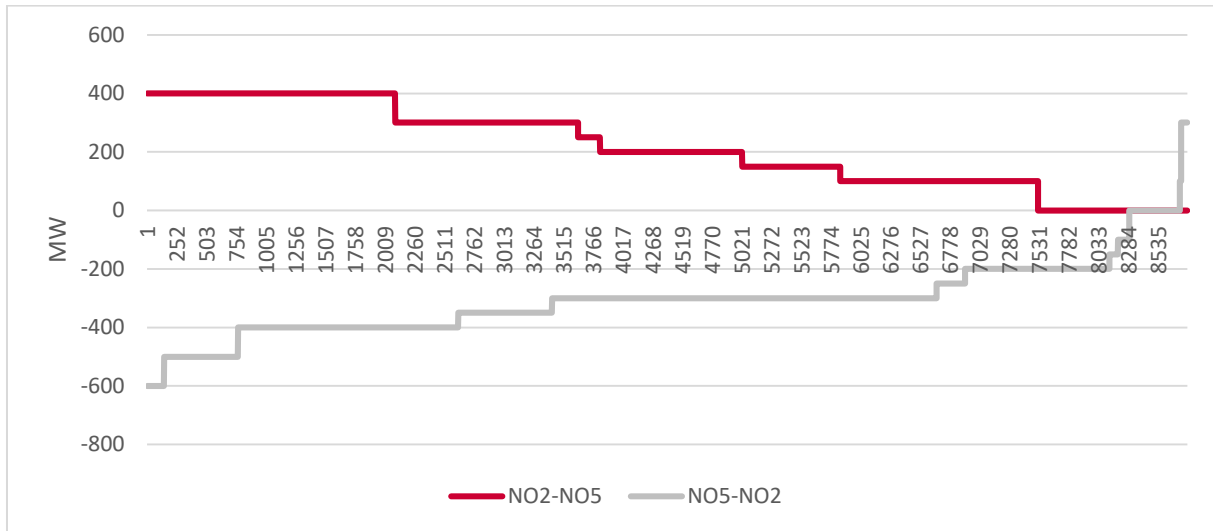
Figur 14: Varighetskurve for handelskapiteten mellom NO1 og NO2.



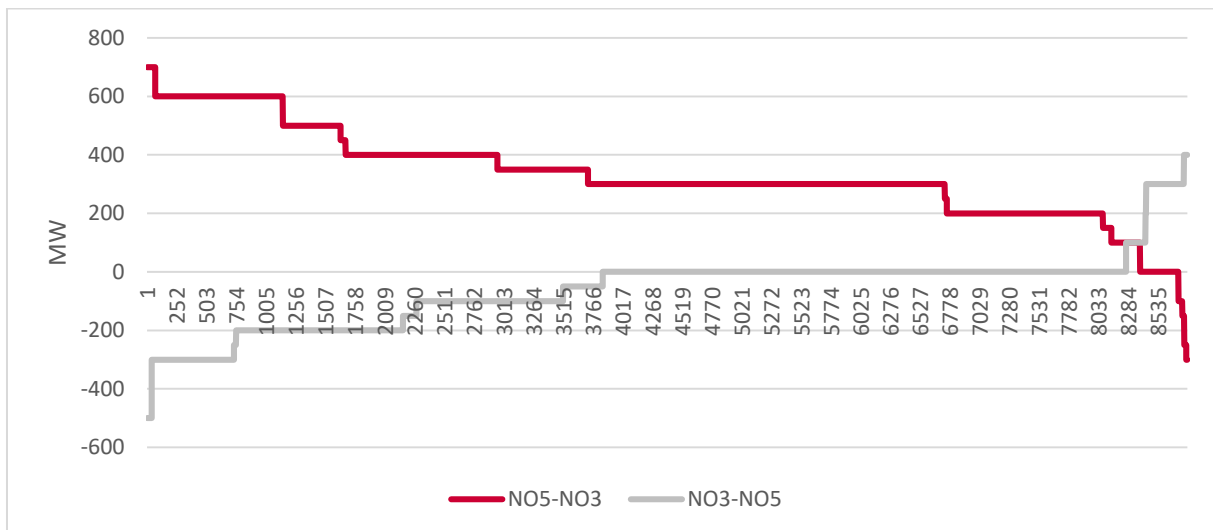
Figur 15: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO5.



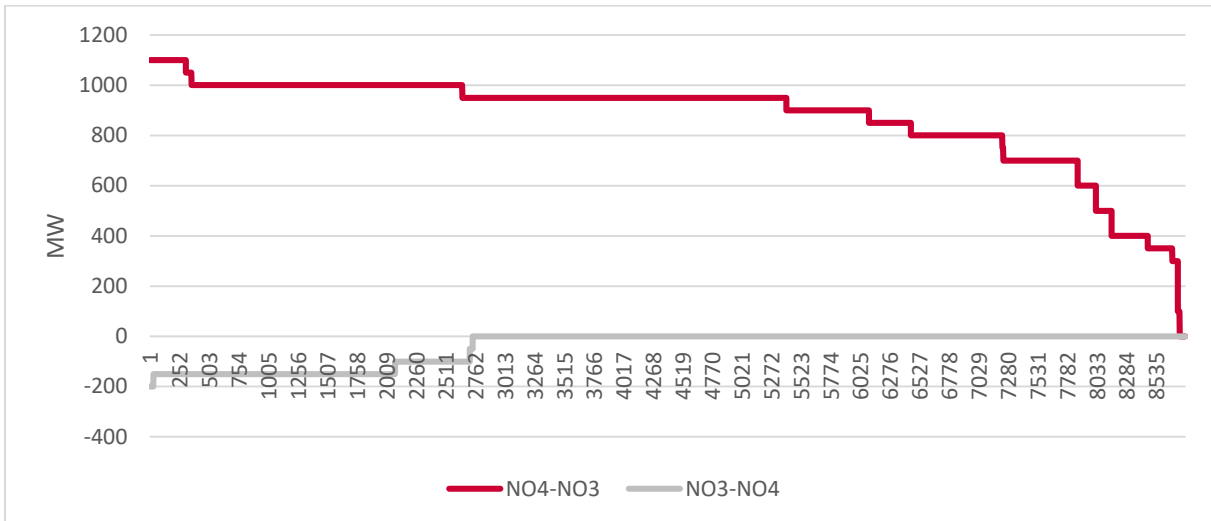
Figur 16: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1A og NO1.



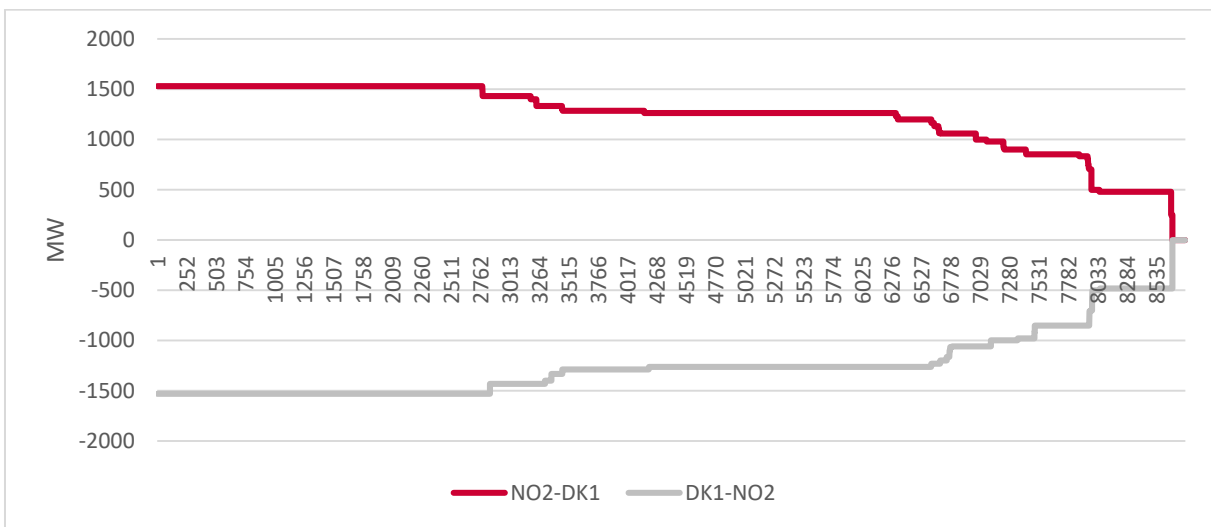
Figur 17: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og NO5.



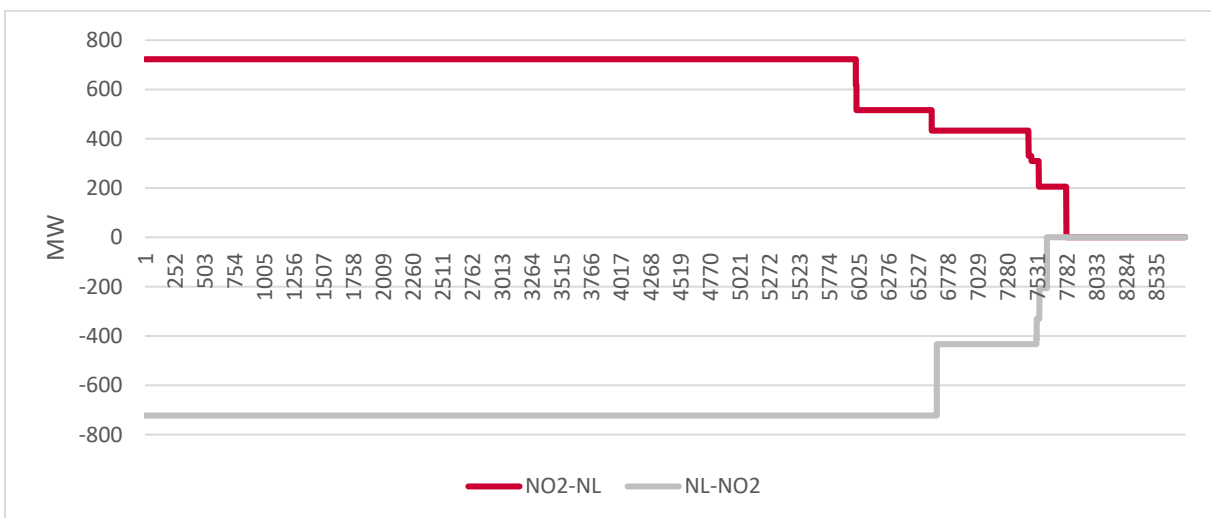
Figur 18: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO5 og NO3.



Figur 19: Varighetskurve for handelskapiteten mellom NO3 og NO4.

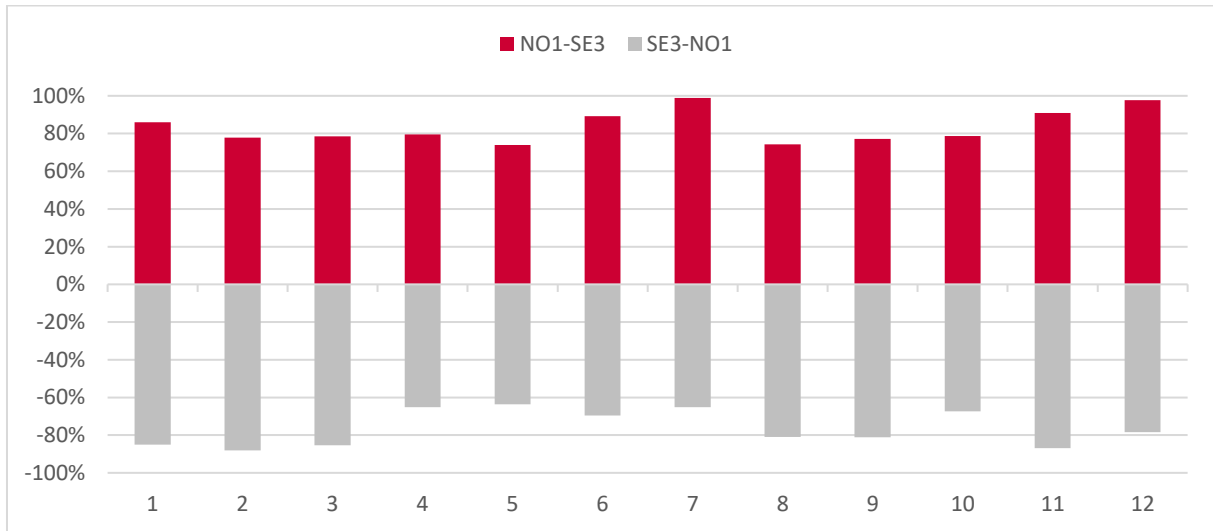


Figur 20: Varighetskurve for handelskapiteten mellom NO2 og DK1.

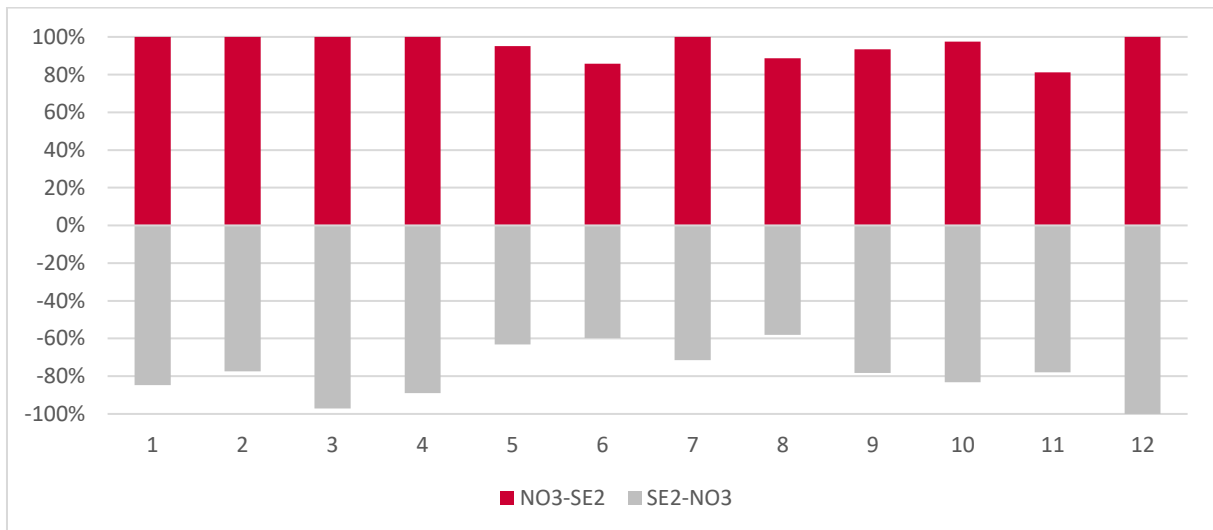


Figur 21: Varighetskurve for handelskapiteten mellom NO2 og NL.

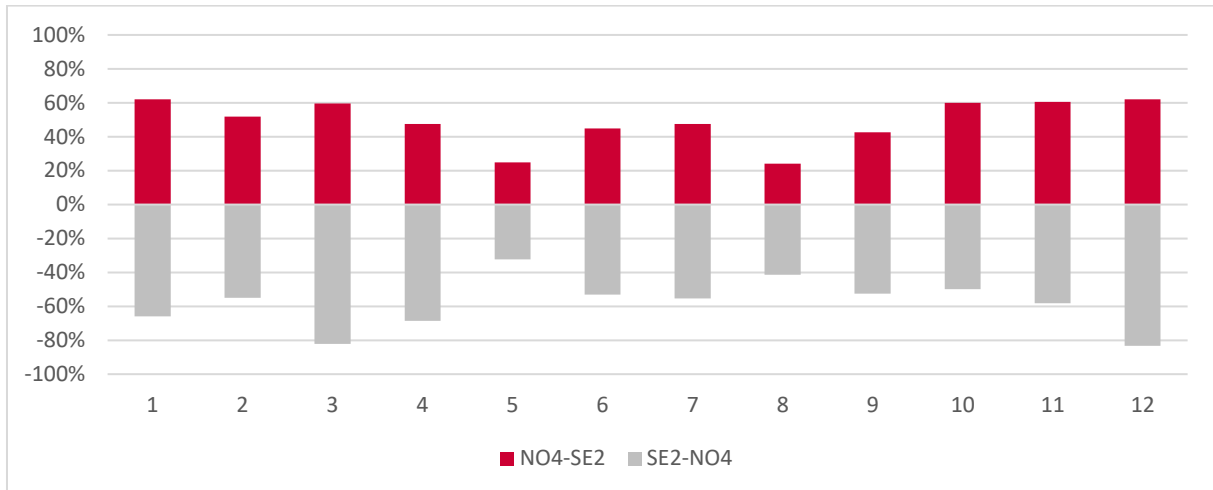
10.2 Månedsoversikt for handelsgrenser



Figur 22: Handelskapasitet per mnd. mellom NO1 og SE3.



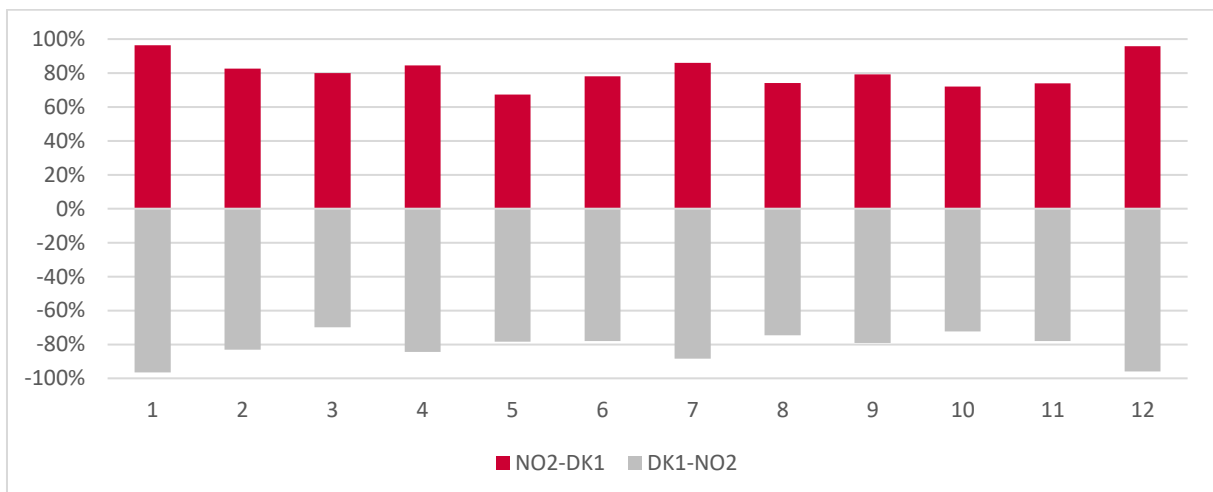
Figur 23: Handelskapasitet per mnd. mellom NO3 og SE2.



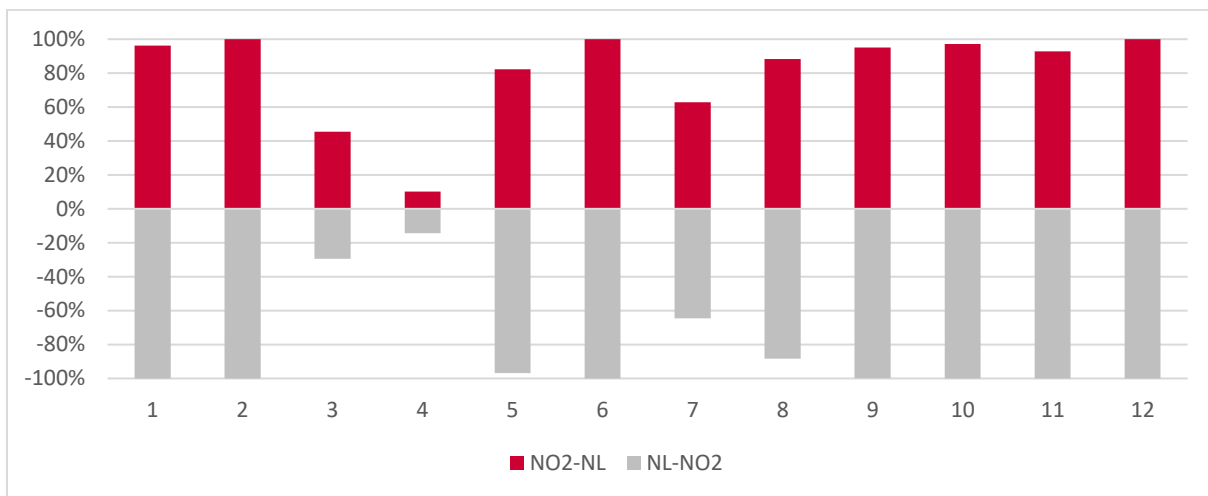
Figur 24: Handelskapasitet per mnd. mellom NO4 og SE2.



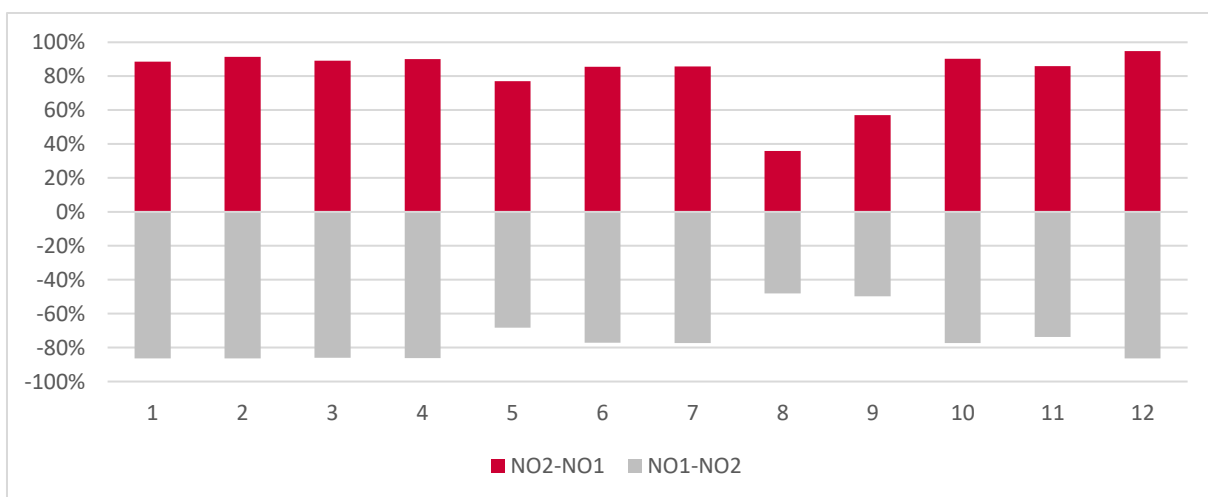
Figur 25: Handelskapasitet per mnd. mellom NO4 og SE1.



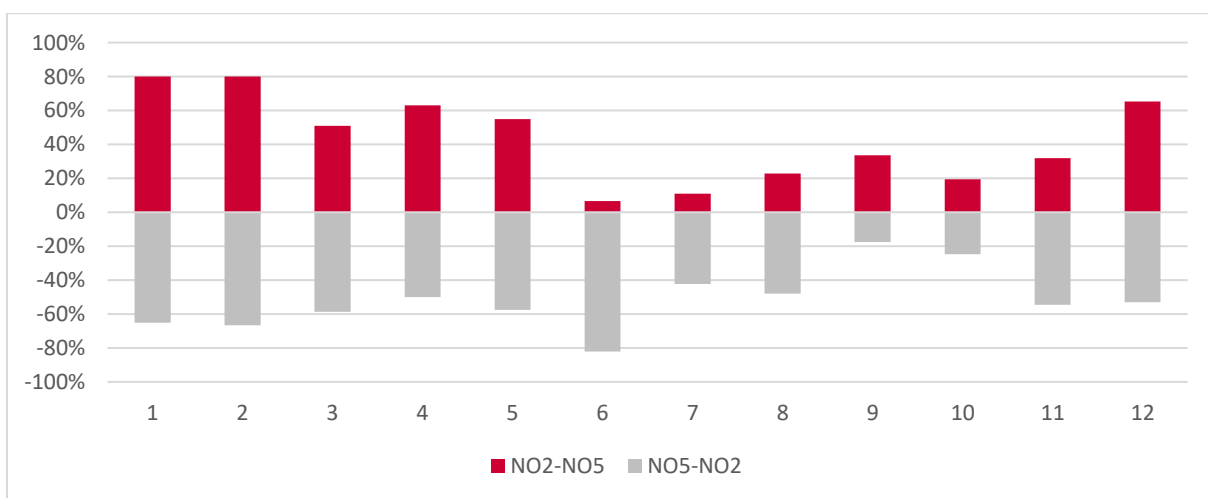
Figur 26: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og DK1.



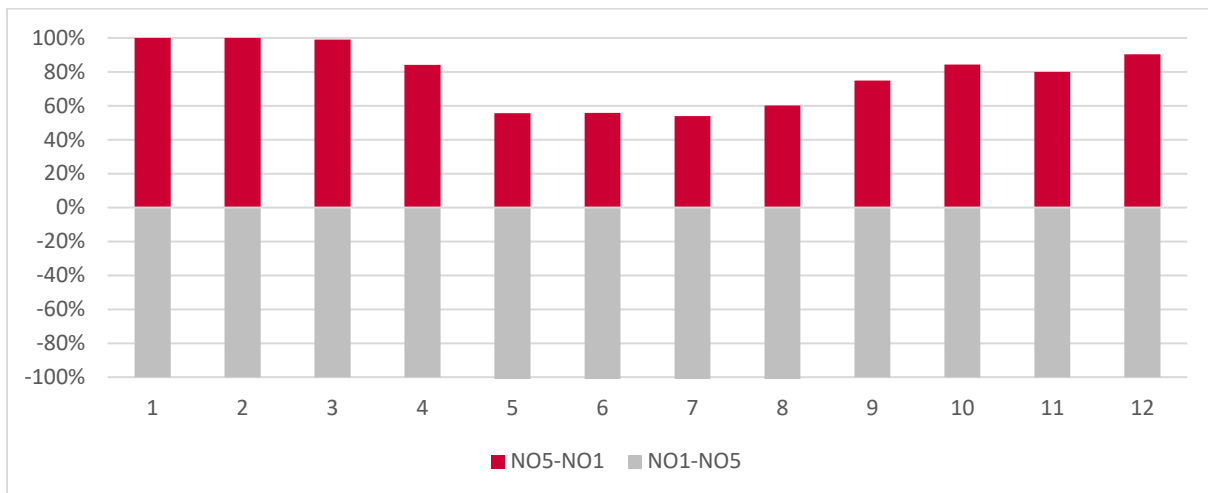
Figur 27: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NL.



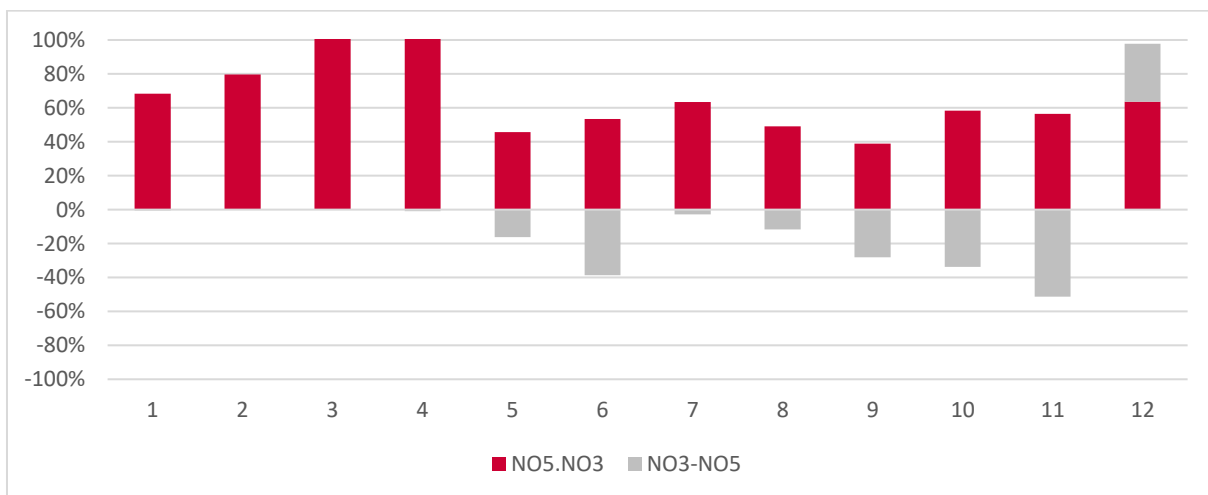
Figur 28: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NO1.



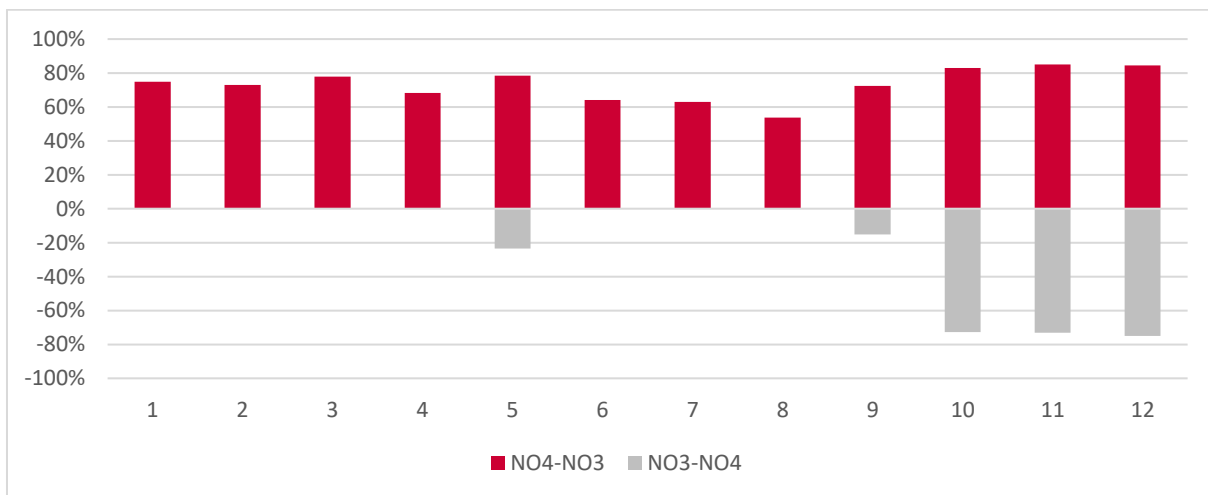
Figur 29: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NO5.



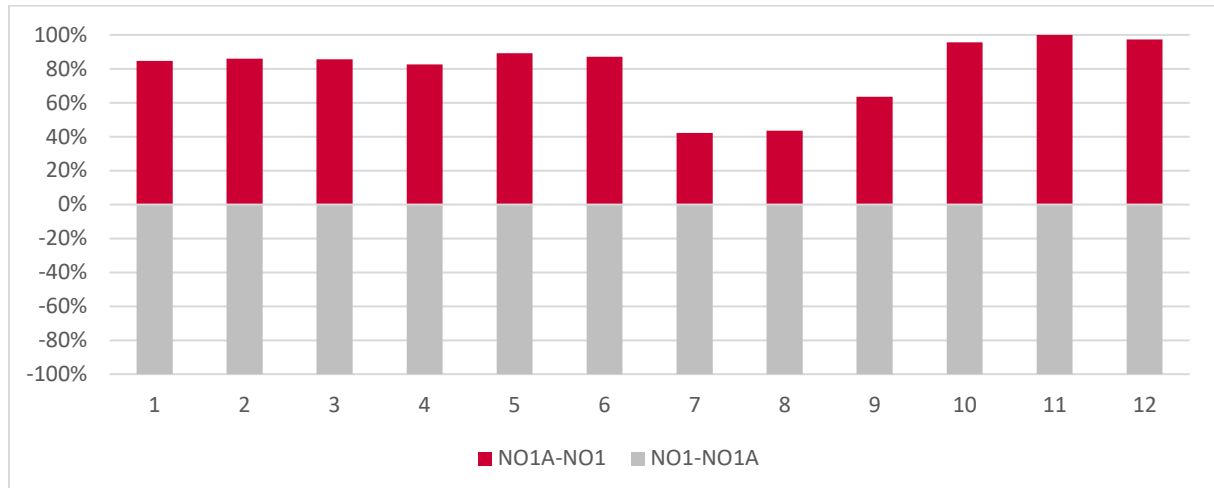
Figur 30: Handelskapasitet per mnd. mellom NO5 og NO1.



Figur 31: Handelskapasitet per mnd. mellom NO5 og NO3.



Figur 32: Handelskapasitet per mnd. mellom NO4 og NO3.



Figur 33: Handelskapasitet per mnd. mellom NO1A og NO1.

10.3 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

- *NO2-NL*: NorNed var utilgjengelig pga. kabelfeil i mars/april. I sommer var kapasiteten redusert grunnet feil på et filter i Nederland. Ellers redusert pga. planlagte driftsstanser på norsk og nederlandsk side.
- *NO2-DK1*: Planlagt arbeid på samleskinnene i Kristiansand har redusert kapasiteten fra august til november. En eller flere av polene har vært utkoblet pga. planlagt arbeid i perioden februar til november. SK2 var utilgjengelig i april/mai pga. feil på en poltransformator i Kristiansand.
- *NO1-SE3*: Flere driftsstanser på norsk og svensk side reduserte kapasiteten i perioden april til september. Redusert kapasitet pga. feil på effektbryter i 420 kV Tegneby stasjon i september. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige. Ved intakt nett, og høyt forbruk i NO1, ble eksportkapasiteten redusert pga. interne snitt i NO1.
- *NO2-NO1*: Redusert fra mai til august pga. av installasjon av ny kabel på forbindelsen Flesaker-Tegneby. Flere andre i NO2 har også reduserte kapasiteten, spesielt i august og september.
- *NO5-NO1*: Redusert fra mai til august pga. av installasjon av ny kabel på forbindelsen Flesaker-Tegneby. Ellers redusert pga. andre planlagte driftsstanser i NO5 eller NO1.
- *NO2-NO5*: Lite redusert pga. planlagte driftsstanser. Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde.
- *NO3-SE2*: Hyppige reduksjoner fra mai til november grunnet mange driftsstanser i Midt-Norge. Blant annet var Nea-Klæbu utkoblet i juni og november.
- *NO4-NO3*: Redusert allerede fra januar pga. planlagt driftsstans i Midt-Norge. Har vært hyppig redusert frem til september. Redusert pga. driftsstans på svensk side i oktober.
- *NO4-SE1*: Redusert allerede fra januar pga. planlagt driftsstans i Midt-Norge. Har vært hyppig redusert frem til september. Redusert pga. driftsstans på svensk side i oktober.
- *NO4-SE2*: Redusert allerede fra januar pga. planlagt driftsstans i Midt-Norge. Har vært hyppig redusert frem til september. Redusert pga. driftsstans på svensk side i oktober.
- *NO1A-NO1*: Redusert fra mai til august pga. av installasjon av ny kabel på forbindelsen Flesaker-Tegneby.
- *NO5-NO3*: Lite redusert pga. planlagte driftsstanser. Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde.

10.4 Nøkkeltall for handelsgrensene

Handels-korridor	Maks. kap.[MW]	Tidsandel maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt	Markedets utnyttelse av tilbudt kap.	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet
NO1-SE3	2145	27 %	84 %	42 %	24 %
NO3-SE2	600	84 %	95 %	24 %	12 %
NO4-SE2	250	0 %	49 %	52 %	48 %
NO4-SE1	700	1 %	67 %	42 %	28 %
NO2-DK1	1532	32 %	81 %	46 %	33 %
NO2-NL	723	69 %	81 %	76 %	61 %
NO2-NO1	3500	4 %	81 %	43 %	7 %
NO2-NO5	500	0 %	43 %	12 %	13 %
NO5-NO1	3900	29 %	78 %	54 %	12 %
NO5-NO3	500	6 %	67 %	0 %	2 %
NO4-NO3	1200	0 %	73 %	64 %	37 %
NO1A-NO1	6850	15 %	80 %	53 %	7 %

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse, eksport.

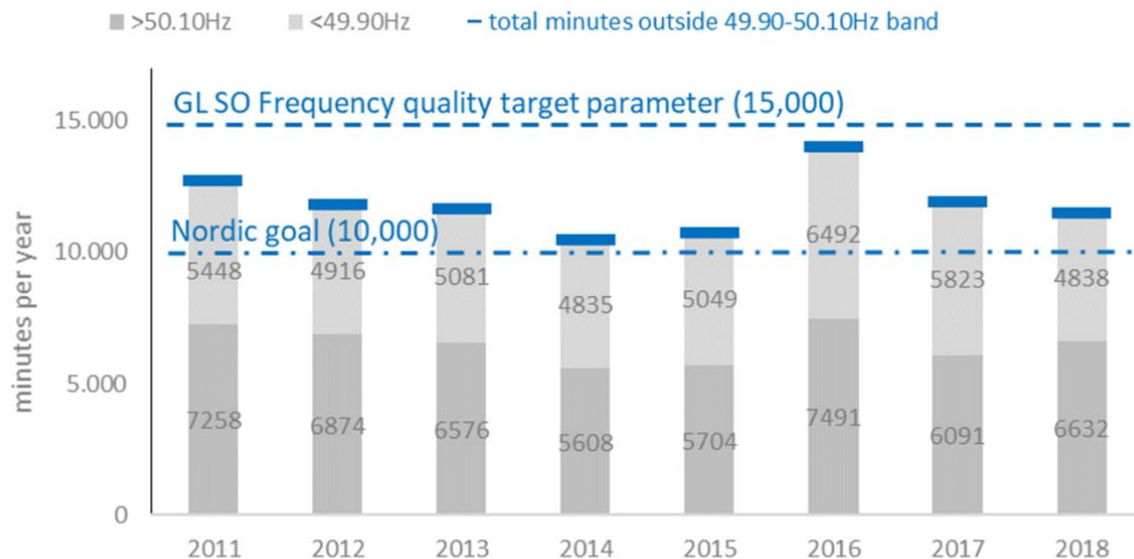
Handels-korridor	Maks. kap.[MW]	Tidsandel maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt	Markedets utnyttelse av tilbudt kap.	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet
SE3-NO1	2 095	39 %	76 %	13 %	11 %
SE2-NO3	1 000	45 %	78 %	32 %	16 %
SE2-NO4	300	0 %	58 %	19 %	15 %
SE1-NO4	600	16 %	58 %	17 %	11 %
DK1-NO2	1 532	33 %	82 %	23 %	14 %
NL-NO2	723	77 %	83 %	6 %	5 %
NO1-NO2	2 200	0 %	75 %	4 %	1 %
NO5-NO2	600	2 %	52 %	21 %	16 %
NO1-NO5	600	28 %	88 %	1 %	0 %
NO3-NO5	500	0 %	13 %	0 %	49 %
NO3-NO4	200	0 %	22 %	28 %	9 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	1 %	0 %

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse, import.

11 Vurdering av frekvensutviklingen og tiltak for forbedring

11.1 Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år

Etter flere år med negativ utvikling, har det blitt registrert en utføring de siste årene noe som antas å ha sammenheng med at tiltakene for å forbedre kvaliteten, beskrevet i neste avsnitt, begynner å gi effekt. Det må imidlertid påpekes at det er stor variasjon i verdiene fra år til år. I 2018 endte med akkumulerte frekvensavvik gjennom året på ca. 11500 minutter utenfor normalfrekvensbåndet. Dette er 1500 minutter høyere enn det måltallet de nordiske TSO-ene har fastsatt.



Figur 34: Akkumulerte verdier per år for frekvensavvik i perioden 2011 til 2018.

Det forventes at de kommende årene med endringer i produksjonsmiksen i Norden, økt nettkapasitet spesielt i form av nye kabelforbindelser mellom det nordiske synkronsystemet og andre synkronsystem, økt integrering av det Europeiske balansemarkedet og balansering nærmere realtid vil utfordre frekvenskvaliteten ytterligere. Dette hensyn sammen med ønske om å legge til rette for en økt integrering av balansetjenestene i Europa, har medført at de nordiske TSO-ene er i ferd med å gjøre endringer i selve konseptet for balanseringen i årene som kommer. Store og raske endringer i kraftsystemet gjør det utfordrende å sikre momentan balanse. Slike endringer påvirker globale størrelser som frekvens, men også mer lokale systemparametere som spenning og kortslutningsytelse. Det forventes også at det vil bli stadig mer utfordrende å sikre tilstrekkelig rotasjonsenergi i det nordiske synkronsystemet i lavlastsituasjoner med stor import.

Utviklingen i frekvenskvalitet har sin bakgrunn i flere forhold, hvor de viktigste er:

- Avvikling av nasjonal balanseregulering basert på nasjonal innstillingsfeil.
- Økt kabelkapasitet mellom det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- Økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet (økt spothandel, markedskopling).
- Økte ubalanser i driftstimen.
- Økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nær maks overføringskapasitet.
- Økt andel produksjon med sterkt begrenset reguleringsevne i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- En økning av oscillasjoner i frekvensen i det nordiske synkronsystemet.

Avvikling av nasjonal balanseregulering basert på nasjonal innstillingsfeil

Omkring år 2000 ble det nordiske energimarkedet etablert, noe som medførte økte endringer i utvekslingen mellom land i Norden. Samtidig ble den tidligere nasjonale balansereguleringen, basert på nasjonal innstillingsfeil, avviklet. Dette ble erstattet av et nordisk regulerkraftmarked som innebar at nordiske aktiveringsbud ble samlet i en felles regulerliste. Det ble åpnet opp for økt utveksling av balansekraft mellom områdene. Ordningen har medført en vesentlig forbedring i utnyttelsen av ressursene i det samlede nordiske kraftsystemet. Denne ordningen har imidlertid over tid svekket det nasjonale fokuset på forutsetninger for og evnen til balansering av eget system noe som har hatt en negativ påvirkning på frekvenskvaliteten. De nordiske TSO-ene er nå i ferd med å gå over til en modernisert versjon av å regulerer systemet etter innstillingsfeil, såkalt modernisert ACE.

Økt kabelkapasitet mellom det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

I henhold til det kontinentale regelverket skal endringer i flyt mellom kontrollområdene gjøres i løpet av 10 minutter, fra fem minutter før timeskift til fem minutter etter. Selv om man har blitt enige med TSO-er på kontinentet om å rampe kablene over noe lengre tid, inntil 20 minutter, medfører dette stor gradient på endringen i utveksling for det nordiske systemet. Det er da krevende å sørge for at produksjonsendringene skjer helt i takt med endringene i kabelflyt. Dagens regelverk for ramping er utformet slik at hver ny kabelforbindelse øker utfordringen for det nordiske synkrone systemet. Det siste tiåret har det blitt idriftsatt flere nye kabelforbindelser tilknyttet det nordiske synkrone systemet. Omkring år 2020 vil flere nye store kabelforbindelser idriftsettes og TSO-ene jobber med å iverksette nye tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten før kablene kommer på luften.

Økt effektivitet i det nordeuropeiske energimarkedet (økt spothandel, markedskopling)

Økt effektivitet i energimarkedet medfører generelt økte endringer i kraftflyten i nettet. Dette skyldes at det er regionale forskjeller i produksjonsstrukturen. Det forhold at enkelte kommersielle kabelforbindelser har gått over fra bilateral handel til ordinær spotutveksling, har bidratt til dette. Dette sammen med økt utvekslingskapasitet med kontinentet, har medført større produksjonsendringer mellom dag og natt og raskere endringer av store effektvolumer morgen og kveld. Dette gir seg utslag i at frekvensavvik er konsentrert omkring timeskiftene og spesielt i morgen- og kveldstimen.

Økte ubalanser i driftstimen

Energimarkedet har timesoppløsning. De store endringene i markedet som er beskrevet ovenfor, medfører at det er store effektvolumer som skal endres i produksjon og utveksling i tillegg til at forbruket endrer seg. Dette har medført økte ubalanser på minuttnivå. Det er altså for liten korrelasjon mellom endringstakten på produksjon, forbruk og utveksling. Det planlegges nå med overgang til 15 minutters tidsoppløsning i første omgang i balansemarkedet noe som forventes å forbedre balansen.

Økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nær maks overføringskapasitet

Det nordiske kraftnettet har ikke blitt forsterket i takt med økningen i ekstern kapasitet mot omverdenen. Dette har medført et økende antall flaskehals i kraftnettet. Den løpende håndtering av disse flaskehalsene samtidig som totalbalansen skal håndteres, blir stadig mer krevende. Det er en tendens til at antall frekvensavvik i en uke har nær sammenheng med antallet og varigheten på flaskehalsene i nettet. Spesielt er dette tydelig ved mange flaskehals i og ut av Norge og mellom Nord-Sverige og Sør-Sverige.

Økt andel produksjon med sterkt begrenset reguleringssevne i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

Økt andel av produksjon med sterkt begrenset reguleringssevne påvirker frekvensen på flere måter. Produksjonen er vanskelig å prognosere eksakt. Eksempelvis kan vindkraft få store endringer i produksjonsnivå i løpet av kort tid (15-30 min) uten at dette er forutsett eller at endringen kommer forskjøvet i tid i forhold til prognoser. Dette forstyrrer planleggingen av balanseringen i driftstimen og i den siste timen før driftstimen. De nordiske TSO-ene har fastsatt en strategi for balanseringen av systemet hvor det søkes å gjøre tilpasninger før driftstimen for å redusere behovet for løpende reguleringer. "Basisfrekvensen" blir da forbedret og volumene av kostbare, automatiske (hurtige) reserver kan reduseres. Dette forventes å forbedre frekvenskvaliteten og redusere de samfunnsøkonomiske kostnadene for å balansere systemet. Andelen vindkraft i Norge er foreløpig begrenset, men siden balanseringen er internasjonalsert påvirkes frekvensen av økningen i produksjon med sterkt begrenset reguleringssevne i våre naboland og etter hvert på kontinentet.

11.2 Status, virkning og erfaringer fra piloter og aktuelle tiltak i 2018 for å bedre frekvenskvaliteten.

De nordiske TSO-ene ble i 2008 enige om en rekke tiltak for å forbedre frekvenskvaliteten. Flere av disse tiltakene er implementert, en felles nordisk frist for innsendelse av produksjonsplaner og bud til regulerkraftmarkedet (45 minutter før driftstimen), en felles nordisk rampingrestriksjon på HVDC-kabler og et forbedret felles nordisk IT-system for planhåndtering og felles nordisk budliste. Fra 2013 er det innført krav til kvarterplaner på produksjon i Sverige hvor det rampes mellom ulike timesverdier i de to kvarterene på hver side av timeskiftet. I Finland er en tilsvarende ordning innført fra sent i 2013. Det vurderes nå om det skal innføres sumrestriksjoner for ramping på HVDC kabler mellom det nordiske synkronsystemet og andre synkronsystem. I GL SO artikkel 137.1 er det åpnet for at slike restriksjoner kan innføres. Det er også gjort andre tiltak som beskrives nedenfor.

Prøveordning RK/RKOM i NO1

Statnett har behov for økt reservevolum i NO1 og gjennomførte i januar og februar 2017 en prøveordning der det ble gitt unntak fra noen av vilkårene for deltakelse i RKOM og RK i prisområde NO1. NO1 er det området i Norge med høyest forbruk og lavest tilgang på regulerbar produksjon, og kortsiktig mål med prøveordningen var å øke tilgjengelig reservevolum under prøveordningen. Et annet mål med ordningen var å øke kunnskapen hos Statnett og i bransjen om muligheter og barrierer for tilgang til mer/ny fleksibilitet.

To aktører deltok i prøveordningen. En aktør har bidratt med elkjeler i sitt fjernvarmesystem, og en aktør har aggregert mindre industrilaster. Prøveordningen ga økte reservevolum i NO1 (i snitt 63 MW i de ukene aktørene deltok), og alle involverte melder om positive erfaringer med ordningen. En deltaker melder om at det var lønnsomt å delta, og en annen fokuserer på at prøveordningen har gitt dem verdifull læring om aggregatrollen.

Det er behov for ytterligere reservevolum i NO1, og Statnett gjennomførte en ny prøveordning vinteren 2017/2018, dette for å få erfaring fra flere driftssituasjoner samt teste ut noen nye rutiner/løsninger før permanente løsninger innføres.

Tre aktører deltok i prøveordningen vinteren 2017/2018. De samme to aktørene fra første prøveordning og en ny aktør som allerede deltar i RK og RKOM. Den nye aktøren ønsket å aggregere volum eller benytte seg av minste budkvantum 5 MW i situasjoner der de ikke har nok volum til å oppnå 10 MW (dvs. ikke mulighet til å delta på ordinære vilkår). Totalt søkte aktørene om betydelig

større volum til prøveordningen vinteren 2017/2018, men reell budgivning fra aktørene var rundt de samme volumene som i første runde.

Med utgangspunkt i erfaringer og tilbakemeldinger gitt gjennom prøveordningene har Statnett endret vilkårene for RKOM og RK for å permanent legge til rette for mer tilgjengelig reservevolum. Alt forbruksvolum som deltok i prøveordningene var fleksibelt forbruk med avtale om redusert tariff, og for å beholde det ekstra volumet i RK/RKOM, tillater Statnett samtidig deltakelse i RKOM og fleksibelt forbruk. Oppkjøp av RKOM har blitt delt i to tidsavsnitt gjennom uken, hverdag og helg, og en finere inndeling av markedet gir kortere planleggingshorisont som igjen gir mulighet for mer presis budgivning og større budkvantum i perioder. I prisområde NO1 tillates det i tillegg ett RK-bud med kvantum fra og med 5 MW til og med 9 MW per stasjonsgruppe for å få med mindre aktører.

Fritak fra krav om maksimal statikkinnstilling på 12 %

Fritak fra krav om maksimal statikkinnstilling er et tiltak for reduisering av den totale grunnleveransen av FCR i Norge, og med dette nå to effekter:

- i. Bedre kontroll på effektflyten i systemet
- ii. Skape bedre forutsetninger for et reelt FCR-D marked (i Norge).

Tiltaket gjennomføres som en del av en større pakke rundt videreutvikling av krav til FCR i Norge/Norden. Det har blitt gjennomført to piloter, vinter 2015/2016 respektive 2016/2017, sammen med initiering av generelt fritak om krav til 12 % statikk (to trinn, [2017](#) respektive [2019](#)).

For anlegg som ønsker fritak fra vedtak om 12 % statikk og som ligger i områder som er utsatte for separatdrift, kreves en funksjonalitet for automatisk detektering av separatdrift og overgang til stabil regulering (FCR-I).

Foreløpig så har åpningen om fritak fra krav om statikk resultert i begrenset antall anlegg som benytter muligheten. Dette skyldes i all hovedsak fysiske begrensninger i anleggene, dels fjernstyringsmuligheter og innstillingsområder (statikk, dødbånd, FCR-I).

Den store effekten med reduksjon i grunnleveranse forventes å komme i samband med implementering av nye tekniske krav og vilkår for deltakelse i FCR-N og –D marked. For å muliggjøre overgang til nye, felles nordiske tekniske krav kreves også implementering av den nye løsningen for regulering i separatdrift (FCR-I). Se videre info om FCR utvikling lenger ned samt tidligere presentert [prosess/road map for utvikling FCR](#).

Erfaringer fra pilotene kan deles inn i erfaringer fra selve systemdriften, og erfaringer fra prosesser koblet til vurdering av produksjonsanleggs betydning for separatdrift.

- Det ble kun begrenset reduksjon av grunnleveranse, som antatt, og dermed vanskelig å se effekten på overføring av effekt over Hasle
- Redusert innkjøp av FCR gir en begrenset effekt da det som ikke blir solgt til markedet, rapporteres som grunnleveranse.
- Avdekket kompleksitet i vurdering av hvor reguleringsevne for separatdrift trengs.
- Ingen produsenter har fjernstyring av dødbånd, og det tar tid å implementere.
- Gjennom 'statisk' dødbånd (aktivert i stasjon) så kan en rask reduisering av grunnleveranse nås.
- I de tilfeller med lite grunnleveranse står også mange av anleggene som bidrar med mye grunnleveranse i Sør-Norge.
- I de tilfeller med mye grunnleveranse, går mange av anleggene som bidrar med mye grunnleveranse på en høy effekt, og lite FCR-D ytes fra disse.

FCR-D volumer endres raskt fra time til time og det er ikke entydig når man passerer grensen for at man må kjøpe i markedet. Det trengs erfaring og prosesser for operatører, og det trengs god kommunikasjon og forutsigbarhet for aktørene.

Slik notert fra erfaringer fra piloter så kreves det faktiske endringer i produksjonsanlegg (justering/skifte turbinregulatorer, forbedring grensesnitt for fjernstyring etc.) for at det skal gis noen større effekter for systemdriften. I definert "road map" ses behovet av disse endringer i sammenheng med de endringer som kreves for å få implementert en ny nordisk FCR (justering regulatorer, testing/pre-kvalifisering).

Det skal i det videre arbeide vurderes på hvilken måte nye krav å løsninger kan bli implementert, både i nye og i eksisterende anlegg.

Sekundærreserver (aFRR) i Norge og Norden.

I 2013 ble aFRR (automatisk sekundærregulering) implementert som nordisk ordning. Fra januar 2014 ble volumet av aFRR økt. Så langt har man tilstrebet å effektivisere anskaffelsen av reserve ved å kjøpe reserven selektivt i timer med forventet spesielt stor virkning på frekvenskvaliteten. Det er oppnådd enighet om en tidsplan for implementering av felles nordiske markedsløsninger for hhv. kapasitet og aktivering hvor det siktes mot et nordisk kapasitetsmarked fra 2019 og et aktiveringsmarked fra 2020. Det er også enighet om en nordisk opptrappingsplan for aFRR fram mot 2021, i første omgang med antall timer med leveranse og dernest med volum. Fra 2020 vil en ny metode for dimensjonering av FRR som nå blir utviklet i forbindelse med ny nordisk SOA implementeres.

Status for øvrige nordiske prosjekt om utfordringer relatert til frekvensavvik.

Det har i noe tid vært jobbet med virkemidler for å dempe frekvensoscillasjonene i systemet. Frekvensoscillasjonene er årsak til en betydelig del av de registrerte frekvensavvik. Arbeidet inngår i en større gjennomgang av framtidig frekvensregulering i Norden.

Siden 2015 har de nordiske TSO-ene arbeidet sammen med bransjen for å etablere nye, felles tekniske krav og prekvalifisering prosesser for FCR. Dette som et ledd i arbeide med å forbedre frekvenskvaliteten i systemet, men også for å sikre en FCR som møter kravene til morgendagens system i forhold til type ubalanser og dynamiske utfordringer som må håndteres. Nye krav kommer bl.a. til å påvirke innstillinger i enkelte produksjonsanlegg, tilgjengelig FCR kapasitet i enkelte land, og økt overvåkning av reserver.

Statnett etablerte i 2014 en arbeidsgruppe under paraplyen Forum for systemtjenester for å diskutere med produsentene hvordan man kunne få til en forbedring av håndteringen av de strukturelle ubalansene inne i driftstimen. Fra tidligere hadde Statnett gjort vedtak om krav til kvartersplaner fra produksjon med store endringer mellom to påfølgende timer. Statnett ønsket i utgangspunktet å justere disse kravene for å oppnå en forbedret tilpasning til forbruksprofilen og rampingmønsteret på HVDC kablene. I prosessen ble det foreslått en ordning hvor Statnett foreslår en kvartersplan hos aktuelle produsenter basert på forventninger om de strukturelle ubalansene i den enkelte time. Ordningen, som fikk benevnelsen glatting, ble vurdert som fordelaktig for begge parter og en god løsning for å balansere ut de strukturelle ubalansene så lenge oppløsningen i energimarkedet er en time. Det ble avtalt en etableringsgodtgjørelse og en kompensasjon for energiavvik i forhold til produsentenes egne planer. Glatting ble implementert fra juni 2015. Det ble også gjort justeringer i krav til kvartersplaner fra produksjon for produsenter som ikke ønsket å delta i glattingen. De nye kravene ble implementert fra august 2015.

Resultater fra arbeidet over er videreført i et nordisk prosjekt for implementering av 15 minutt tidsoppløsning i balansemarkedet, det såkalte HTR prosjektet. Dette prosjektet er nå samordnet med implementeringen av den nye nordiske balanseringsmodellen. Det forventes at glatting, i alle fall i sin nåværende form, vil opphøre i forbindelse med implementering av 15 minutt tidsoppløsning i balansemarkedet og ny balanseringsmodell.

11.3 Balansering ved lastvariasjoner på Skagerrak

Som presentert av NVE er tidsperiodene to perioder med ingen eller svært liten prisforskjell mellom NO2 og DK1. I begge periodene er det også endringer på Skagerakkablene hver time. Fra maksimal endring på opp mot 600 MW til mindre endringer på ca. 200MW. Endringer i flyten på kablene skal møtes enten av motsatt endring på andre kabler eller endring i produksjon og forbruk.

Utfordringen er at produksjon i utgangspunktet kun endres på timeskift, mens kablene har regler for hvordan de kan endre flyten, og for Skagerak gjøres dette fra xx.45-xx.15. Dermed oppstår det en ubalanse i dette tidsrommet. En negativ ubalanse de siste 15 min før timen og en positiv ubalanse de første 15 min etter timeskift. For å håndtere disse ubalansene har vi ulike virkemidler.

- Produksjonsglatting – gjøres dagen i forveien og er en bestilling av flytting av opp-/nedkjøringer av produksjon basert på størrelsen på ubalansen. En stor ubalanse gjør at mer produksjon flyttes og at opp-/nedkjøringen plasseres per kvarter. Dette er noe vi har i Norge.
- Produksjonsflytting – i driftstimen kan operatøren på landssentralen flytte opp-/nedkjøringen slik at det er bedre tilpasset endringene i last og endring på kablene. Produksjonsendringene kan da plasseres på 5 min. Dette er noe vi gjør i Sverige og Norge.
- Kvarterjusteringer – dette er produsentenes egne forpliktelser til å dele opp produksjonsendringene sine hvis disse er store. Dette gjelder produsenter som ikke mer med på glatteordningen.
- Regulerkraftmarkedet - kan i teorien brukes for å utjevne ubalanser rundt timen, men brukes i liten grad til dette i dag. I praksis bruker vi RK-markedet i større grad til mer langvarige stokastiske ubalanser.

De to første virkemidlene betaler systemansvarlig en kompensasjon til produsentene for å gjennomføre.

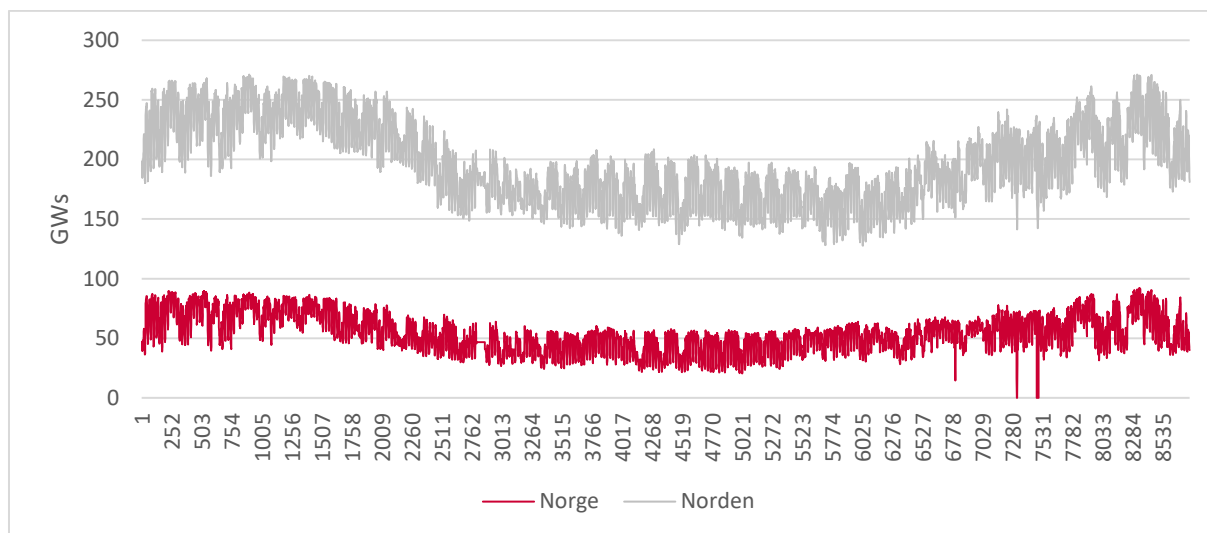
Endring på kabelen kan møtes av ulike endringer ellers i systemet.

- Endringer på en annen HVDC-forbindelse ut av Norge, NorNed, som endrer seg i motsatt retning av Skagerakforbindelsen vil kun skape små ubalanser da denne ramper fra xx.50-xx.10, altså nesten sammenfallende med Skagerak. De vil derfor i stor grad nulle hverandre ut.
- Ved produksjonsendringer i Norge vil vi kunne benytte våre hjelpemidler for å minske ubalansene.
- Produksjonsendringer i annet land vi er tilknyttet med AC vil kunne gi større ubalanser siden de andre nordiske landene ikke har samme virkemidler som Norge.
- Endring på HVDC-kabler i fra et annet land i Norden som ikke følger de samme rampingreglene som de norske kan skape ubalanser fordi endringene som skal nulle ut hverandre ikke skjer samtidig.

Når det gjelder hvordan slike timer med endringen påvirker frekvenskvaliteten er det vanskelig å kun se på de utpekte tidsintervallene, da det er flere ting en endret flyt på kablene som kan forårsake frekvensavvik.

12 Oversikt over roterende masse

12.1 Roterende masse



Figur 35: Roterende masse i Norge og Norden.

12.2 Prosjekt raske reserver

Statnett gjennomførte i 2018 et pilotprosjekt for FFR. Målet var å få kunnskap om tilgjengeligheten på et slikt nytt reserveprodukt, utfordringer og muligheter relatert til tekniske og markedsmessige aspekter. I tillegg var det et mål å informere norske interessenter på et tidlig tidspunkt om systemdriftens fremtidige behov. Produktet skulle aktiveres på to sekunder, og ved et frekvensnivå på 49,6 Hz, varighet 30 sekunder og hviletid 15 min.

Statnett mottok tilbud fra en stor bredde teknologier, både fra forbruk og produksjon. Det var også en blanding mellom eksisterende og nye balansetjenestetilbydere og aggregatorer. Valgte leverandører brukte følgende teknologier: vannkraft i produksjonsmodus, pumpekraftverk, rask reduksjon av forbruk i smelteverk (elektrolyseprosess), rask utkobling av ladende el-biler, raskt skifte fra nett til batteri (UPS) i datasenter. Summen av tilbudt FFR i anskaffelsesfasen var rundt 114 MW, og innkjøpt volum var 91,25 MW. Som resultat av at en finsk kjernekraftstasjon Olkiluoto 2 (880MW) fikk en ikke planlagt utkobling, gikk den nordiske systemfrekvensen ned til triggernivået for FFR og reservene ble aktivert i løpet av piloten.

Hovedkonklusjonen er at FFR er et kostnadseffektivt tiltak for å håndtere utfordringer som forårsakes av lav inertia i kraftsystemet, og at det finnes tilgjengelig i markedet.

Resultatene og kunnskapen fra piloten vil bli benyttet videre i utvikling av en felles nordisk FFR spesifisering, og etablering av markedsløsninger for anskaffelse av reserve. Målet, per Q1 2019, er å ha dette på plass i 2020. Basert på et grovt estimat på FFR-behovet i kraftsystemet i Norden (200-400 MW), har vi grunn til å tro at den norske andelen av reservene kan fremskaffes til 2020.

Prosjektets evaluerings rapport finnes her: <https://www.statnett.no/om-statnett/nyheter-og-pressemedlinger/Nyhetsarkiv-2018/fleksibelt-forbruk-bidrar-til-stabilitet-og-verdiskapning-i-det-nordiske-kraftsystemet/>

13 Driftsspenninger i sentralnettet

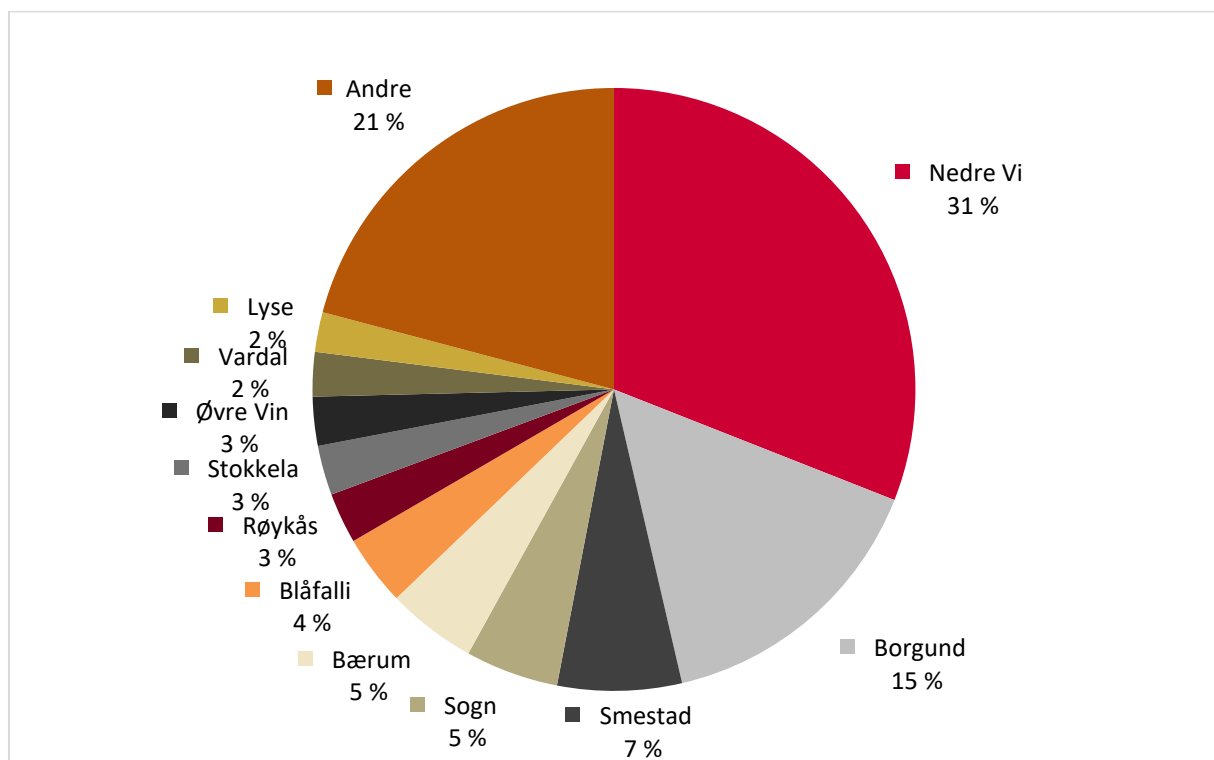
13.1 Driftsspenninger i sentralnettet

DSB stiller krav til øvre tillatte driftsspenninger i transmisjonsnettet (300/420 kV), da drift av nettet med spenninger over normert høyeste driftsspenninger kan forringe holdfastheten for komponenter og medføre kortere levetid. Høye spenninger øker dermed faren for overlag/kortslutning og havari av komponenter i ytterste konsekvens. Overskridelser av disse grensene rapporteres av Statnett.

Rapportering av spenningsforhold tar utgangspunkt i genererte alarmer i SCADA for spenningsmålinger på samleskinner i 420 og 300 kV sentralnettstasjoner der Statnett er LfK. Det rapporteres på varighet på spenningsalarmer over 305 og 425 kV i mer enn 3 minutter, samt antall ganger spenningen er over 305 og 425 i mer enn 20 minutter. Videre rapporteres det på varighet på spenningsvarsler over 301 og 421 kV i mer enn 3 minutter. Tillatt målefeil for spenningstransformatorer er 1 %. Ved varsel om høy spenning i en stasjon vil det ofte også være høy spenning i omkringliggende stasjoner.

13.1.1 Region Sør

For Region Sør har det i 2018 totalt vært 524 664 minutter med spenning over 301 og 421 kV.



Figur 36: Stasjonsvis fordeling av spenningsvarsler over 301 og 421 kV i region Sør.

Årsak til overskridelser

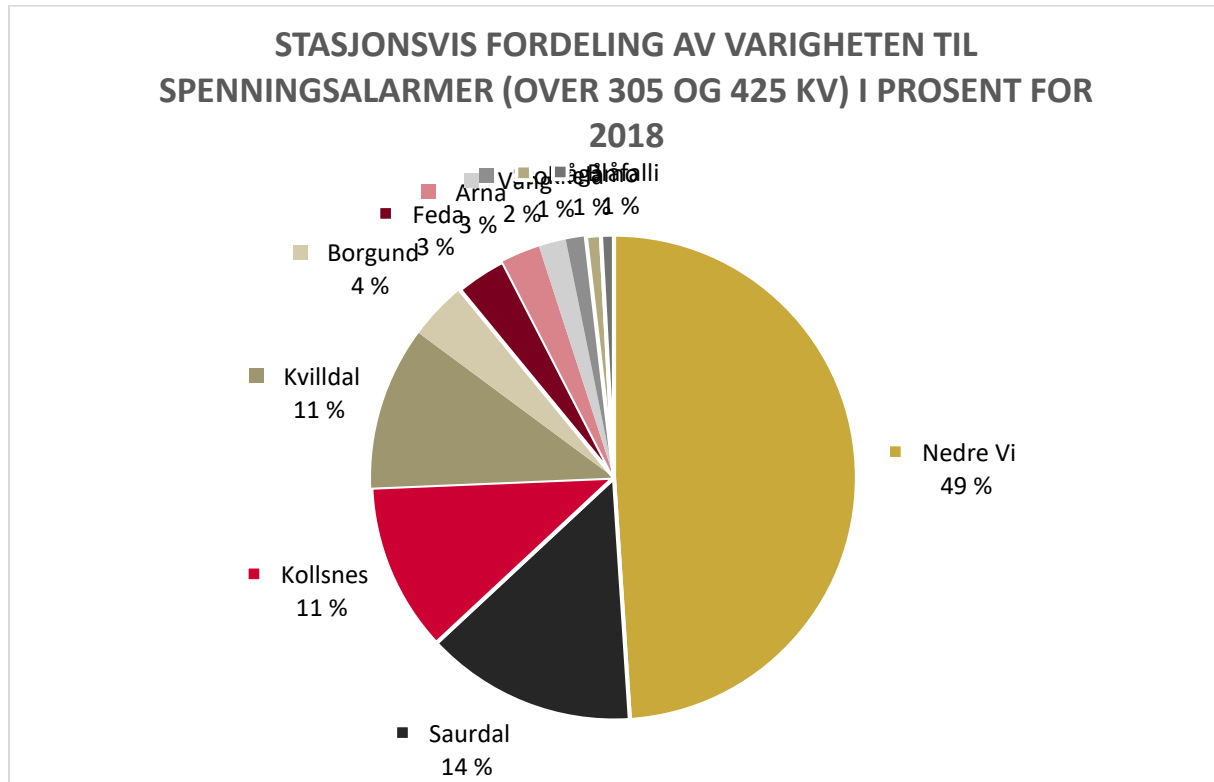
- Nedre Vinstra stasjon ligger radielt forsynt fra sentralnettet. Ved stans på aggregater i Nedre Vinstra er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering. Stans av aggregater og utkobling av ledningene ut av stasjonen har medført problemer med spenningene.
- Borgund stasjon ligger radielt forsynt fra sentralnettet. Ved stans på aggregater i Borgund er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering
- Stasjonene i Stor Oslo området har vært påvirket av revisjoner som har medført utilgjengelige reaktive komponenter og endrede koblingsbilder.
- Bærheim, Stokkeland og nærliggende stasjonen har høy spenning pga. KB1 i Stølaheia må være innkoblet ved overskridelse av spenningsnitt 300 Tonstad – Stokkeland + 300 Åna-Sira – Kjelland > 500 MW

I Region Sør har det vært 27 tilfeller der spenningen har vært over 425 og 305 kV i 2018, i mer enn 20 minutter.

Nedre Vinstra	97	23.01.18	Se kommentar under tabell for overskridelser over 301 og 421 kV
Saurdal	86	25.04.18	Utkobling av 300 Sauda – Håvik medførte delt drift i Saurdal, med G2 mot Sauda. Dette ble gjort for å gi spenningsstøtte mot SKL-ringen.
Saurdal	20	25.04.18	Utkobling av 300 Sauda – Håvik medførte delt drift i Saurdal, med G2 mot Sauda. Dette ble gjort for å gi spenningsstøtte mot SKL-ringen.
Nedre Vinstra	135	02.05.18	Se kommentar under tabell for overskridelser over 301 og 421 kV
Saurdal	174	03.05.18	Saurdal overskridelsene skjedde i forbindelse med utkobling av 300 Sauda – Håvik, med behov for delt drift i Saurdal. Dette for å gi spenningsstøtte mot Håvik.
Saurdal	88	03.05.18	Saurdal overskridelsene skjedde i forbindelse med utkobling av 300 Sauda – Håvik, med behov for delt drift i Saurdal. Dette for å gi spenningsstøtte mot Håvik.
Nedre Vinstra	38	09.05.18	Se kommentar under tabell for overskridelser over 301 og 421 kV
Nedre Vinstra	208	11.05.18	Se kommentar under tabell for overskridelser over 301 og 421 kV
Nedre Vinstra	64	12.05.18	Se kommentar under tabell for overskridelser over 301 og 421 kV
Kvilldal	68	15.05.18	Kvilldal overskridelsene skjedde i forbindelse med utkobling av ledninger ut av stasjonen.
Kvilldal	45	16.05.18	Kvilldal overskridelsene skjedde i forbindelse med utkobling av ledninger ut av stasjonen.
Kollsnes	116	25.05.18	Kollsnes overskridelsene skjedde i forbindelse med at 300 Kollsnes – Lindås var utkoblet pga. feil på kabelmuffe.
Kollsnes	112	25.05.18	Kollsnes overskridelsene skjedde i forbindelse med at 300 Kollsnes – Lindås var utkoblet pga. feil på kabelmuffe.
Kollsnes	46	25.05.18	Kollsnes overskridelsene skjedde i forbindelse med at 300 Kollsnes – Lindås var utkoblet pga. feil på kabelmuffe.

Nedre Vinstra	398	06.07.18	300 Fåberg – Nedre Vinstra utkoblet 06.07.18 for feilretting.
Borgund	113	28.07.18	Utkobling av 300 Usta – Hemsil 2 pga. fasebrudd, 28.07.18
Feda	39	31.07.18	Delt drift pga. snitt etter utkobling av 300 Tonstad – Feda 2
Feda	30	08.08.18	Delt drift pga. snitt etter utkobling av 300 Tonstad – Feda 2
Hylen	21	21.08.18	Utkobling av 300 Stord – Spanne medførte behov for spenningsstøtte. Hylen ligger på tamp fra Sauda pga. ombygging av tidligere 300 Hylen – Lyse.
Vågåmo	29	27.09.18	Revisjon på 420 Aura – Viklandet, samt høy flyt nordover på 420 Ørskog – Sogndal medførte problemer med snitt (40 % 420 Ørskog – Viklandet + 300 Vågåmo – Aura). Snittet er på 700 MW, men kan økes til 800 MW når Vågåmo KB1 er tilgjengelig (innkoblet eller i auto). Pga. lave spenninger i nettet valgte man å øke settpunktet på SVC i Sogndal, og å koble inn KB1 i Vågåmo. Dette medførte høye spenninger i Vågåmo.
Nedre Vinstra	141	01.10.18	300 kV Fåberg - Nedre Vinstra og 300 kV Fåberg – Øvre Vinstra koblet ut iht plan. Delt i Fåberg mot Ulven.
Vang	52	02.10.18	300 kV Fåberg - Nedre Vinstra og 300 kV Fåberg – Øvre Vinstra koblet ut iht plan. Delt i Fåberg mot Ulven.
Nedre Vinstra	144	18.10.18	På grunn av tilnærmet 100%-snitt med 300 Sogndal – Aurland på 300 Fåberg – Ø. Vinstra – N. Vinstra ble det delt i Vågåmo mot Øvre Vinstra.
Nedre Vinstra	123	18.10.18	På grunn av tilnærmet 100%-snitt med 300 Sogndal – Aurland på 300 Fåberg – Ø. Vinstra – N. Vinstra ble det delt i Vågåmo mot Øvre Vinstra.
Nedre Vinstra	40	11.11.18	På grunn av tilnærmet 100%-snitt med 300 Sogndal – Aurland på 300 Fåberg – Ø. Vinstra – N. Vinstra ble det delt i Vågåmo mot Øvre Vinstra.
Stokkeland	28	07.12.18	Overskridelse av spenningsnitt medførte behov for innkobling av KB1 i Stølaheia.
Stokkeland	87	31.12.18	Overskridelse av spenningsnitt medførte behov for innkobling av KB1 i Stølaheia.

Totalt var spenningen over 425 og 305 kV i 2 969 minutter.



Årsak til overskridelser

- Nedre Vinstra stasjon ligger radielt forsynt fra sentralnettet. Ved stans på aggregater i Nedre Vinstra er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering. Stans av aggregater og utkobling av ledningene ut av stasjonen har medført problemer med spenningene. Se kommentarer i tabellen over.
- Saurdal stasjon har hatt spenningsoverskridelser som følge av revisjoner i nettet rundt i forbindelse med Vestre Korridor prosjektet, samt spesielle koblingsbilder for å gi spenningsstøtte til revisjoner på Haugalandet.
- Kollsnes stasjon har hatt spenningsoverskridelser pga. utkoblinger på ledning mot Lindås pga. feilretting.
- Revisjon på ledninger ut av Kvilldal stasjon har medført problemer med å holde spenningen nede i stasjonen.

Tiltak

Det foregår flere prosjektet i Statnett som vil medføre endringer i nettet i årene fremover. I Oslo området vil Stor-Oslo prosjektet gjøre tiltak for disse stasjonene, mens det på Sør-Vestlandet er store ombygginger i forbindelse med Vestre-Korridor.

Ellers av mindre prosjektet kan det nevnes at det på Haugalandet ble installert underspenningsvern, og to filtre på 100 MVAR hver i løpet av 2018. Dette vil redusere behovet for spenningsstøtte, og spesielle koblinger i dette området.

Det kan også nevnes at Statnett planlegger ny ledning 420 Lyse – Fagrafjell, som vil bedre forsyningssikkerheten mot Stavanger. Dette vil medføre redusert behov for innkobling av kondensatorbatteri i Stølaheia pga. spenningsnittet man har med dagens nett.

13.1.2 Region nord

Antall minutter med avvik fra nominell spenning (høyere enn 300 kV og 420 kV)

Måned	Antall minutter	Område
Januar	194	Ørskog-Sykkylven-Moskog
Februar	224	Nordland, Ørskog-Sykkylven
Mars	274	Trøndelag
April	1219	Nordland
Mai	1091	Svartisen, Sykkylven
Juni	767	Svartisen, Ørskog-Sykkylven
Juli	366	Nordland, Fræna
August	2577	Svartisen, Ørskog-Moskog
September	5075	Nordland, Trøndelag, Høyanger
Oktober	1834	Nordland, Ørskog-Sykkylven-Ålfoten
November	418	Nordland
Desember	241	Nordland
Sum	14280	

Det har vært tidvis høye spenninger, spesielt i områdene:

- Nordland: mellom Salten-Rana. Dette oppstår spesielt i perioder med brudd i 420 kV nordover eller sørover, og samtidig lite produksjon i de store kraftverkene. Det er 420 kV reaktor i Salten og Svartisen, og SVC-anlegg i Nedre Røssåga som brukes for å avhjelpe de høye spenningene.
- Møre: mellom Ørskog-Moskog. Ved lav effektlyt kan spenningen bli høy, samt hvis noen av de reaktive komponentene i Moskog eller Ørsta er utilgjengelige.

Tiltak for forbedringer vil være blant annet en gjennomgang av innstillinger, noe som gjøres i spenningsprosjektet.

13.2 Prosjekt spenningsregulering

Prosjektet er mer eller mindre i henhold til plan, dvs. med ferdigstillelse innen 2020. Kartleggingen av eksisterende innstillinger på egne reaktive komponenter er ferdigstilt og implementeringen av nye innstillinger har startet. Dialogen med aktuelle produsenter er i gang/pågår og vil fortsette ut dette året i håp om at ønskede endringer utføres ASAP. Så langt har produsentene stilt seg veldig positive til initiativet og ønsket det velkommen.

14 Systemansvarskostnader

14.1 Sammendrag av systemansvarskostnader

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Primærreserver (FCR), herav	117	201	199	98	135	104	104	85	87	114
• <i>Grunnleveranse</i>	22	25	25	24	30	21	21	21	21	19
• <i>Marked</i>	98	190	200	84	147	103	130	97	105	164
• <i>Salg</i>	-2	-14	-26	-10	-42	-20	-48	-33	-39	-70
Sekundærreserver (aFRR)				12	62	20	29	7	13	32
Tertiærreserver (mFRR)	50	79	31	65	87	34	46	75	66	106
Spesialregulering	153	145	173	124	104	275	173	146	110	121
Systemvern	4	6	4	9	13	9	13	11	15	16
Produksjonsflytting	5	19	10	9	9	5	4	7	7	13
Produksjonsglatting							6	10	9	17
Energiopsjoner	9	19	48	35	30	28	20	5	-	-
Reaktiv effekt	13	17	7	3	6	6	4	6	6	6
Omberamming av planlagte driftsstanser	1	0	1	1	2	1	1	1	2	8
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	0	-4	5	22	19	32	20	15	10	8
Sum	351	482	478	378	467	514	420	368	325	441

Tabell 5: Systemdrifts-kostnader og inntekter 2009-2018 (MNOK).

Marked FCR-N	127
Marked FCR-D	0
Marked Aktiveringskostnad	19
Marked SK1-4	0
Salg FCR-N	-36
Salg FCR-D	-14
Salg SK1-4	-20
RKOM-sesong	5
RKOM-uke	101

Tabell 6: Spesifisering av primær- og tertiærreserver for 2018(MNOK).

Primærreserver (FCR)

Primærreserver er automatiske effektreserver som aktiveres i begge retninger for å håndtere den momentane ubalansen mellom produksjon og forbruk. Denne deles inn i FCR-N og FCR-D. FCR-N aktiveres innenfor frekvensområdet 49,90 - 50,10 Hz. FCR-D aktiveres når frekvensen faller under 49,90 Hz og skal være fullt aktivert ved 49,50 Hz.

Statnett som systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok primærreserver og disse handles inn i et eget døgn- og ukemarked for primærreserver. Grunnleveranse er primærreserver som aktørene leverer utenfor døgn/ukemarkedet. Det kan også handles primærreserver med de øvrige nordiske land.

Sekundærreserver (aFRR)

Sekundærreserver er automatiske effektreserver som aktiveres for å bringe frekvensen tilbake til 50,00Hz og frigjøre de aktiverte primærreservene. Systemansvarlig kjøper inn sekundærreserver i et eget ukemarked.

Tertiærreserver (mFRR)

Systemansvarlig har ansvar for at det til enhver tid er nok regulerkraft(effektreserve) tilgjengelig i regulerkraftmarkedet for å holde balanse mellom forbruk og produksjon, samt håndtere vanskelige driftssituasjoner. Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) har som hensikt å sikre regulerkraftmarkedet med tilfredsstillende mengde tertiærreserver. Kjøpet gjennom RKOM kommer i tillegg til det som omfattes av bilaterale avtaler, og består av et ukemarked og et sesongmarked.

Spesialregulering

Spesialregulering er opp- eller nedregulering som blir benyttet utenom prisrekkefølge i regulerkraftmarkedet. Normalt vil bud som blir benyttet for å håndtere ubalanser i systemet bli ordinære reguleringer. Bud brukt for å avlaste lokale flaskehalsen innenfor et elspotområde, håndtere feilsituasjoner og andre spesielle årsaker blir spesialreguleringer. Systemansvarlig dekker kostnaden som oppstår ved spesialregulering mens ordinære reguleringer inngår som en del av balanseoppjøret aktørene imellom.

Systemvern

Systemvern er automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet. Systemvern omfatter belastningsfrakobling (BFK), produksjonsfrakobling (PFK), nettsplitt og nødeffekt på HVDC forbindelsene. Systemvern utløses ved utfall av spesifikke komponenter (linjer) eller hvis uønskede frekvens-, spenning- eller strømgrenser nås. Nødeffekt er systemvern som reduserer import/eksporten på HVDC-kabler ved overlast og utfall på utvalgte overføringslinjer. Forskriften skiller mellom hendelsesstyrt og frekvensstyrt systemvern. Systemansvarlig anser alt systemvern som ikke løser ut ved uønsket frekvens (frekvensvern) til å være hendelsesstyrt.

Bruk og hensikt med å installere systemvern kan oppsummeres til følgende hovedområder:

- Øke overføringskapasitet i definerte snitt
- Redusere avbruddsomfang ved enkeltutfall
- Redusere risiko for nettsammenbrudd ved produksjonsbortfall i Norden (frekvensvern)
- Hindre lokalt nettsammenbrudd

Noen systemvern er installert for å kunne fylle flere av disse rollene.

Systemansvarlig betaler produsenter en årlig godtgjørelse for å ha PFK installert, i tillegg til en ekstra godtgjørelse ved frakopling av aggregater. Forbruk tilkoblet regional- eller sentralnettet, som er omfattet av BFK, får kompensasjon for de reelle kostnadene ved en frakopling. Kostnader ved utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett dekkes gjennom KILE-ordningen.

Produksjonsflytting

Dette innebærer en fremskynding eller utsettelse av planlagt produksjonsendring med inntil femten minutter med den hensikt å få bedre samsvar mellom planlagt produksjon og forventet forbruksutvikling. Systemansvarlig betaler produsentene for dette.

Produksjonsglatting

Produksjonsglatting er en frivillig ordning som tilbys konsesjonærer med fleksibel kraftproduksjon som jevnlig har produksjonsendringer over et timeskift ≥ 200 MW pr. elspotområde. Ved produksjonsglatting bestiller Statnett en fordeling av produksjonsendringer over timen som er tilpasset kraftsystemets behov. Formålet er å redusere de strukturelle ubalansene i kraftsystemet. Dette er ubalanser innenfor driftstimen som skyldes en forutsigbar og ikke ideell tilpasning i planfasen mellom produksjon, forbruk og utveksling som følge av at profilene på endringer i produksjon, forbruk og kraftflyt ut/inn av systemet er ulike.

Energiopsjoner

En avtale som gir Statnett rett til å kreve at en forbruksenhet reduserer sitt forbruk i en svært anstrengt kraftsituasjon. Bedriftene som deltar i ordningen har forpliktet seg til å kunne redusere sitt strømforbruk i noen uker dersom det oppstår en situasjon med stor fare for rasjonering. Bedriftene får i første omgang betalt for denne opsjonen, eller muligheten. I tillegg vil bedriftene få betalt ved en eventuell innløsning av opsjonene.

Reaktiv effekt

Reaktiv effekt er en lokal tjeneste knyttet til spenningen i nettet. Ulike nettkomponenter vil kunne bidra både til å levere og forbruke reaktiv effekt. Generelt gjelder at ved høy last i nettet er det behov for leveranse av reaktiv effekt mens det ved lav last er behov for å forbruke reaktiv effekt. Slike forhold håndteres i hovedsak ved hjelp av installasjoner som kondensatorbatterier, reaktorer og SVC-anlegg. Ved raske endringer i nettspenningen pga. plutselige hendelser vil generatorer gi viktige bidrag for å opprettholde ønsket spenning. Ved spesielle behov betaler systemansvarlig produsenter for reaktiv effekt.

Netto kjøp av balanse- og effektkraft

Balansekraft er differansen mellom planlagt handel og målt utveksling over utenlandsforbindelsene. Effektkraft er en avtalt økt eller redusert utveksling mot utlandet. Effektkraft utveksles som et ledd i å håndtere nettproblem i ett av landene, både ved intakt nett og ved feil. Statnett selger og kjøper både balanse- og effektkraft.

Omberamning av planlagte driftsstanser

Systemansvarlig definerer hvilke driftsstanser som skal innmeldes og godkjennes av systemansvarlig. Systemansvarlig har som mål å koordinere driftsstanser på en slik måte at alle konsesjonærer gis mulighet til å gjennomføre nødvendig vedlikehold i løpet av året. I henhold til FoS skal merkostnader ved omprioritering av godkjente driftsstanser betales av den som har initiert omprioriteringen. Dette

kan være systemansvarlig, produsenter eller berørte nettselskap som selv ønsker å omprioritere sine driftsstanser.

14.2 Utviklingen i kostnader over tid (2009-2018)

De totale systemdriftskostnadene hadde en stigende tendens frem til 2010, mens kostnadsnivået i perioden etterpå har variert rundt et forholdsvis stabilt nivå. Kostnaden i 2018 var rundt gjennomsnittet for denne perioden, men noe høyere enn 2017. Den største økningen fra 2017 var kostnader til tertiærreserver. Årsaken til dette var at vinteren 2018 var lang og forholdsvis kald.

Alle systemdriftskostnader er i større eller mindre grad avhengig av tilfeldigheter eller forhold systemansvarlig ikke har kontroll på. Dette kan være hydrologiske forhold som påvirker utvekslingen av energi med utlandet, vintertemperaturen som avgjør forbruksnivået, prisnivået i markedet, planlagte utkoblinger eller store/langvarige feil i nettet som kan medføre høye spesialreguleringskostnader.

Kostnadene for tertiærreserver skyldes at Statnett sikrer tilgang på effektressurser gjennom Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). RKOM er delt i to markeder: RKOM-sesong og RKOM-uke. RKOM-sesong er først og fremst for aktører som trenger forutsigbarhet for å stille reserver. RKOM-uke er for aktører som vil bevare fleksibilitet mellom elspotmarkedet og RKOM og ikke binde effekt for en hel sesong. Kravet til tertiærreserver fremkommer i Nordisk systemdriftsavtale, men Statnett anskaffer reserver utover dette for å dekke ubalanser i Norge. Høyt forbruk, høye elspotpriser og høy eksport i vinterperioden gir økte kostnader til tertiærreserver. Kostnadene påløper hovedsakelig i perioden november-mars, men sesongen har blitt lenger de seneste årene fordi eksportkapasiteten har økt. Vinteren 2017/2018 var forholdsvis lang og kald, og kostnadene til tertiærreserver ble høyere enn den har vært de siste 10 årene. I en normal vinter vil en del av reservekravet for mFRR dekkes av frivillige bud i RK-markedet. Denne vinteren ble hele reservekravet anskaffet gjennom RKOM i alle uker fra uke 1-17. Spesielt i uke 5 (10,7 mill) og uke 9 (13,6 mill) ble kostnadene høye fordi det på innkjøpstidspunktet var forventet svært kaldt vær med høyt forbruk og høye priser i energimarkedene. En annen årsak til kostnadsøkningen er at i vintersesongen (januar, februar, mars og desember) økte energimarkedsprisene med 32 % fra 2017 til 2018, og med hele 68 % fra 2016 til 2018. Det er forventet at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil bli høyere de kommende årene med økt eksportkapasitet.

I motsetning til tertiærreserver påløper kostnadene for primærreserver hovedsakelig i sommerhalvåret og er nært knyttet til den hydrologiske situasjonen. Det er i hovedsak magasinverk som leverer primærreserver. Tørrår med mye import og lav produksjon i magasinverk gir høye kostnader ved at aggregat må holdes roterende i perioder hvor prisbildet i energimarkedet tilsier at de burde stått. Det kan også bli høye priser i perioder hvor tilsiget er høyt og magasinverkene produserer opp mot maksimal effekt. Dette er fordi leveranse av primærreserver krever ledig effekt på aggregatet. Nasjonale krav til primærreserver fastsettes i den nordiske systemdriftsavtalen. Ved introduksjonen av markedet for primærreserver i januar 2008 ble kravet til generell statikk på aggregater i Norge endret fra 6 % til 12 %. For Statnetts del har dette medført at et større kvantum må anskaffes gjennom markedsordningene. I tillegg kommer faktorer som økt importkapasitet og større innslag av ikke-regulerbar produksjon, som kan fortrenge produksjon fra magasinverk. Om økt utvekslingskapasitet øker kostnadene, avhenger av den hydrologiske situasjonen og prisbildet i sommermånedene. I en eksportsituasjon kan den økte utvekslingskapasiteten tvert om redusere kostnadene. På tross av forholdsvis lav magasinutfylling og lave tilsig sommeren 2018, var produksjonen fra magasinverk høy, som den har vært hver sommer siden 2011. Kostnadene i 2018 ble noe høyere enn foregående år, men bare omtrent halvparten av toppårene 2010 og 2011. En endring som ble gjort før sommeren

2016, som isolert sett kunne økt kostnadene, var at det generelle kravet til statikkinnstilling forble på 12 % gjennom sommeren. Fra sommeren 2018 er dette å anse som en varig endring.

Sekundærreserver er en relativt ny type reserve i Norden. Fra 2014 er det kjøpt reserver i timene med forventet størst endring i utveksling og forbruk. I 2018 ble det fremdeles anskaffet et begrenset volum i et forholdsvis lavt antall timer, men for første gang ble det anskaffet sekundærreserver hele året, også på sommeren. Forventningene er at antall timer med sekundærreserver, og dermed også kostnadene, øker fremover.

Spesialreguleringskostnadene var forholdsvis lave i 2018. Spesialreguleringskostnadene henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehals. Størstedelen av kostnadene kommer av feil, planlagte utkoblinger eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et kort tidsrom. Den mest spesielle perioden i 2018 var flommen på Vestlandet i uke 41 og 42, med store nedreguleringsbehov på grunn av lokale flaskehals. I disse to ukene ble det brukt ca. 15 MNOK på spesialregulering. Det var også mer spesialregulering enn normalt i de varmeste sommerukene. Dette skyldes at ved lufttemperaturer over 30 grader, blir kapasiteten i deler av linjenettet svært lav. Svært få feil og utfall i 2018 trekker spesialreguleringskostnadene ned. Dagens elspotinndeling er også robust med tanke på å håndtere mange ulike situasjoner i planfasen, med mindre bruk av spesialregulering.

Antall systemvern har økt siste årene, og mange nye systemvern er i ferd med å bli satt i drift. Dette vil medføre en økning i kostnadene til systemvern fremover. Noen systemvern blir også fjernet fordi investeringer i nettet gjør dem overflødige, men det totale antall systemvern går likevel opp. Kostnadene for systemvern vil alltid variere ettersom deler av kostnadene er knyttet til feil i nettet som gir utløsning av systemvernfunksjon. Kostnadene for systemvern fordeler seg mellom PFK og BFK. For aktivering av BFK/PFK påløper det ingen utgifter og denne faktoren påvirker derfor heller ikke kostnadene. Kostnader for BFK kommer ved utløsning, dvs at feil i nettet kobler ut forbruk. I 2017 var utgifter for BFK ca. 6 MNOK, mot 4 MNOK i 2018. I 2016 var det ingen kostnader for BFK. En utfordring, spesielt ifm forbruksutkoblinger, er at fakturering ikke kommer tidsnok til å bli med i regnskapet for det aktuelle året. Utgiftene kan estimeres men avviket mellom estimert og reell kostnad kan bli stort. Utgiftene for BFK reflekterer derfor ikke nødvendigvis de reelle kostnadene ved forbruksfrakobling for et år. Kostnadene for PFK var høyere i 2018 enn i 2017, og skyldes at flere aggregat fikk PFK-utløsning. I tillegg kommer årlig godtgjørelse til produsenter med installert PFK. Denne kostnaden har ikke endret seg vesentlig de siste årene.

Kostnadene for produksjonsglattung og produksjonsflytting nær doblet seg fra 2017. Kostnaden for begge disse produktene er direkte koblet til volumet som blir flyttet/glattet, og energiprisen. Energiprisen var 50 % høyere i gjennomsnitt i 2018 enn i 2017, og volumet økte med hhv 14% og 32%. Det økte volumet skyldes større endringer i produksjon og utveksling innenfor døgnet. Dette kan igjen kobles til at 2017 var et år med hovedsakelig eksport, mens den tørre sommeren og dårligere hydrologiske balansen utover i 2018 medførte mer volatil utveksling, med hovedsakelig import på natt.

Øvrige systemdriftskostnader har variert noe fra år til år, uten at det er en fast trend. I 2018 har spesielt kostnader til erstatning ved flytting av driftsstanser økt betydelig. Dette skyldes i stor grad at berørte aktører har blitt mer oppmerksomme på at de kan søke erstatning for faktiske utgifter ved flytting.

Statnett bruker interne ressurser på utvikling av markedsløsningene og kjøp av de ulike systemtjenestene i Statnetts markedsordninger. Disse kostnadene fremkommer ikke i Tabell 1. Omfanget av markedsordninger har økt, og økt utnyttelse av nettet har gitt en mer kompleks systemdrift. Dette har medført at den totale ressursbruken i Statnett knyttet til systemansvaret er større enn tidligere. Kommende år skal flere markeder endres slik at innkjøpene blir gjort oftere, med kortere tidshorison. Dette vil medføre økt ressursbruk til innkjøp av systemtjenester. Utvikling av markedsløsninger har gitt vesentlig ressursbruk knyttet til utvikling av IT-systemer.

14.3 Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene

Flaskehalsinntekter på alle forbindelser

Tabell 3 viser Norges andel av handelsinntektene internt og mot andre land på månedsbasis. I dag får Norge 50 % av flaskehalsinntektene på alle grenseforbindelser, og 100 % av flaskehalsinntektene på forbindelsene internt i Norge. Norges andel passerte i 2015 for første gang en milliard kroner i handelsinntekter, og dette ble fulgt opp i 2016 og 2017 med henholdsvis 1170 MNOK og 1030 NOK, i 2018 var dette 991 MNOK. Den største andelen av handelsinntektene i 2018 ble generert som følge av krafthandel med utlandet. Mot Sverige var flaskehalsinntektene på et lavere nivå enn tidligere år, mye grunnet lavere prisforskjeller, særlig mellom NO1-SE3, som står for store deler av utvekslingen mot Sverige.

For Danmark var flaskehalsinntektene på et lignende nivå som 2017, og nivået mot Nederland holder seg som normalt etter at 2016 genererte særdeles lave flaskehalsinntekter. Også internt i Norge er nivået nærmere normalen etter rekordåret 2016 da det ble generert eksepsjonelt høye flaskehalsinntekter som følge av høyt forbruk på Østlandet på vinteren.

Enkelthendelser som bidrar til en liten økning i innenlandske flaskehalsinntekter er kulden i uke 9, som rammet hele Norden og bidro til høye priser, med unntak av for NO2 og NO5 som fikk lavere priser grunnet import fra DK1. De store prisforskjellene og stor flyt bidro til høye inntekter for NO1-NO5 og NO2-NO5 i mars.

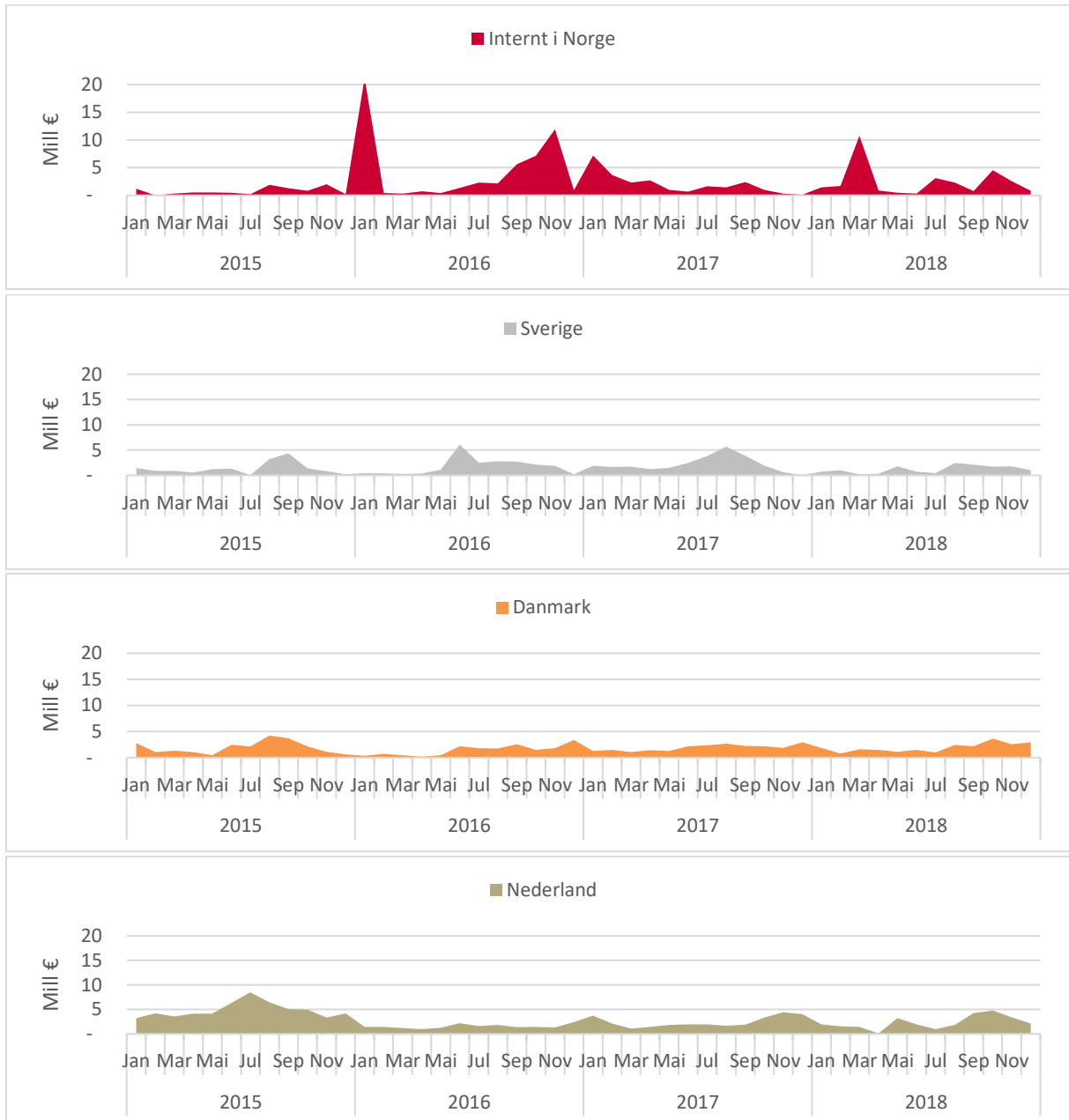
15.- og 16. oktober førte fare for flom og medfølgende høy produksjon til at prisene kollapset i NO5, hvilket resulterte i høy inntekt NO1-NO5, om lag 100 ganger så stor inntekt per dag sammenlignet med normalt.

I forbindelse med idriftsettelsen av SK4 fra årsskiftet 2014/2015 mottar Norge ytterligere handelsinntekter tilknyttet krafthandel med Danmark. I tillegg til flaskehalsinntekter generert over SK4-kabelen, inkluderer disse en andel av flaskehalsinntekten som oppstår ved grensen mellom Jylland og Tyskland (DK1-DE), samt videresalg av systemtjenester over forbindelsen. 100 MW av den totale kapasiteten over Skagerrak er reservert handel av aFRR, samtidig som vi leverer 10 MW FCR over forbindelsen.

Figur 37 viser Norges andel av flaskehalsinntektene internt i Norge, over forbindelsene mot Sverige, og Skagerrak-forbindelsene mot Danmark, og over NorNed-kabelen til Nederland, på månedsbasis.

		NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	DK1- NO2	NO2-NL
2015	Jan	0,5	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	1,2	0,1	0,1	0,0	3,5	3,2
	Feb	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,0	0,0	1,8	4,2
	Mar	0,0	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0	2,2	3,6
	Apr	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,4	0,1	0,1	0,0	1,7	4,1
	Mai	0,0	0,2	0,0	0,0	0,4	0,0	0,6	0,3	0,2	0,1	1,2	4,1
	Jun	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	1,0	0,1	0,1	0,1	3,4	6,3
	Jul	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	3,3	8,5
	Aug	0,5	0,0	0,4	0,3	0,7	0,0	2,4	0,2	0,1	0,1	4,9	6,5
	Sep	0,0	1,1	0,0	0,0	0,3	0,0	4,1	0,3	0,2	0,1	4,4	5,1
	Okt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	1,1	0,0	0,2	0,1	2,9	5,0
	Nov	0,5	0,0	0,8	0,0	0,6	0,0	0,5	0,1	0,2	0,1	1,7	3,3
	Des	0,5	0,1	0,5	0,1	0,7	0,0	1,3	0,2	0,3	0,0	1,2	4,2
2016	Jan	8,4	-0,2	12,7	0,0	0,2	0,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,8	1,5
	Feb	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	1,3	1,5
	Mar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,2	0,0	0,1	0,0	1,1	1,2
	Apr	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,8	1,0
	Mai	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	-0,1	0,8	0,1	0,2	0,1	1,3	1,2
	Jun	0,0	0,6	0,3	0,0	1,2	-0,8	4,6	0,6	0,7	0,2	2,8	2,2
	Jul	0,0	1,0	1,4	0,4	0,5	-1,0	1,8	0,1	0,5	0,1	2,5	1,6
	Aug	0,0	0,7	1,0	0,3	1,2	-1,1	2,0	0,3	0,4	0,1	2,4	1,8
	Sep	0,2	0,1	3,6	0,9	1,2	-0,4	1,9	0,2	0,6	0,1	3,2	1,4
	Okt	1,6	0,1	3,0	0,0	2,7	-0,2	1,2	0,1	0,8	0,1	2,1	1,4
	Nov	4,4	0,3	4,1	0,0	3,2	-0,1	0,7	0,3	0,9	0,0	2,5	1,3
	Des	3,3	0,0	4,3	0,0	1,9	-0,1	0,7	0,4	0,8	0,2	4,2	2,4
2017	Jan	1,7	0,1	2,8	0,1	2,4	0,1	0,3	0,4	1,0	0,3	2,2	3,7
	Feb	0,2	-0,2	0,8	0,1	2,5	0,3	0,5	0,1	0,8	0,3	2,1	2,1
	Mar	0,1	-0,1	0,1	0,0	2,1	0,1	0,4	0,2	1,0	0,2	1,8	1,1
	Apr	0,7	0,0	0,0	0,1	1,9	0,0	0,4	0,0	0,5	0,3	2,3	1,5
	Mai	0,1	0,1	0,1	0,0	1,0	-0,3	0,8	0,1	0,5	0,2	2,1	1,8
	Jun	0,0	0,1	0,2	0,0	0,4	-0,1	1,6	0,4	0,4	0,1	2,9	2,0
	Jul	0,0	0,1	0,0	0,0	1,3	0,2	1,4	0,7	1,6	0,0	3,1	2,0
	Aug	0,1	0,0	0,2	0,0	1,0	0,1	2,5	1,0	2,0	0,2	3,1	1,7
	Sep	0,0	0,0	0,1	0,0	2,1	0,2	2,5	0,4	0,9	0,1	3,0	1,9
	Okt	0,4	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1	1,6	0,1	0,2	0,0	3,2	3,3
	Nov	0,1	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,5	0,0	0,0	0,0	2,8	4,0
	Des	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	0,2	0,2	0,2	0,1	4,1	4,0
2018	Jan	0,3	0,0	0,3	0,0	0,8	0,0	0,2	0,1	0,3	0,1	1,8	1,2
	Feb	0,1	0,0	0,1	0,0	1,1	0,4	0,6	0,1	0,3	0,1	0,8	1,5
	Mar	5,6	0,0	4,0	0,1	0,0	1,1	0,2	0,0	0,0	0,0	1,6	1,4
	Apr	0,6	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1	0,1	0,0	1,5	0,1
	Mai	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,2	0,8	0,5	0,5	0,0	1,1	3,2
	Jun	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,1	0,1	0,1	1,5	1,9
	Jul	0,7	0,0	1,5	0,0	0,8	0,1	0,0	0,1	0,3	0,1	1,0	1,0
	Aug	0,4	0,0	1,3	0,0	0,4	0,1	1,3	0,4	0,6	0,1	2,4	1,8
	Sep	0,0	-0,1	0,2	0,0	0,4	0,2	1,6	0,2	0,3	0,1	2,2	4,2
	Okt	0,0	0,0	3,8	0,2	0,2	0,4	1,3	0,3	0,0	0,1	3,6	4,8
	Nov	0,0	0,0	1,9	0,2	0,4	0,0	1,4	0,1	0,2	0,1	2,6	3,4
	Des	0,0	0,0	0,4	0,0	0,4	-0,1	0,4	0,3	0,3	0,1	3,0	2,1

Tabell 7: Norges andel av flaskehalsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR].



Figur 37: Norges andel av flaskehalsinntektene [MEUR].

Flaskehalsinntekter og kostnader for overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet

Figur 38 viser de totale flaskehalsinntektene generert på likestrømsforbindelsene, NorNed- og Skagerrak-kablene, på kvartalsbasis, med tilhørende kostnader i forbindelse med overføringstap.

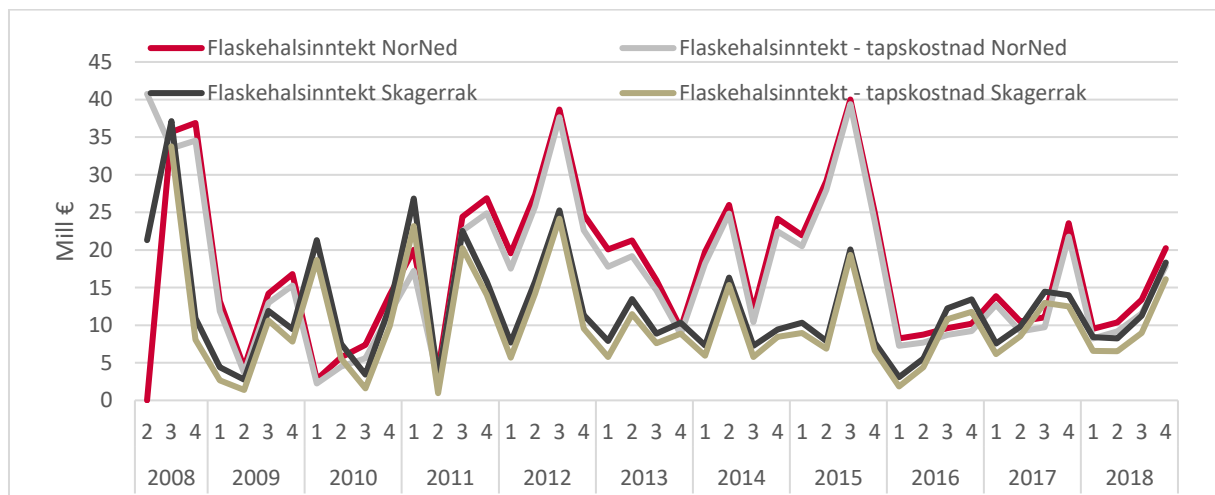
Verdiene rapportert under er totale flaskehalsinntekter på forbindelsene, og ikke Norges andel.

Flaskehalsinntektene for begge kablene deles nå likt mellom de to relevante TSOene.

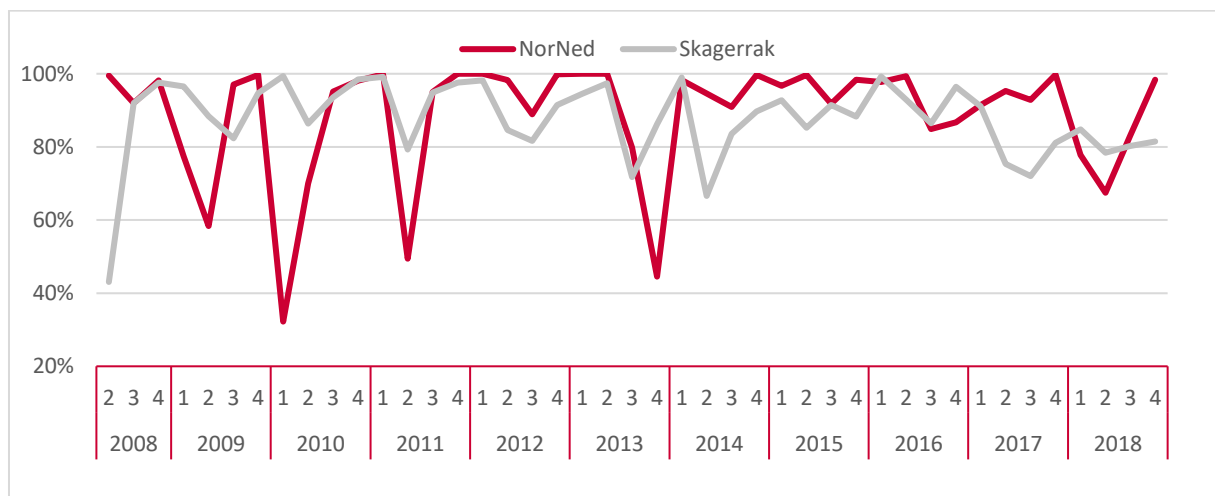
På NorNed var det eksplisitt auksjon frem til januar 2011. Flaskehalsinntekten som er rapportert er beregnet ut fra planlagt flyt på kabelen og prisforskjell i de to spotmarkedene.

Inntekten generert over kablene varierer mye fra kvartal til kvartal. Dette skyldes prisforskjeller, samt varierende kraftoverføring over forbindelsene. Prisene i Norge avhenger av hydrologien og vannmagasinbeholdningen, mens prisene på kontinentet har en viss korrelasjon mot brenselprisene på kull og gass og prisen for utslipp av CO₂. Figur 39 viser den varierende tilgjengelighet på kablene. Feil og revisjoner er de viktigste årsakene til redusert kapasitet.

Mens flaskehalsinntektene er avhengig av prisforskjellen er tapskostnadene avhengig av prisnivå. Dette resulterer i at forholdet mellom flaskehalsinntekt og tapskostnad kan variere betydelig. Tapene på begge kablene tilsvarer i gjennomsnitt omtrent 4 % av den overførte energien.



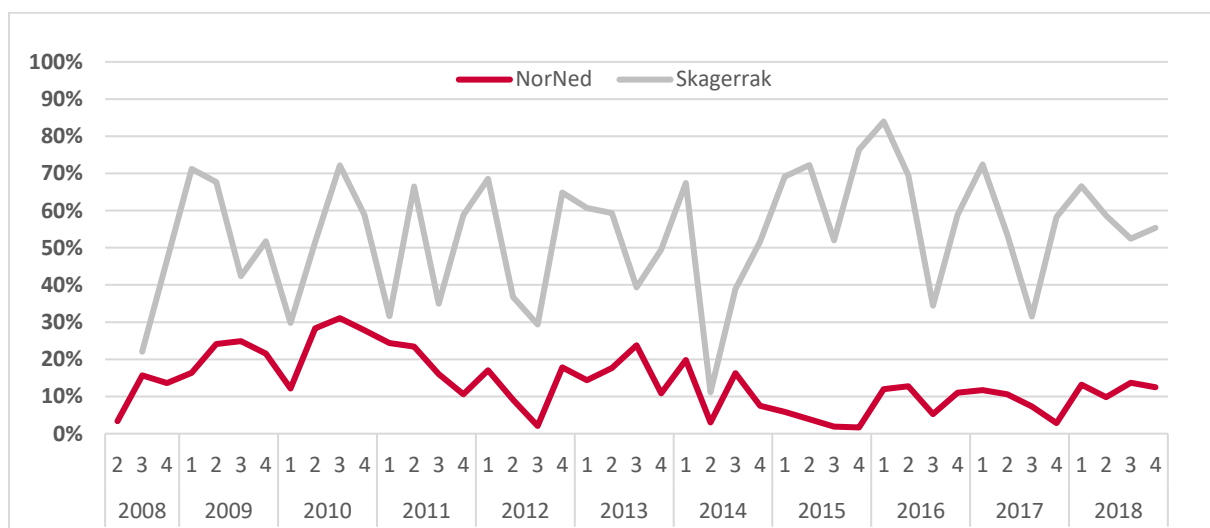
Figur 38: Flaskehalsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak.



Figur 39: Tilgjengelig kapasitet på NorNed og Skagerrak.

Figur 40 viser andelen timer der tapskostnaden som resultat av at kraftflyten overgår flaskehalsinntekten. Det er her lagt til grunn at tapene for hver time kjøpes til spotprisen i det eksporterende landet. De reelle kostnadene ved å sikre dekning for tapene kan være noe høyere. I 2018 overgår tapskostanden flaskehalsinntekten i 58 % av timene på Skagerrak og 12 % av timene på NorNed. I november 2015 ble implisitt tapshåndtering introdusert på NorNed. Dette innebærer at tapskostnaden blir tatt med i fastsettelsen av hvor høy effekt som overføres, og resulterer i at det i hovedsak ikke vil være kraftoverføring over kabelen i de timene hvor tapskostnaden tilknyttet overføringen overgår nytten generert av handelen. Et unntak er timer med ramping, når kraftflyten over forbindelsen snur retning.

Tabell 8 og Tabell 9 viser de totale flaskehalsinntektene generert på likestrømsforbindelsene på kvartalsbasis, med tilhørende kostnader i forbindelse med overføringstap. Verdiene rapportert under er totale flaskehalsinntekter på forbindelsene, og ikke Norges andel. Flaskehalsinntektene for begge kablene deles nå likt mellom de to relevante TSO-ene.



Figur 40: Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten.

NorNed	Flaskehalsinntekter (mill. €)	Tapskostnad (mill. €)	Tap som andel av flaskehalsinntektene (%)	Differanse (mill. €)
2010	29,9	6,0	20 %	23,9
1. kvartal	2,8	0,5	19 %	2,2
2. kvartal	5,7	1,2	21 %	4,5
3. kvartal	7,4	1,8	25 %	5,6
4. kvartal	14,0	2,4	17 %	11,6
2011	75,3	7,9	10 %	67,5
1. kvartal	20,0	2,8	14 %	17,2
2. kvartal	4,0	1,2	29 %	2,8
3. kvartal	24,4	1,9	8 %	22,5
4. kvartal	26,9	2,0	7 %	24,9
2012	110,3	6,7	6 %	103,6
1. kvartal	19,6	2,1	11 %	17,5
2. kvartal	27,3	1,6	6 %	25,8
3. kvartal	38,7	1,0	3 %	37,7
4. kvartal	24,7	2,1	8 %	22,6
2013	67,1	6,5	10 %	60,6
1. kvartal	20,1	2,3	12 %	17,8
2. kvartal	21,3	2,1	10 %	19,2
3. kvartal	16,2	1,3	8 %	14,9
4. kvartal	9,6	0,8	8 %	8,8
2014	81,8	5,9	7 %	75,9
1. kvartal	19,8	1,6	8 %	18,2
2. kvartal	26,0	1,1	4 %	24,8
3. kvartal	11,9	1,5	13 %	10,4
4. kvartal	24,2	1,7	7 %	22,5
2015	116,5	4,5	4 %	112,0
1. kvartal	22,0	1,5	7 %	20,5
2. kvartal	29,2	1,2	4 %	28,0
3. kvartal	40,0	0,6	2 %	39,4
4. kvartal	25,4	1,2	5 %	24,2
2016	36,6	4,0	11 %	32,6
1. kvartal	8,2	1,0	12 %	7,2
2. kvartal	8,7	1,1	12 %	7,7
3. kvartal	9,6	0,9	9 %	8,7
4. kvartal	10,0	1,0	10 %	9,0
2017	58,9	5,6	9 %	53,4
1. kvartal	13,9	1,1	8 %	12,7
2. kvartal	10,5	1,3	13 %	9,2
3. kvartal	11,0	1,3	12 %	9,7
4. kvartal	23,5	1,8	8 %	21,8
2018	55,1	6,7	12 %	48,4
1. kvartal	9,8	1,3	13 %	8,5
2. kvartal	10,6	1,2	11%	9,4
3. kvartal	14,1	1,8	13 %	12,3
4. kvartal	20,6	2,4	12%	18,2

Tabell 8: Flaskehalsinntekter og overføringstap på NorNed [MEUR].

Skagerrak	Flaskehalsinntekter (mill. €)	Tapskostnad (mill. €)	Tap som andel av Flaskehalsinntektene (%)	Differanse (mill. €)
2010	44,7	9,0	20 %	35,6
1. kvartal	21,3	2,6	12 %	18,7
2. kvartal	7,5	2,0	26 %	5,5
3. kvartal	3,4	1,8	54 %	1,6
4. kvartal	12,5	2,6	21 %	9,9
2011	68,1	9,7	14 %	58,4
1. kvartal	26,8	3,6	14 %	23,2
2. kvartal	2,9	2,0	67 %	1,0
3. kvartal	22,5	2,3	10 %	20,2
4. kvartal	15,8	1,8	11 %	14,0
2012	60,1	6,5	11 %	53,6
1. kvartal	7,7	2,0	26 %	5,7
2. kvartal	15,8	1,6	10 %	14,2
3. kvartal	25,3	1,1	4 %	24,2
4. kvartal	11,3	1,8	16 %	9,6
2013	40,6	6,9	17 %	33,8
1. kvartal	8,0	2,1	27 %	5,8
2. kvartal	13,5	2,0	15 %	11,5
3. kvartal	8,9	1,3	14 %	7,6
4. kvartal	10,3	1,4	14 %	8,9
2014	40,4	4,9	12 %	35,5
1. kvartal	7,3	1,4	19 %	5,9
2. kvartal	16,3	1,0	6 %	15,3
3. kvartal	7,3	1,1	15 %	6,2
4. kvartal	9,4	1,0	11 %	8,4
2015	46,0	4,2	9 %	41,8
1. kvartal	10,3	1,4	13 %	9,0
2. kvartal	7,9	1,0	13 %	6,9
3. kvartal	20,1	0,7	4 %	19,3
4. kvartal	7,7	1,1	14 %	6,6
2016	34,3	5,5	16 %	28,8
1. kvartal	3,1	1,2	39 %	1,9
2. kvartal	5,6	1,2	21 %	4,4
3. kvartal	12,2	1,4	12 %	10,8
4. kvartal	13,4	1,7	12 %	11,8
2017	45,8	5,7	12 %	40,1
1. kvartal	7,6	1,4	19 %	6,1
2. kvartal	9,8	1,3	13 %	8,5
3. kvartal	14,5	1,5	10 %	12,9
4. kvartal	14,0	1,5	11 %	12,5
2018	46,2	8,0	17 %	38,2
1. kvartal	8,4	1,8	21 %	6,6
2. kvartal	8,2	1,7	21 %	6,5
3. kvartal	11,2	2,3	21 %	8,9
4. kvartal	18,3	2,2	12 %	16,1

Tabell 9: Flaskehalsinntekter og overføringstap på Skagerrak [MEUR].

15 Flaskehalskostnader og spesialregulering

15.1 Markedskostnader⁴ ved flaskehals mellom elspotområder

Markedskostnadene er presentert i tabell 6. For at de beregnede kostnadene skal kunne relateres til forhold Statnett kan påvirke i driften, tas det bare hensyn til kostnader som kommer av feil eller driftsstanser. Kostnader som skyldes feil eller begrensinger i utlandet er trukket ut av beregningene fram tom. 2010. Fra 2011 er feil/driftsstanser på utenlandsk side tatt med når de påvirker handelsgrensene. 2011-tallene og senere er derfor ikke uten videre sammenlignbare med tidligere år i tabellen. Flaskehalskostnader ved intakt nett er ikke tatt med for noen av årene.

Figur 41 til 51 viser antall timer med flaskehals på hver elspotkorridor (import og eksport) ved kapasitetsreduksjon grunnet feil og driftsstans.

Korridor	Årsak	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
NO1 – SE3	Driftsstans	0	73	112	126	251	303	97	96	192	53
	Feil/utfall	117	0	0	0	4	0	12	164	34	15
NO3 – SE2 ¹	Driftsstans		14	3	3	10	1	10	9	9	14
	Feil/utfall		0	2	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – SE1 ²	Driftsstans	116	14	11	13	11	5	40	133	118	45
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	2	0	3	0
NO4 – SE2	Driftsstans				4	4	2	15	65	70	26
	Feil/utfall				0	0	0	1	0	1	0
NO2 – DK1	Driftsstans	19	20	16	95	96	90	170	55	133	148
	Feil/utfall	1	3	5	0	0	0	7	0	20	5
NO2 – NL	Driftsstans	24	8	12	47	55	34	71	40	61	42
	Feil/utfall	61	168	38	1	147	3	0	4	4	63
NO1 – NO2 ³	Driftsstans		1	0	10	6	3	2	6	13	39
	Feil/utfall		0	0	8	9	5	4	41	27	0
NO1 – NO5 ³	Driftsstans		1	6	1	0	4	6	3	7	55
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	4	87	14	0
NO2 – NO5 ³	Driftsstans		0	17	4	0	0	0	1	0	1
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans		9	2	9	6	3	28	165	152	26
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	1	0	2	0
NO5-NO3	Driftsstans									12	2
	Feil/utfall									0	0
Sum		338	311	224	321	599	453	470	869	872	534

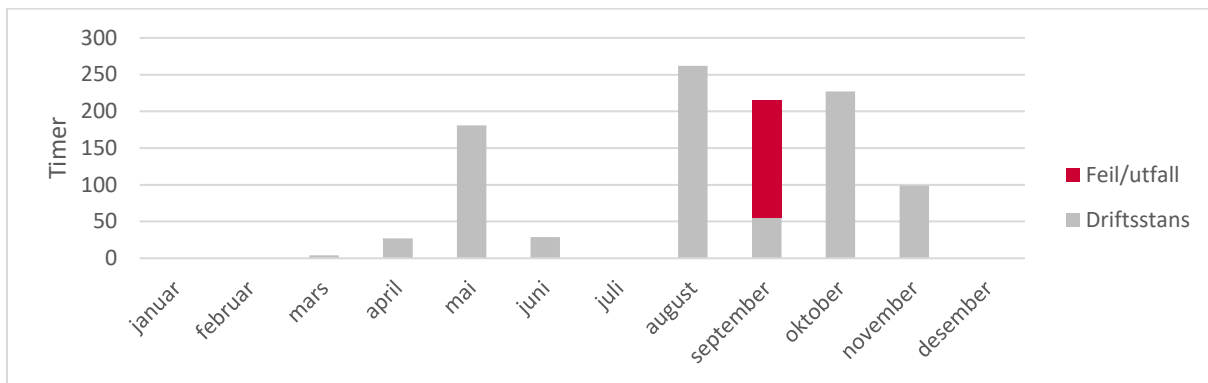
Tabell 10: Markedskostnader⁴ (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet.

¹ Flaskehals NO3 – SE2 ligger inne i NO4 – SE1 t.o.m. 2009.

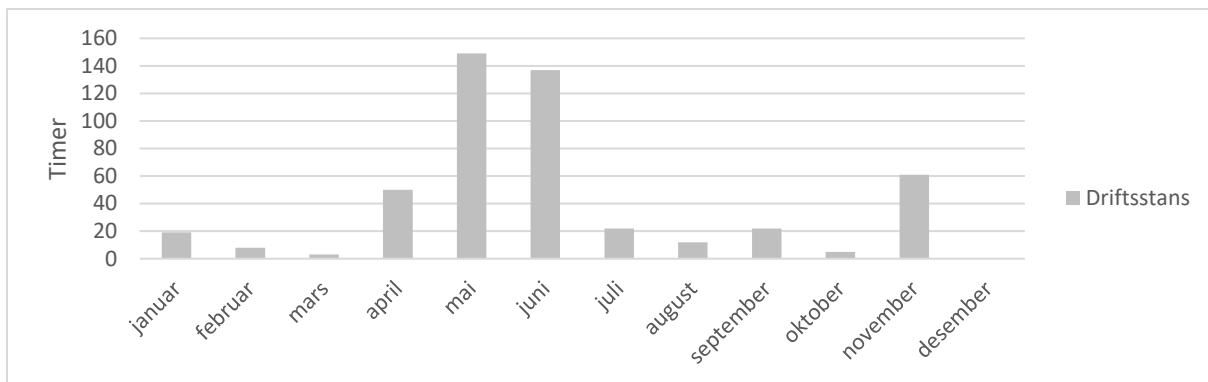
² Flaskehals NO4 – SE2 ligger inne i NO4 – SE1 t.o.m. 2011.

³ Sør-Norge ble delt i tre prisområder i 2010.

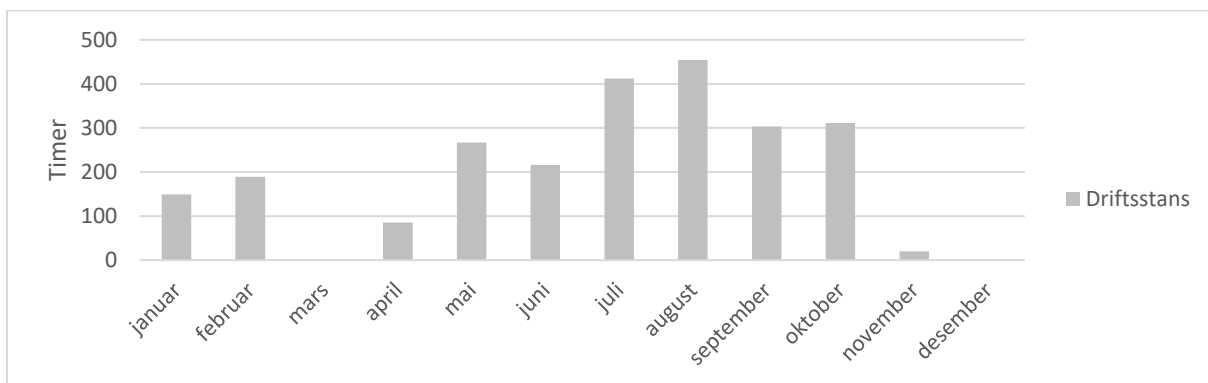
⁴ Markedskostnader beregnes som: kapasitetsreduksjon*prisforskjell (mellom områdene).



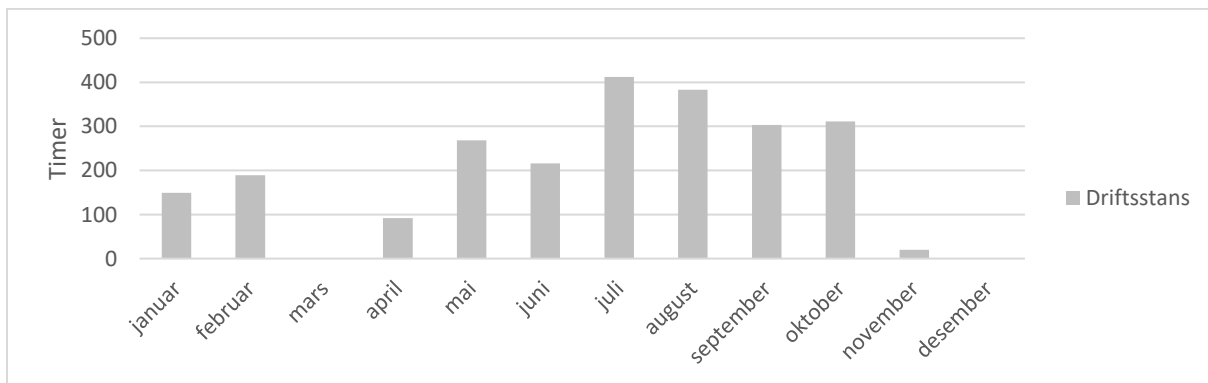
Figur 41: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO1 og SE3.



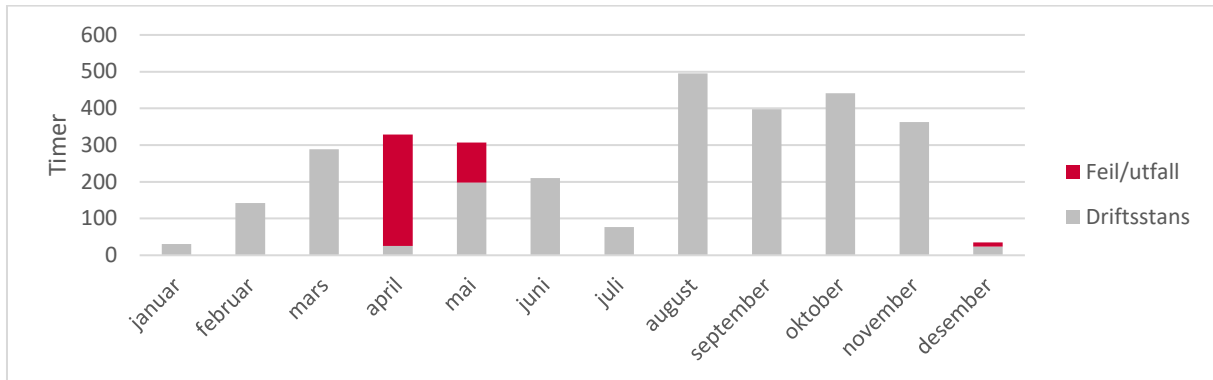
Figur 42: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO3-SE2.



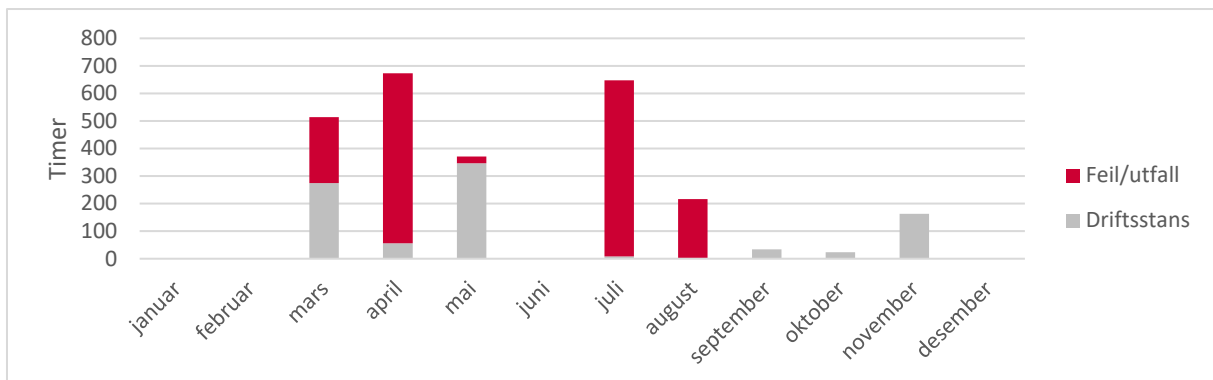
Figur 43: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE2.



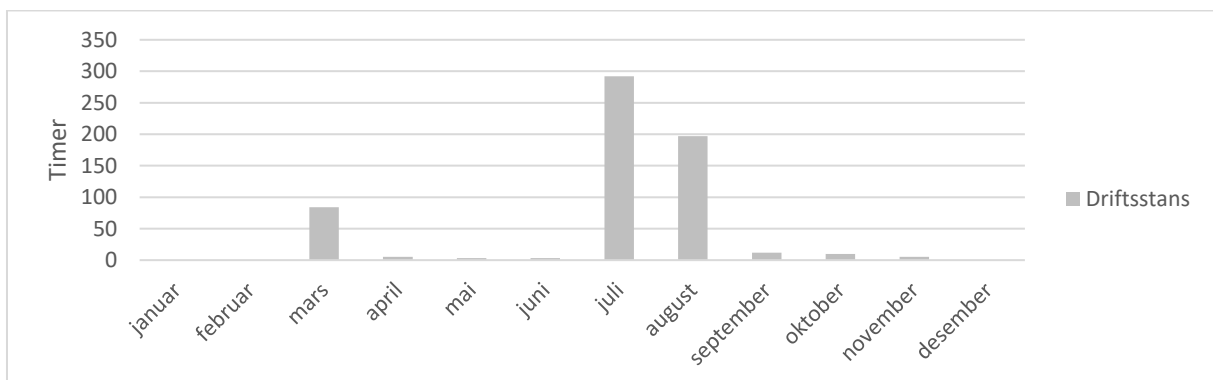
Figur 44: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE1.



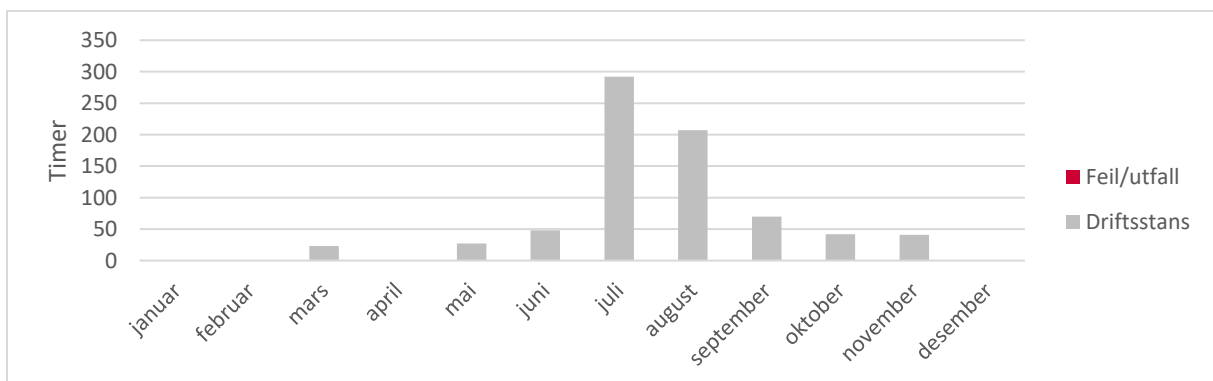
Figur 45: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-DK1.



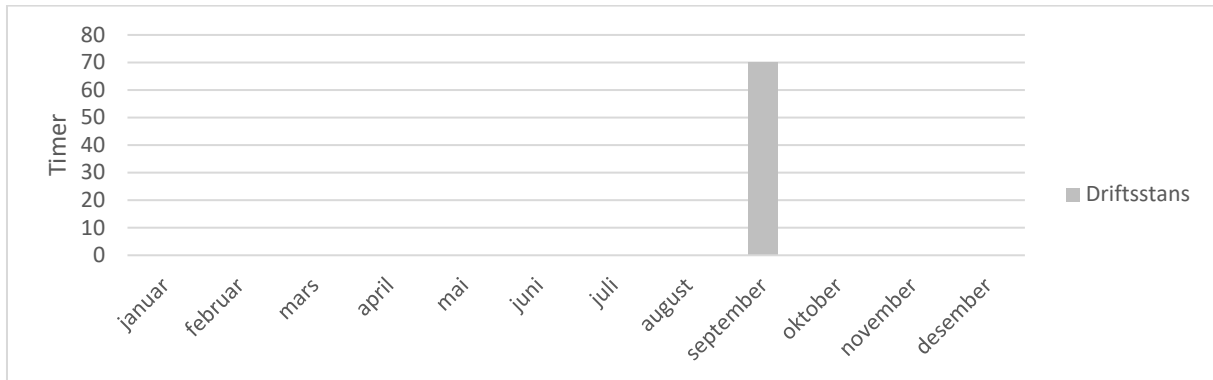
Figur 46: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NL.



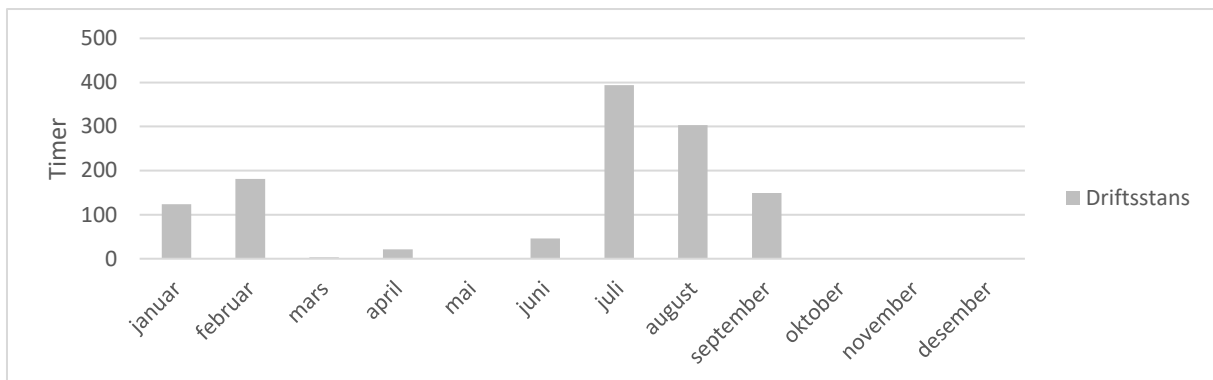
Figur 47: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NO1.



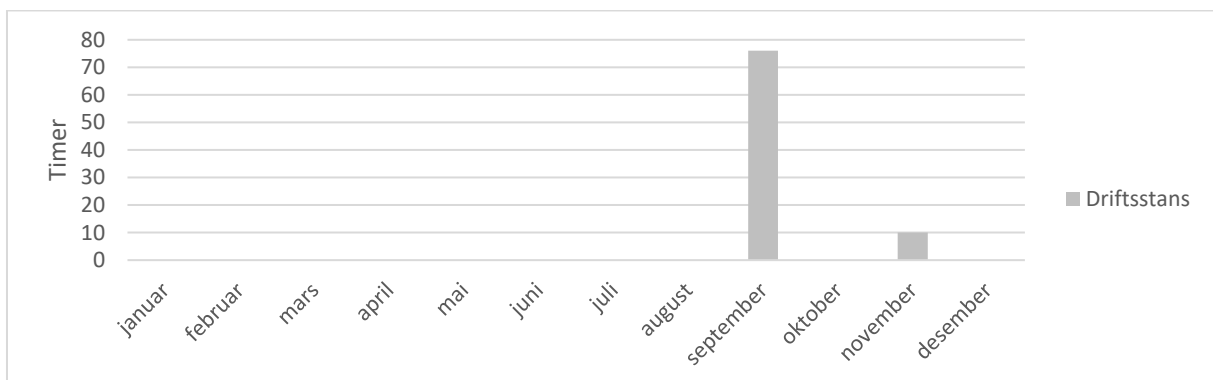
Figur 48: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO1.



Figur 49: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO2.



Figur 50: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-NO3.



Figur 51: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO3.

15.2 Spesialregulering

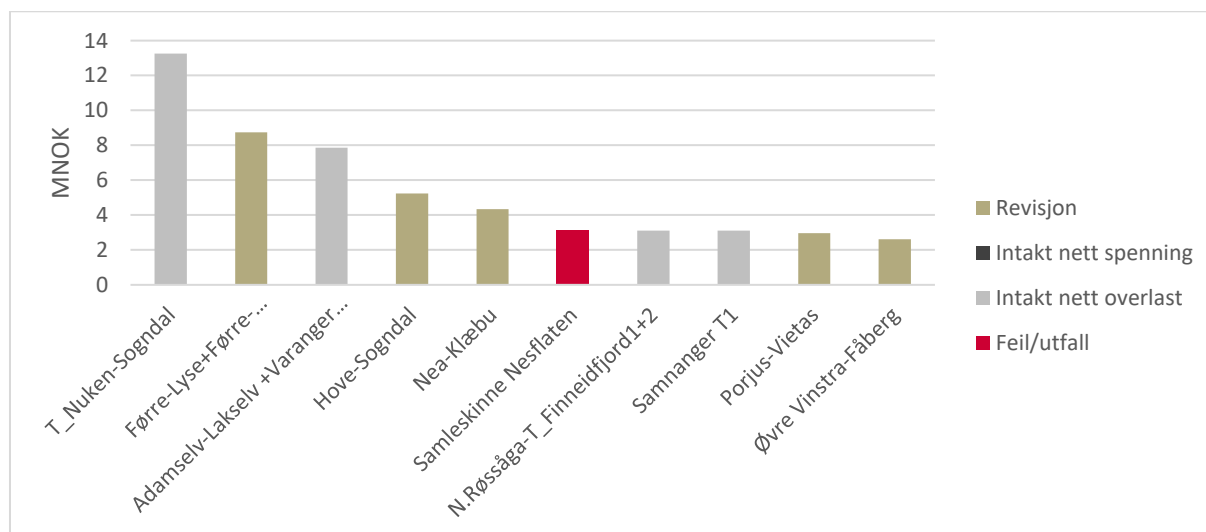
Spesialreguleringer er delt inn i følgende hovedtyper:

- Intakt nett overlast: Reguleringer for å unngå overlast eller overskride N-1 ved intakt nett.
- Intakt nett spenning: Reguleringer for å ha tilfredsstillende spenning ved intakt nett.
- Revisjoner: Reguleringer ved planlagte driftsstanser.
- Feil/utfall: Reguleringer etter feil/utfall i nettet.
- Annet: Reguleringer på grunn av stor last- eller produksjonsendring, problemer i naboland og andre spesielle årsaker.

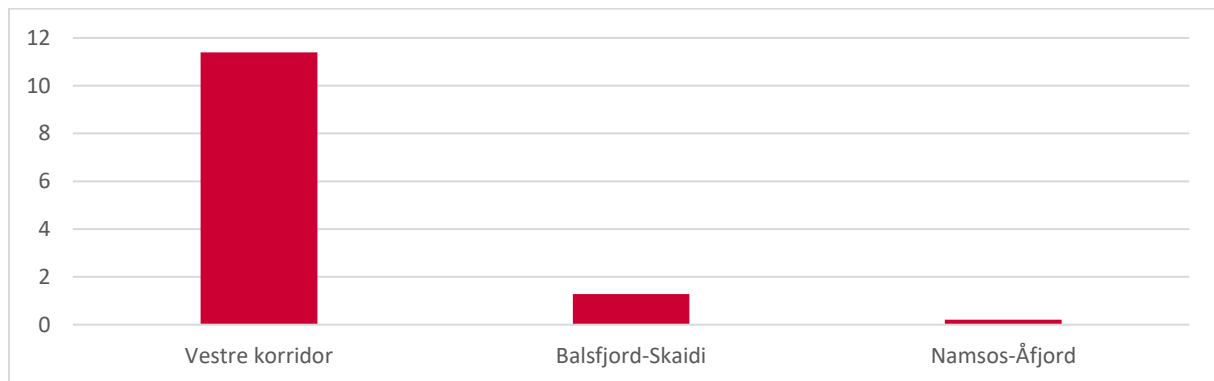
Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringene, se Figur 52.

- *T_Nuken-Sogndal*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i indre Sogn. Det var spesielt behov for nedregulering i perioden juli til september.
- *Førre-Lyse+Førre-Saurdal+Sauda-Saurdal*: Planlagte driftsstanser i august. Gav flaskehals på det gjenværende 300 kV nettet fra Vestlandet mot Østlandet med behov for nedregulering.
- *Adamselv-Lakselv+Varanger T4*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark. Var spesielt behov for nedregulering i juni og august.
- *Hove-Sogndal*: Planlagt driftsstans i oktober. Grunnet flom var det meget høy kraftproduksjon på Vestlandet og behov for nedregulering.
- *Nea-Klæbu*: Planlagt driftsstans i juni. Gav en flaskehals inn til NO3 og NO4 med behov for oppregulering.
- *Samleskinne Nesflaten*: Nødutkobling av Nesflaten stasjon to dager i november. Medførte innestengt produksjon og separatdrift i Odda.
- *N.Røssåga-T_Finneidfjord1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy eller lav produksjon i 132 kV nettet i Helgeland. Har vært jevnlig behov for nedregulering fra juni.
- *Samnanger T1*: Flaskehals ved intakt nett grunnet høy produksjon i 132 kV nettet i Hardanger. Behov for nedregulering i oktober og november.
- *Porjus-Vietas*: Planlagt driftsstans på svensk side i oktober. Gav flaskehals ut og inn til NO4 med behov for både opp- og nedregulering.
- *Øvre Vinstra-Fåberg*: Planlagt driftsstans i oktober samtidig med høy produksjon i Gudbrandsdalen. Gav en flaskehals på 300 kV nettet mellom Midt-Norge og Østlandet med behov for nedregulering.

Figur 53 viser samlede kostnader som kan knyttes til de dyreste utbyggingsprosjektene i 2018.



Figur 52: De 10 dyreste spesialreguleringsårsakene.



Figur 53: Spesialreguleringskostnader knyttet til utbyggingsprosjekter.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Intakt nett, overlast	50	75	44	44	38	84	45	58	29	43
Intakt nett, spenning	8	28	-	2	1	4	2	0	3	1
Revisjoner	75	32	57	54	43	159	88	70	64	65
Feil/utfall	18	5	46	19	20	20	29	8	10	10
Annet	4	2	1	2	2	3	9	9	4	2
Totalt	154	143	147	121	104	270	173	145	110	121

Tabell 11: Spesialreguleringskostnader(MNOK) fordelt på hovedtypene.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Regulert opp	399	542	381	242	366	804	528	274	125	194
Regulert ned	791	318	638	791	475	1 159	1 000	1 138	762	677
Totalt	1 190	860	1 019	1 033	841	1 963	1 528	1 412	887	871

Tabell 12: Mengde(GWh) spesialregulering.

15.3 Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett

De kostnader som presenteres her må anses som svært grove antagelser. Kostnader for spesialregulering er avhengig av mange faktorer som systemansvarlig ikke har kontroll på, bla:

- Hydrologiske forhold.
- Prisnivå i spotmarkedet.
- Været.
- Feil i nettet eller på produksjonsenheter.
- Forsinkelser i utbyggingsprosjekter.

Det vil være behov for mange driftsstanser i forbindelse med oppgradering av kraftnettet de kommende årene. Det antas at de største spesialreguleringskostnadene vil komme i forbindelse med oppgradering av Vestre korridor og den nye linjen mellom Balsfjord og Hammerfest. Spesialreguleringskostnadene vil anslagsvis ligge mellom 15 og 20 millioner NOK i årlige kostnader.

16 Produksjonstilpasning

Tabell 11 viser gir en oversikt over produksjonstilpasninger i 2018. Årsak er delt opp i:

- Separatområde: Driftsstansen medfører et separatområde der produksjonen må tilpasse seg forbruket.
- Markedsmakt: Produksjonstilpasning i et område med én balanseansvarlig, én balanseansvarlig med stor markedsrett eller kun én balanseansvarlig som normalt deltar i RK-markedet.
- Begrenset kapasitet: Produksjonstilpasning i område med flere balanseansvarlige, men kapasiteten er begrenset over et lengre tidsrom og lar seg ikke løse ved bruk av markedsområder.

Mengde[MWh] er differanse mellom installert effekt og maks tillatt produksjon. I noen tilfeller beskriver produksjonstilpasningen et minste produksjonsnivå, da er mengden angitt med negativt fortegn.

Dato	Driftsstans	Årsak	Feil/planlagt	Område	Stasjonsgrupper	Omfang[MWh]
02.01-05.01	Agdenes-Snillfjord, Snillfjord-Malnes	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	2 000
08.01-11.01	Kollsnes-Lindås, Matre-Frøyset, Lindås-Mongstad	Markedsmakt	Planlagt	Mongstad	Mongstad	12 315
08.01-12.01	Snillfjord-Malnes	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	2 550
15.01-16.01	Straum-Bratli	Markedsmakt	Planlagt	Roan	Bessakerfjellet	966
16.01-29.01	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Markedsmakt	Planlagt	Nome	Vrangfoss-MTE	5 061
17.01-19.01	Snillfjord-Malnes	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	963
18.01	S Kvilldal 420 A	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	78
01.02-13.02	Fosdalen-Bratli	Markedsmakt	Planlagt	Roan	Bessakerfjellet	10 369
05.02-09.03	S 66 Hydro Høyanger-Vadheim	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Årøy, Småkraft-F4	5 410
05.02-07.02	Hydro Høyanger T1	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	-7 647
06.02	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Markedsmakt	Planlagt	Nome	Vrangfoss-MTE	38
07.02-08.02	Hydro Høyanger T2	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	-4 548
13.02	Nore 1 T9	Separatområde	Planlagt	Uvdal	Uvdal, Nore1	2 299
13.02-14.02	Sima T7	Markedsmakt	Planlagt	Eidfjord	Sima	9 388
20.02	Børtveit-Midtfjellet	Separatområde	Planlagt	Stord	Midtfjellet	650

21.02	Hydro Høyanger T1	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	-1 242
06.03	Blåfalli 3-Blåfalli	Separatområde	Planlagt	Kvinnherad	SKL	378
06.03-08.03	Kvilldal 420 A	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	2 177
06.03	Myster-Dale	Markedsmakt	Planlagt	Masfjorden	BKK	283
07.03-08.03	Hydro Høyanger T1	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	-4 385
08.03-13.03	Kvilldal 420 B	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	4 899
13.03-14.03	Kjelland T1	Markedsmakt	Planlagt	Eigersund	Eigersund, Svåheia, Dalane	1 719
13.03-16.05	T_Sundsbarm-Sundsbarm	Separatområde	Planlagt	Seljord	Sundsbarm	169 629
14.03	Åsen-Oksla	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso	941
15.03	Hydro Høyanger T2	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	-1 443
15.03-16.03	Kjelland T2	Markedsmakt	Planlagt	Eigersund	Eigersund, Svåheia, Dalane	1 367
19.03-23.03	Osterøy-Jordal	Markedsmakt	Planlagt	Masfjorden	BKK	12 766
22.03	Nesflaten-Kvannndal-T_Kjela	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	HER, Tokke	618
22.03	Førre 66 A, Førre-Hjorteland	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	5
01.04-01.10	Snillfjord-Malnes-Fillan	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	109 988
03.04-06.04	Kolsvik-Namsskogan	Markedsmakt	Planlagt	Bindal	Kolsvik, Helgeland	6 923
03.04-02.05	Røldal-Novle	Markedsmakt	Planlagt	Odda	HER	49 272
03.04-11.04	Rendalen-Balbergskaret	Markedsmakt	Planlagt	Rendalen	Rendalen	20 420
04.04	Bardufoss-Straumsmo 2	Markedsmakt	Planlagt	Bardufoss	Innset/Straumsmo	98
09.04-12.04	Bardufoss-Straumsmo 2	Markedsmakt	Planlagt	Bardufoss	Innset/Straumsmo	1 971
09.04-18.04	Matre-Padøy-Osterøy-Seim	Markedsmakt	Planlagt	Masfjorden	BKK	26 822
09.04	Lyse-Tjørhom	Separatområde	Planlagt	Sirdal	Sira-Kvina	646
09.04-18.04	Vågåmo-Skjåk 1-Øyberget	Markedsmakt	Planlagt	Ottadalen	Skjåk, Ø. Otta	44 316
13.04-15.05	Straum-Bratli	Markedsmakt	Planlagt	Roan	Bessakerfjellet	27 595
16.04-17.04	Monehagen-Bøylefoss	Markedsmakt	Planlagt	Froland	Agder-Syd, Bøylefoss	1 693
16.04-18.04	Sandane-Reed-Drageset, Reed-Skei, Reed T11, Reed T1	Markedsmakt	Planlagt	Gloppen	Diverse småkraftverk	1 736

16.04	Borgund 300 A	Markedsmakt	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	1 574
16.04-09.05	Borgund T4	Markedsmakt	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	22 836
16.04-30.04	Kjøpsvik-Sørfjord	Separatområde	Planlagt	Sørfjord	Sørfjord	27 621
23.04-27.04	Lio T2	Markedsmakt	Planlagt	Tokke	Skafså, Skagerak-mini-NO2	1 664
23.04-04.05	Modalen-Refsdal-Hove	Separatområde	Planlagt	Vik	Vik	24 889
23.04-02.05	Nesflaten-Røldal-Åsen	Separatområde	Planlagt	Odda	HER, Oksla, Tysso	95 083
24.04	Borgund-Stuvane	Markedsmakt	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	340
24.04-25.04	Svarholtet-Osa	Markedsmakt	Planlagt	Åmot	Hedmark	1 953
24.04-25.04	Holla-Hemne	Separatområde	Planlagt	Hemne	TEK	590
25.04-26.04	Grytten-Bø	Markedsmakt	Planlagt	Rauma	Diverse småkraftverk	249
30.04-16.05	Tjodan-Lyse	Separatområde	Planlagt	Forsand	Tjodan	43 844
02.05-29.05	Dale T4	Markedsmakt	Planlagt	Voss	BKK, Holmen Voss	42 904
03.05	Åsen T3	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso	456
07.05-26.07	Førre 66 A, Førre-Hjorteland	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	340
08.05-09.05	Borgund-Øljustjøen-Hemsil 1	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund, Kvemma, Vindedal	7 044
09.05	M 132 Nordheim-Smøla	Separatområde	Planlagt	Smøla	Smøla	1 248
22.05-23.05	Nesflaten-Kvannal-T_Kjela	Separatområde	Planlagt	Suldal	HER	1 416
22.05	Lyse-Tonstad	Separatområde	Planlagt	Sirdal	Sira-Kvina	880
22.05-23.05	Nelaug-Monehagen-Bøylefoss	Separatområde	Planlagt	Froland	Agder-Syd, Bøylefoss	5 367
22.05-06.06	Dale T11, Dale 300	Markedsmakt	Planlagt	Hordaland	BKK	45 617
22.05-24.05	T_Kongsvinger-Skarnes	Markedsmakt	Planlagt	Kongsvinger	Hedmark	726
22.05-25.05	Songa-Kjela	Separatområde	Planlagt	Suldal	Tokke	4 371
23.05	S Lyse T2	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Flørli, Jøssang	287
29.05-13.06	Feda-ÅnaSira-Kjelland 1	Separatområde	Planlagt	Lund	Tellenes	59 352

30.05	Stokkeland-Ullandhaug-3	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava	425
31.05-01.06	Jostedal-Leirdøla	Separatområde	Planlagt	Luster	Jostedal	9 655
02.06-03.06	Monehagen-Nelaug	Separatområde	Planlagt	Froland	Agder-Syd	3 243
04.06-08.06	Øvre Vinstra T1	Separatområde	Planlagt	Vinstra	Ø-Vinstra	15 022
04.06	Vågamo-Rosten	Separatområde	Planlagt	Sel	Rosten	389
05.06	Kvilldal 420 A	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	160
06.06	Grytten-Syltebø-Brandhol	Markedsmakt	Planlagt	Neset	Nordmøre, Småkraft-F7	62
11.06-15.06	Stokkeland-Ullandhaug-3	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava	6 374
14.06-15.06	Iveland-Kristiansand	Separatområde	Planlagt	Iveland	Agder-Syd	2 777
18.06	Heradsbygd-Svarholtet	Markedsmakt	Planlagt	Åmot	Hedmark	384
18.06-29.06	Samnanger-Norheimsund	Separatområde	Planlagt	Samnanger	Bjølvo, BKK	21 083
19.06-29.06	Fauske-Sjonstad	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	27 752
19.06-20.06	S Maurange T3	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	1 189
20.06-21.06	Nea T3	Markedsmakt	Planlagt	Tydal	Nea-Nidelv	545
22.06	Feda-ÅnaSira-Kjelland 1	Separatområde	Planlagt	Lund	Tellenes	1 349
27.06-29.06	M 132 Bjerka-Nedre Røssåga	Markedsmakt	Planlagt	Hemnes	Leirelva, Røssåga	1 708
03.07	Fosse-Kaldestad	Markedsmakt	Planlagt	Vaksdal	BKK	250
04.07	Høyanger T2	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	-1 453
06.07	Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen	1 061
17.07-18.07	Rana 132 A	Separatområde	Planlagt	Rana	Rana	3 674
18.07	Vrangfoss-Kåsa-T_Ulefoss	Markedsmakt	Planlagt	Telemark	Skag-mini-ekst-NO2	78
19.07	Rana 132 B	Separatområde	Planlagt	Rana	Rana	872
20.07-21.07	Tjodan-Lyse	Separatområde	Planlagt	Forsand/Lysebotn	Tjodan	4 249
25.07	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Separatområde	Planlagt	Samnanger	Bjølvo	342
31.07	Balbergskaret-Vang	Markedsmakt	Planlagt	Østerdalen	Rendalen	136
01.08	Osterøy-Jordal	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	585

06.08-09.08	Fillan-Hitra	Separatområde	Planlagt	Hitra	Hitra	4 966
06.08-10.08	Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	3 649
06.08	Mørre-Hubakken	Markedsmakt	Planlagt	Nordtrøndelag	Bessakerfjellet	155
06.08-08.08	Mongstad-Sandøy-Frøyset	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	422
10.08-16.08	Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	5 746
13.08-15.08	Valljord-Sjønstå	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	7 150
14.08	Kvandal-Sildvik	Separatområde	Planlagt	Narvik	Nygårdsfjell-vind	216
15.08-16.08	Austadvika-Sira	Markedsmakt	Planlagt	Flekkefjord	Øie	361
15.08	Voss T3	Markedsmakt	Planlagt	Voss	BKK	105
18.08-19.08	Mår-Moflåt	Separatområde	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	686
18.08	Refsdal-Hove-Sogndal	Markedsmakt	Planlagt	Sogn	Vik	579
21.08	Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	388
21.08-23.08	Brår-Tveiten	Markedsmakt	Planlagt	Kongsberg	Vittingfoss	898
23.08-25.08	M 132 Enga-Glomfjord	Markedsmakt	Planlagt	Salten	SKSKS Salten, Sundsfjord, Svartisen	2 640
27.08-31.08	Saurdal 300 B/AX	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	65 483
27.08-30.08	T_Sira-Konstadli	Separatområde	Planlagt	Vest Agder	Øie	1 652
28.08	Lyse-Tonstad	Separatområde	Planlagt	Sirdal	Sira Kvina	928
03.09-14.09	Førre stasjon	Markedsmakt	Planlagt	Ryfylke	Ulla-Førre	2 179
03.09-14.09	Brandhol-Syltebø-Grytten	Markedsmakt	Planlagt	Romsdal	Småkraft F7, Nordmøre	1 355
03.09-14.09	Kvandal-Sildvik	Separatområde	Planlagt	Narvik	Nygårdsfjell-vind	8 686
03.09-07.09	Århus-Skotfoss-Moflata	Markedsmakt	Planlagt	Skien	Skotfoss	401
03.09-06.09	Samnanger T1	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo, Kvam	4 448
03.09-07.09	Samnanger-Frøland-Grønsdal	Separatområde	Planlagt	Midthordaland	BKK	10 091
06.09	Litjofossen-Ulset-Savalen	Separatområde	Planlagt	Østerdalen	KVO	159
07.09	S 132 Bolvik-Eie-Vrangfoss	Markedsmakt	Planlagt	Midt-Telemark	Vrangfoss-MTE	122
10.09-14.09	Borgund-Øljusjøen-Hemsil 1-Hemsil 2	Separatområde	Planlagt	Lærdal, Hemsedal	Borgund, Kvemma, Vindedal, Hallingdal	31 508

10.09-14.09	Kvandal-Sildvik	Separatområde	Planlagt	Narvik	Nygårdsfjell-vind	3 298
10.09-17.09	S 132 Lysebotn-Tronsholen 3	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang	3 761
11.09	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo	480
11.09	H. Høyanger T2	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	-893
11.09-12.09	Sima T1	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	Sima	8 261
11.09-14.09	Dale T11	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	3 419
13.09-14.09	Laudal-Grødal	Separatområde	Planlagt	Vest Agder	Øie	519
14.09	Lyse-Hylen-Sauda	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	977
17.09-20.09	S 132 Skeiene-Ullandhaug-2	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang	9 444
17.09-20.09	S 132 Evanger-Voss	Markedsmakt	Planlagt	Voss	Holmen Voss, IHK-F4	2 043
17.09-21.09	Tussa 66 A	Separatområde	Planlagt	Sunnmøre	Tussa-Haugen	6 180
17.09	Driva-T_Grøa-Driva	Separatområde	Planlagt	Sunndalsøra	Driva	1 122
18.09-20.09	Leirosen 132 A	Markedsmakt	Planlagt	Helgeland	Helgeland	430
18.09-20.09	Eidum-T_Funna-Meråker	Separatområde	Planlagt	Meråker	NTE	2 108
19.09-25.09	Granvin T2	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	BKK	1 377
20.09	Slidre-Ylja	Separatområde	Planlagt	Valdres	Valdres	321
21.09	Osterøy-Jordal	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	2
21.09	Dokka-Torpa	Separatområde	Planlagt	Valdres	Dokka	801
25.09-27.09	Lyse-T_Tjørhom-Tonstad	Separatområde	Planlagt	Sirdal	Sira-Kvina	5 760
27.09	Smøla T1	Markedsmakt	Planlagt	Smøla	Smøla	1 089
27.09-28.09	Vegusdal-Vassfossen 2, Senumstad-Vassfossen 1	Markedsmakt	Planlagt	Aust-Agder	Vassfossen	196
28.09	Smøla T2	Markedsmakt	Planlagt	Smøla	Smøla	741
01.10-02.10	Lyse-T_Tjørhom-Tonstad	Separatområde	Planlagt	Sirdal	Sira-Kvina	5 760
01.10-26.10	Øvre Årdal-Årdalstangen	Separatområde	Planlagt	Indre Sogn	Naddvik	63 782
01.10-04.10	Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen	33 109
01.10	Dale T1	Separatområde	Planlagt	Hordaland	BKK	226
01.10-15.10	Bogna-Følling	Markedsmakt	Planlagt	Nord-Trøndelag	NTE	8 465

02.10	Sima T7	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	Sima	3 477
04.10	Holandsvika-Drevvatn	Markedsmakt	Planlagt	Helgeland	Helgeland	32
04.10	Saurdal 300 B	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	-
08.10	Sandane-Øksenelvane	Markedsmakt	Planlagt	Sandane	Småkraft	NA
08.10-12.10	Rendalen-Balbergskaret	Markedsmakt	Planlagt	Østerdalen	Rendalen	10 578
09.10-10.10	Stokkeland-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava	13 070
09.10	Granvin T2	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	BKK	77
12.10	Haugen-Bondal	Markedsmakt	Planlagt	Sunnmøre	Tussa-Haugen	NA
15.10	Snillfjord-Jøsnøya	Markedsmakt	Planlagt	Nordtrøndelag	Hitra	47
15.10-19.10	Storvarden-Kobbkroken	Separatområde	Planlagt	Varanger	Raggovidda	4 579
15.10-16.10	Balbergskaret-Vang	Markedsmakt	Planlagt	Østerdalen	Rendalen	2 984
16.10	Ofoten T1	Separatområde	Planlagt	Narvik	Skjomen	105
22.10-25.10	Stokkeland-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava	38 054
25.10	Dale T11	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	199
30.10	Sundsfjord stasjon	Separatområde	Planlagt	Salten	Sundsfjord	445
31.10-05.11	Kvilldal 420 A	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	4 774
05.11-10.11	Kvilldal stasjon	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	157 769
05.11-30.11	Forsand-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava	123 600
05.11-06.11	Årdalstangen-Naddvik	Separatområde	Planlagt	Indre Sogn	Naddvik	3 438
05.11-08.11	Åsen-Oksla	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso	19 590
06.11-08.11	Førre 66 A	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	970
09.11	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo	155
10.11-27.11	Kvilldal 420 A	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	16 183
12.11-06.12	Røldal-Novle	Markedsmakt	Planlagt	Røldal	HER	40 836
12.11-14.11	Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	N. Vinstra, Harpefossen	22 413
12.11-21.11	Saurdal T8	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	2 198

12.11-15.11	Harpefossen T1	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Harpefossen	30 532
20.11	Sogndal-Leirdøla-Fortun	Separatområde	Planlagt	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik, Årøy, Leirdøla, Jostedal	8 570
21.11	Dokka-Torpa	Separatområde	Planlagt	Valdres	Dokka	256
22.11-08.02	Harpefossen T1	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Harpefossen	131 250
26.11-06.12	Nesflaten-Røldal-Åsen	Separatområde	Planlagt	Odda	HER, Oksla, Tysso	137 063
26.11-28.11	Tunnsjødal T3	Markedsmakt	Planlagt	Nord-Trøndelag	NTE, KØN	5 458
27.11-29.11	Refsdal-Hove-Sogndal	Markedsmakt	Planlagt	Sogn	Vik	3 826
27.11-30.11	Kvilldal 420 A/B	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	3 071
29.11	Sogndal-Leirdøla	Separatområde	Planlagt	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik, Årøy, Leirdøla, Jostedal	12 731
04.12-07.12	Forsand-Jøssang	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn, Flørli, Jøssang, Breiava	38 211
04.12	Sogndal-Leirdøla	Separatområde	Planlagt	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik, Årøy, Leirdøla, Jostedal	8 673
04.12-20.12	Voss-Granvin	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	BKK	1 946
11.12	Dalen-Jøssang	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn, Flørli	8
13.12	Sogndal-Leirdøla	Separatområde	Planlagt	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik, Årøy, Leirdøla, Jostedal	5 798

Tabell 13: Produksjonstilpasninger.

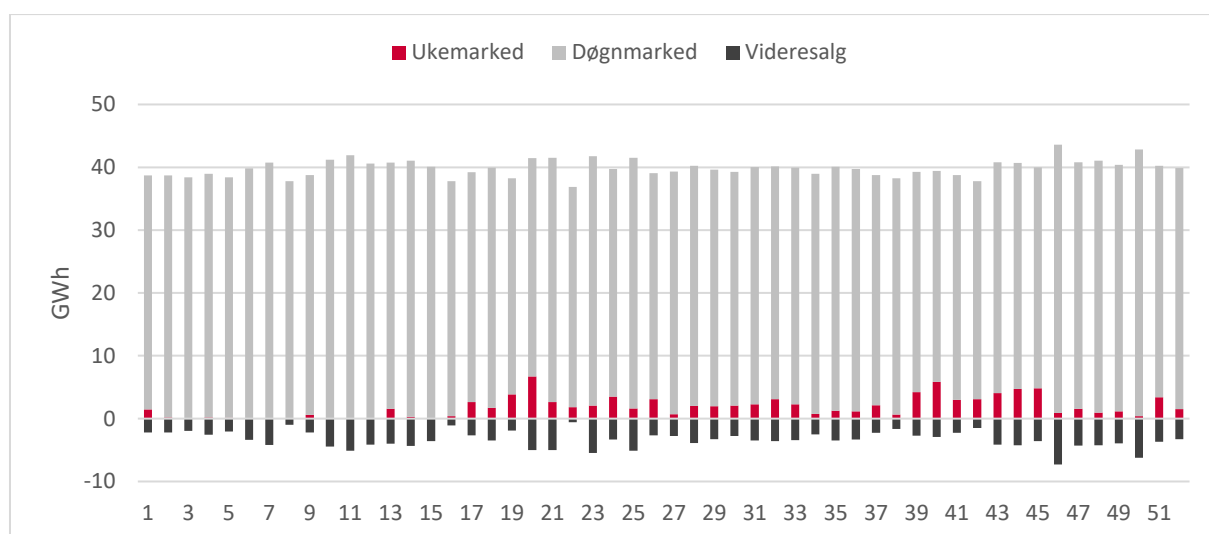
17 Systemtjenester og effektreserver

17.1 Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver

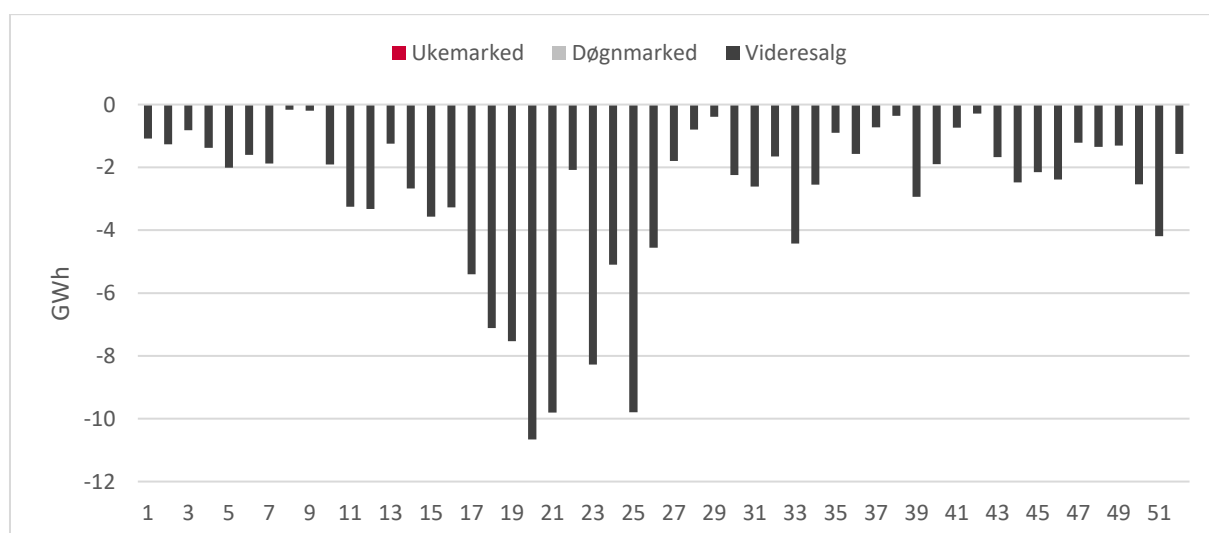
I henhold til Forskrifter om systemansvar (fos) definerer og rekvirerer Statnett de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. Fos definerer hvilke systemtjenester det skal betales for og sier videre at betalingen skal fastsettes ved vedtak av systemansvarlig.

17.1.1 Primærreserver(FCR)

Se kapittel 15.1 og 15.2 for kostnadsutvikling og beskrivelse.



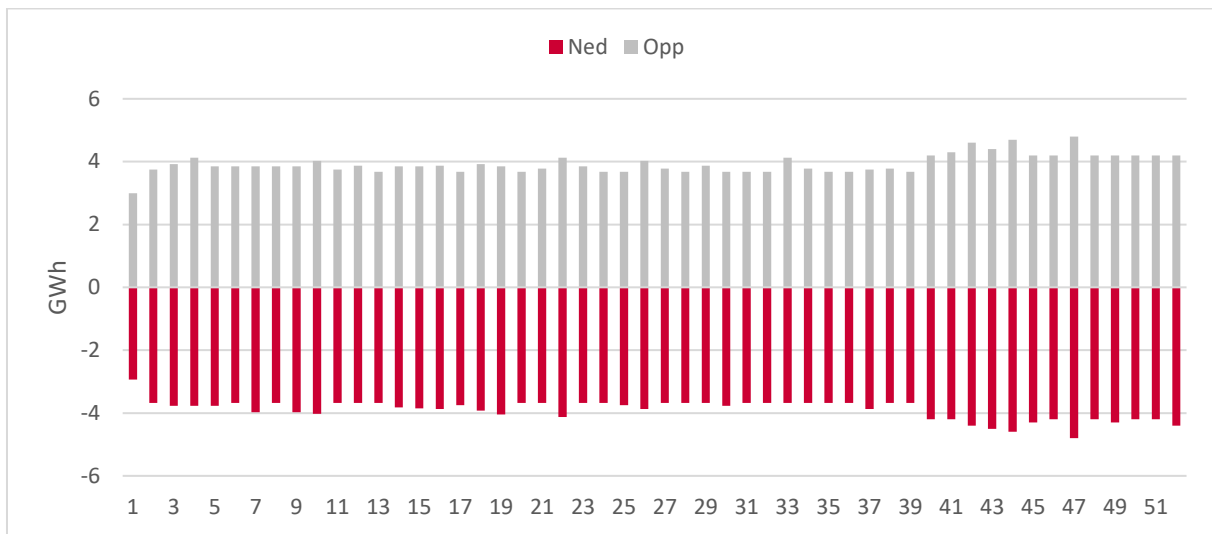
Figur 54: Innkjøp og videresalg av FCR-N per uke.



Figur 55: Innkjøp og videresalg av FCR-D per uke.

17.1.2 Sekundærreserver (aFRR)

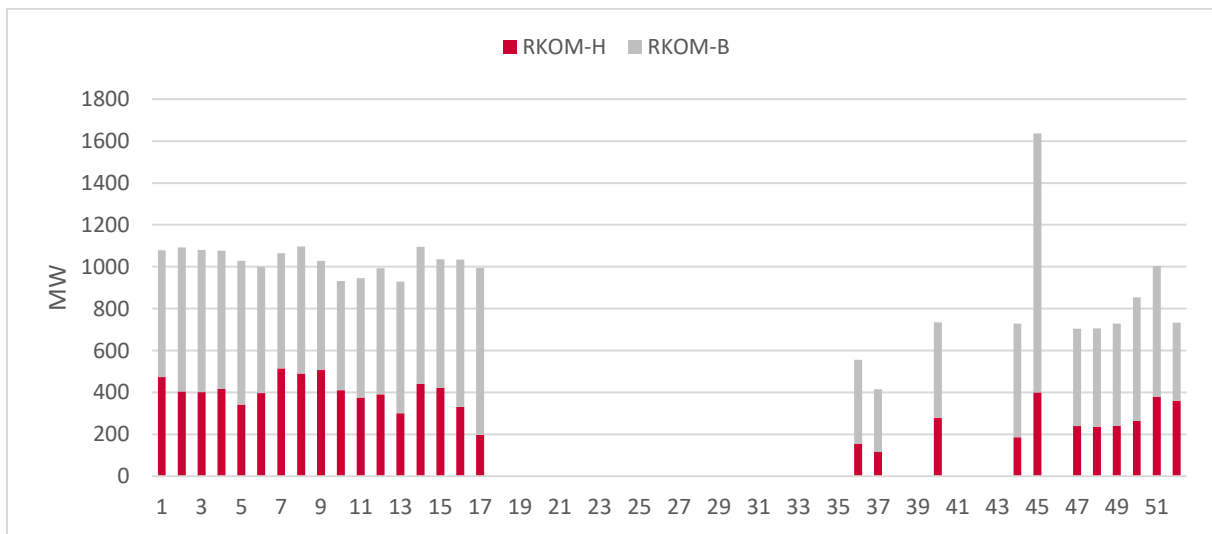
Se kapittel 15.1 og 15.2 for kostnadsutvikling og beskrivelse.



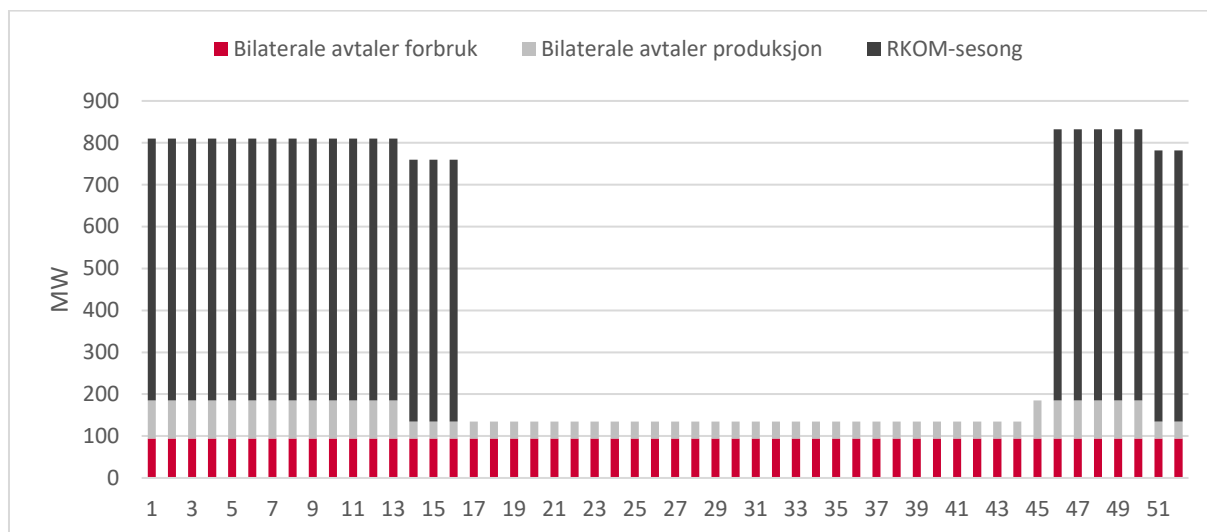
Figur 56: Innkjøp av sekundærreserver per uke.

17.1.3 Tertiærreserver(RKOM)

Se kapittel 15.1 og 15.2 for kostnadsutvikling og beskrivelse.



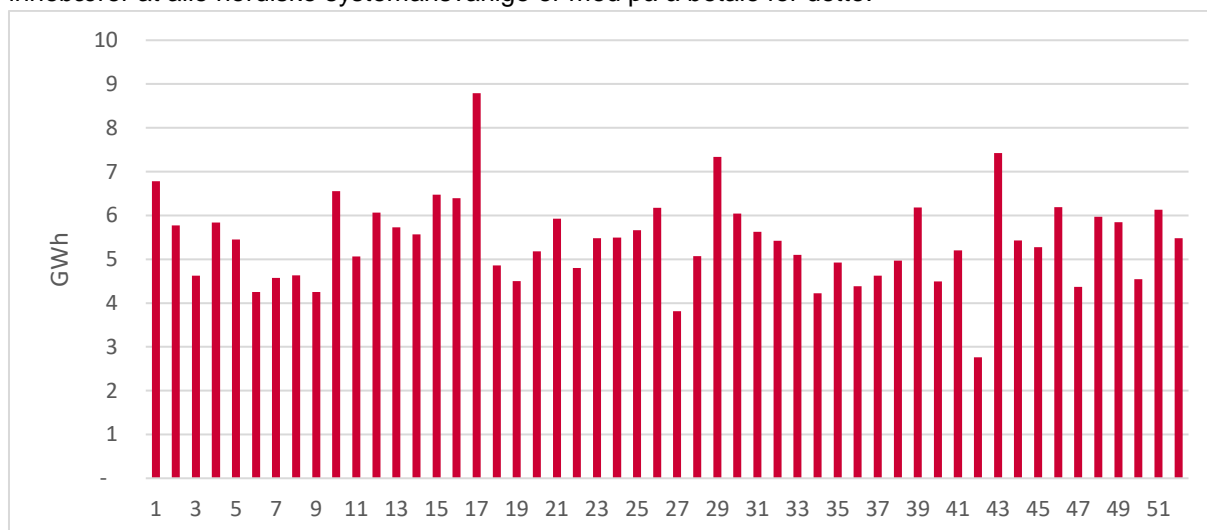
Figur 57: Kjøpte RK-opsjoner på dagtid pr. uke.



Figur 58: Kjøpte RK-opsjoner sesongmarkedet pr. uke.

17.1.4 Produksjonsflytting

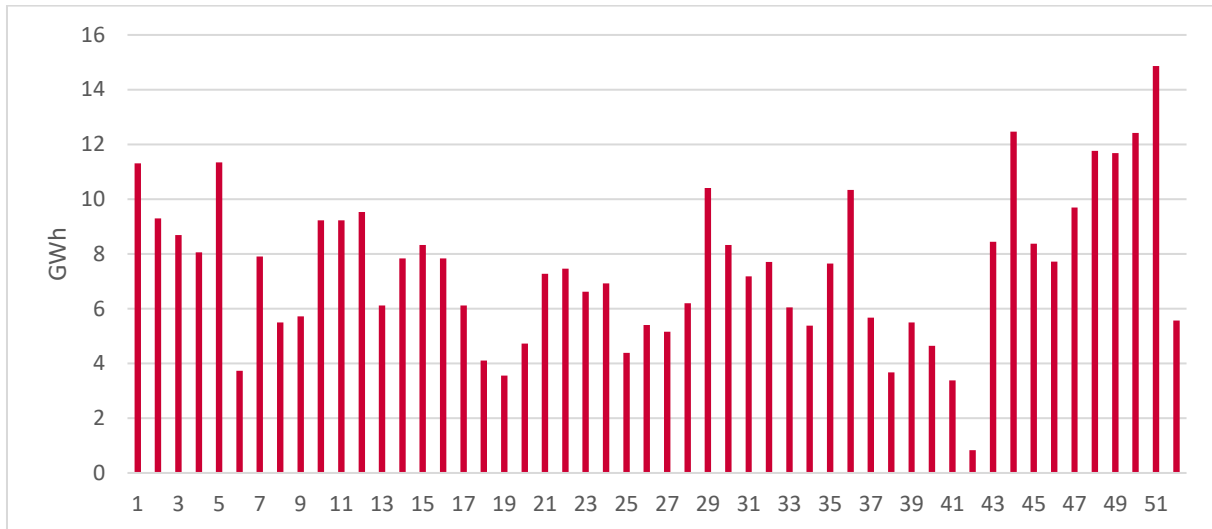
Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette.



Figur 59: Omfang av produksjonsflytting pr. uke.

17.1.5 Produksjonsglatting

Kraftprodusenter som jevnlig, normalt ukentlig, har produksjonsendringer ≥ 200 MW kan delta i produksjonsglatting. Aktører som deltar leverer produksjonsglatting basert på bestillinger fra systemansvarlig. Betaling skjer ved en årlig kompensasjon i tillegg til kompensasjon per enhet glattet volum.



Figur 60: Omfang av produksjonsglatting pr. uke.

17.1.6 Reaktiv effekt

En variabel betalingsmodell har blitt utviklet for anvendelse ved tilfeller av høy og systematisk utveksling av reaktiv effekt. I samsvar med FoS er det inkludert elspotpris og en generell tapskoeffisient i modellen. Reaktiv effekt betales etter en fast betalingsmodell basert på installert generatorytelse (MVA) og en variabel betalingsmodell basert på måledata. Variabel betalingsmodell er foreløpig kun aktuelt etter vedtak av eller nærmere avtale med systemansvarlig.

17.1.7 Systemvern

Produksjonsfrakobling (PFK)

PFK blir godtgjort ved en todelt ordning som består av en fast årlig godtgjørelse for å delta i ordningen i tillegg til godtgjørelse ved frakobling av aggregater.

Fast årlig godtgjørelse:

- For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 147.500,- pr. aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 224.500,- pr. aggregat.

Ved frakobling av aggregat tilknyttet PFK gis følgende godtgjørelse:

- For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 126.500,- pr. frakoplet aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 147.500,- pr. frakoplet aggregat.

Belastningsfrakobling (BFK)

Forbruk tilkoblet regional- eller sentralnettet, som er omfattet av BFK, får kompensasjon for de reelle kostnadene ved en frakobling. Kostnader ved utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett dekkes gjennom KILE-ordningen.

Dato	Systemvern	Mengde utkoblet[MW]	Kommentar
14.01	PFK Torpa og Lomen	178	3 aggregater
14.01	PFK Torpa og Lomen	181	3 aggregater
19.03	PFK Svartisen	230	1 aggregat
07.05	Nødefekt NorNed	518	
04.06	PFK Torpa og Lomen	198	3 aggregater
19.06	PFK Oksla og Suldal	267	2 aggregater
12.07	PFK Sima og Aurland	996	4 aggregater
12.07	PFK Sima	784	3 aggregater
21.08	PFK Tyin	140	1 aggregat
22.08	PFK Suldal	155	2 aggregater
22.08	PFK Suldal	53	2 aggregater
22.08	PFK Suldal	153	2 aggregater
22.08	PFK Suldal	143	2 aggregater
07.09	PFK Svartisen	600	2 aggregater
11.09	PFK Suldal	162	2 aggregater
21.10	Nettsplitt Sula-Hareidsberget		
19.11	PFK Torpa og Lomen	183	3 aggregater
29.11	BFK Hydro Årdal	120	

Tabell 14: Tilfeller med utløst BFK og PFK.

17.1.8 Omfang og bruk av systemvern i Norge

Under følger en generell og overordnet beskrivelse av funksjonene til de hendelsesstyrte systemvern som er installert i Norge.

Nord-Norge nord for Ofoten

Nye vern i 2018 – 132 kV Nettsplitt i Guolassnippet

Funksjoner:

Det er installert BFK på Melkøya og Goliat. Disse øker forsyningsikkerheten ved stort underskudd nord for Mestervik. Det er i tillegg installert midlertidig nettsplittingsvern i Guolassnippet for å hindre overlast i på linjene ut fra Guolas ved overskudd.

Hva utløser verna:

Melkøya og Goliat vil få utløsning ved overlast i 132 kV nettet mellom Mestervik og Lakselv. Nettsplitt vil løse ved overlast på linjer fra Guolas til Balsfjord og Guolas til Ullsfjord.

Når blir vernet brukt:

BFK brukes ved stort underskudd nord for Mestervik. Dette er i hovedsak på vinterstid når det er høyt forbruk og lav produksjon i området. Nettsplitt Guolas er normalt på når det ikke ringdrift mot Finland.

Nord-Norge sør for Ofoten

Nye vern i 2018 - 300kV Tunnsjødal-Verdal-Klæbu PFK

Funksjoner:

Det er installert PFK på Kobbelv, Svartisen og Roan. I tillegg er det installert nettsplittingsvern på 420kV Kobbelv-Salten, Varangerbotn T4, 132 kV Sildvik-Tornehamn og Rana T5. Disse øker eksportkapasiteten ut av området.

Hva utløser verna:

Utfall av 420kV mellom Klæbu og Svartisen og utfall av 300kV mellom Klæbu og Tunnsjødal gir PFK på Svartisen og Roan ved utfall sør for Tunnsjødal. Utfall mellom N.Røssåga-Rana gir nettsplitt på Rana T5. Utfall av 420 kV-linjer mellom Kobbelv/Ofoten og Sverige gir nettsplitt på Kobbelv-Salten, Varangerbotn T4 og PFK på Svartisen/Kobbelv. Overlast på 132 kV Sildvik-Tornehamn gir nettsplitt på samme forbindelse.

Når blir vernet brukt:

Bruken følger kjøremønsteret til Svartisen, Kobbelv og Roan. I perioder med høy produksjon er det i daglig bruk. Det er stor variasjon fra år til år avhengig av den hydrologiske balansen i området. Bruk av nettsplittingsvernet Ofoten-Kobbelv er redusert siste år til fordel for PFK. Nettsplittingsvernet på T5 Rana er i bruk kun når PFK Svartisen ikke er tilstrekkelig eller ikke er tilgjengelig. Nettsplitt Sildvik-Tornehamn er normalt alltid på.

Midt-Norge

Nye vern i 2018 – Hydro Årdal BFK

Funksjoner:

I Midt-Norge er det installert BFK på Hydros anlegg på Sunndalsøra for å øke importkapasiteten inn til Midt-Norge. Det er installert BFK på landanlegget til Ormen Lange ved Nyhamna for å øke forsyningssikkerheten til Møre og Romsdal. Det er også installert BFK ved Hydro Årdal ved overgang til separatområde ved feil. Det er installert nettsplitt 420kV Ørskog-Sogndal og 132 kV Giskemo-Sogndal.

Hva utløser verna

BFK på Sunndalsøra blir utløst ved utfall av 420 kV-nettet mellom Viklandet og Midskog og 300kV nettet mellom Aura og Klæbu, samt T1(300/132) og T2(300/132) i Aura. BFK på Nyhamna blir utløst ved utfall på 420 kV nettet mellom Viklandet og Fræna. BFK på Hydro Årdal blir utsløst ved underfrekvens eller overspenning. Nettsplitt blir utløst av utfall 420 kV Ørskog-Sogndal og overlast 132 kV Giskemo-Sogndal. Nettet splittes i mellom Sula-Hareidsberget, Svelgen-Grov og Moskog-Skei.

Når blir vernet brukt:

Bruk av BFK Hydro er vesentlig redusert etter 420 kV Ørskog-Sogndal. BFK på Nyhamna og Hydro Årdal står normalt alltid på. Nettsplitt 132 kV Giskemo-Sogndal er normalt alltid på og muliggjør samlet drift mot 420 kV Ørskog-Sogndal.

Vestlandet

Nytt 2018

- BKK 132 kV er endret, nettsplitt fjernet.
- Nytt vern - Hydro Karmøy BFK

Funksjoner:

Det er installert BFK på Kollsnes, Lille Sotra, Fana og Jordal for å øke forsyningssikkerheten til Bergen. Det er installert PFK på Tyin for å øke kapasiteten ut fra Nord-Vestlandet. For å øke kapasiteten ut av BKK 132 kV er det også installert PFK på Matre/Haugsdal. I Høyanger er det installert PFK for å øke driftssikkerheten til 12 kV i Høyanger. På Hydro Karmøy er det installert BFK for å avgrense og kontrollere utkoblingen ved feil.

Hva utløser verna:

BFK blir utløst ved overlast på 300 kV Arna-Dale eller underspenning/-frekvens i Fana. Utfall av 300 kV Fana-Lille Sotra Kollsnes gir BFK på Kollsnes. PFK Tyin blir utløst ved overlast på, eller utfall av, 300 kV Sogndal-Aurland. PFK i 132 kV BKK blir utløst ved overlast på 132 kV Myster-Ravneberget og Matre-Padøy. PFK i Høyanger blir utløst ved overlast på Høyanger T1(12/132). BFK på Karmøy blir utløst ved underfrekvens eller underspenning på 22kV på Hydro Karmøy.

Når blir vernet brukt:

Overlastvern i bergensområdet står normalt på, mens underfrekvens og underspenning brukes ved ensidig forsyning. PFK Tyin blir brukt daglig i perioder med høy produksjon, spesielt sommerhalvåret. PFK og nettsplitt i 132 kV BKK blir brukt ved behov. PFK Høyanger og BFK Hydro Karmøy står normalt alltid på.

Sørlandet

Nytt 2018

- PFK 110 kV er fjernet etter etablering av Honna stasjon mot 110kV.
- Nødefekt NorNed 300kV Tonstad-Feda, Tonstad-Stokkeland og samleskinnevernet i Tonstad er fjernet.

Funksjoner:

Det er installert nødefekt på HVDC-kablene Skagerrak 3/4 og NorNed for å øke eksport- og importkapasiteten til området. Det er også installert PFK på Tonstad for å øke importkapasiteten til området.

Hva utløser verna:

Utløsning av nødefekt på Skagerrak skjer ved overlast på 300 kV linjene ut fra Lyse, 300 kV Solhom-Tonstad og 420 kV Rød-Grenland og Arendal-Bamble, samt utfall av 420 kV fra Holen til Kristiansand og Rød til Kristiansand. NorNed får nødefekt ved overlast på 300 kV ut fra Lyse og 300 kV Solhom-Tonstad. Utløsning av PFK Tonstad skjer ved overlast på 300 kV linjene ut fra Lyse og 420 kV Arendal til Bamble, samt utfall av 420 kV fra Holen til Kristiansand.

Når blir vernet brukt:

Nødefekt som følge av overlast står normalt alltid på. Nødefekt som følge av utfall blir brukt i perioder med stor eksport/import, ofte i kombinasjon med en eller flere driftsstanser i nettet. PFK Tonstad blir også brukt i perioder med høy import, men kun når vernet på Skagerrak ikke er tilstrekkelig eller er ute av funksjon.

Østlandet

Funksjoner:

På Østlandet er det installert PFK på Kvilldal, Tokke, Vinje, Songa, Oksla, Sima og Aurland. Disse er installert for å øke handelskapasiteten mellom elspotområdene. Det er installert PFK i Sulldal for å øke kapasiteten ut fra 300 kV nettet mellom Nesflaten, Tokke og Flesaker. Det er installert PFK på Nes og Usta for å øke kapasiteten ut fra 300 kV i Hallingdal. I Torpa og Lomen er det installert PFK for å øke kapasiteten ut fra 132 kV Østnettet. Det er installert nettsplitt i Hasle T6(420/300), 132 kV Eidskog og 300 kV Vågåmo for å øke forsyningssikkerheten i Sør-Norge. I 300 kV Tegneby er det installert nettsplitt for å øke importkapasiteten til Sør-Norge. I tillegg er det installert nettsplitt i 132 kV Vågåmo for å øke forsyningssikkerheten lokalt og i Frogner er det installert BFK for å øke forsyningssikkerheten til 66 kV under Frogner.

Hva utløser verna:

Overlast på 300kV linjene fra Hallingdal mot Sogn gir PFK på Nes og Usta. Overlast på 420kV linjene ut fra Kvilldal, samt utfall av 420kV mellom Kvilldal og Sylling gir PFK på Kvilldal. Utfall av 420kV linjene fra Usta til Ådal, Dagali til Ringerike, Dagali til Nore1, Nore1 til Sylling og Ådal til Frogner gir PFK på Sima og Aurland. Utfall av alle 420 kV linjer ut fra Hasle, samt 420 kV Sylling-Tegneby, gir PFK på Aurland, Sima, Oksla, Songa, Kvilldal, Vinje, Tokke og Tonstad. Utfall av 300 kV fra Sauda til Flesaker og Songa til Tokke gir PFK på Suldal og Oksla. Overlast på 132 kV fra Dokka til Nes, Dokka-Åbjøra og Fall til Raufoss gir PFK på Torpa og Lomen. Brudd på 420 kV forbindelsen mellom Hasle og Sverige gir nettsplitt på Hasle T6, 132 kV Eidskog-Charlottenberg og 300 kV Vagåmo-Øvre Vinstra. Utfall av 420 kV Hasle-Tegneby gir nettsplitt på samleskinnene i 300 kV Tegneby. Overlast på 132 kV fra Vågåmo mot Aura gir nettsplitt på denne forbindelsen. BFK i Frogner blir utløst ved utfall av en av transformatorene (420/66) i Frogner.

Når blir vernet brukt:

PFK-funksjonene ved utfall rundt Hasle og 420 kV i Hallingdal blir hovedsakelig brukt ved høy eksport fra Østlandet til Sverige. Hyppigheten avhenger av den hydrologiske situasjonen i Sør-Norge og kan variere fra daglig bruk til uker mellom hver gang. PFK ved utfall av 300 kV i Hallingdal er i bruk ved høyt forbruk i Oslo vinterstid eller i forbindelse med driftsstanser. PFK i 132 kV Østnettet og 300 kV fra Sauda-Flesaker styres av den hydrologiske situasjonen i områdene eller driftsstanser. Nettsplitt på Hasle T6, Eidskog og Vågåmo har normalt alltid stått på. Etter idriftsettelse av Ørskog-Sogndal vil disse normalt kun brukes i forbindelse med driftsstanser. Nettsplitt i Tegneby brukes sjelden og kun i perioder med høy import i Hasle fra Sverige. BFK i Frogner er i regelmessig bruk vinterstid.

18 Anmelding og planlegging av produksjon

18.1 Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse

Avregningsansvarlig gjennomfører etter hver ukentlig rapporteringsfrist av avregningsdata en ubalansanalyse. Både produksjonsbalanser og forbruks- og handelsbalanser analyseres. Analysen skiller mellom naturlige ubalanser (for eksempel fra vindkraft) og unaturlige ubalanser. Unaturlige ubalanser avdekker at balanseansvarlig har et forbedringspotensial og det tas kontakt med dem. 2018 ble det avdekket en rekke unaturlige ubalanser som alle kan kategoriseres som svikt i interne rutiner hos de balanseansvarlige. Ingen av disse ubalansene var vesentlige og hadde dermed ingen konsekvenser for systemdriften.

Hver gang slike ubalanser oppdages tar avregningsansvarlig direkte kontakt med balanseansvarlig og etterspør både redegjørelse for ubalansen og beskrivelse av hvordan balanseansvarlig i fremtiden skal unngå lignende ubalanser.

Samtlige balanseansvarlige har redegjort for ubalansene og beskrevet deres justeringer i de interne rutine.

19 Reservemarkeder

19.1 Oversikt over RKOM og RK

	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	3	12	26
Forbruk	5	13	6
Produksjon og forbruk	1	1	4

Tabell 15: Antall aktører som har deltatt i RKOM og RK.

	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	8%	42%	95%
Forbruk	92%	58%	5%
	100%	100%	100%
RKOM-H	8%	50%	-
RKOM-B	92%	50%	-
	100%	100%	-

Tabell 16: Fordeling av tilbudt volum mellom forbruk, produksjon, RKOM-H og RKOM-B.

	Antall aktører	Antall stasjonsgrupper
NO1	9	16
NO2	14	39
NO3	12	30
NO4	11	28
NO5	7	17

Tabell 17: Antall aktører og stasjonsgrupper per elspotområde.

19.2 Reserver i Norge og Norden

Det nordiske synkronområdet har behov for i hovedsak fire ulike typer reserver; frekvensstyrt normaldriftsreserve (FCR-N), frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D), sekundærreserve (aFRR) og manuelle reserver (mFRR), også kalt tertiærreserver. De tre førstnevnte blir delt mellom de nordiske land etter ulike fordelingsnøkler, mens de manuelle reservene er bestemt ut fra nasjonale forhold. Hvordan de ulike typene reserver anskaffes, er ulikt fra land til land. Det er ikke krav om reserver per budområde.

Kravet for FCR-N totalt i det nordiske synkronområdet er 600 MW. Dette er fastsatt i den nordiske systemdriftsavtalen. Disse 600 MW fordeles etter årsforbruket foregående år, gjeldende fra 1.april året etter. Fordelingen pr 1.3.2019 er gitt i tabellen under. Det vil ikke skje noen endring i fordelingen innværende år, så neste endring vil komme ved årsskiftet 2019/2020. Dette er en tilpasning til den nye nordiske systemdriftsavtalen.

Kravet for FCR-D totalt i det nordiske synkronområdet, er at reserven skal være lik dimensjonerende feil i Norden, fratrukket 200 MW. Fratrukket er gjort fordi forbruket også går noe ned når frekvensen går under 49,5 Hz. Største dimensjonerende feil i Norden er i dag 1430 MW, så totalkravet på FCR-D er ca 1200 MW. Dette fordeles etter dimensjonerende feil i hvert enkelt land. Både fordelingen og totalkravet i Norden kan derfor variere noe, f.eks etter hvilke kjernekraftblokker som produserer. En normal fordeling er gjengitt i tabellen under. En endring i dimensjonerende feil i ett land, vil påvirke

kravet til alle land innenfor synkronområdet. Siden siste mulighet til å anskaffe FCR-D i etablerte markedsløsninger er kl 18, er det innført en frist kl 16 på å oppdatere dimensjonerende feil i det felles nordiske datasystemet NOIS. Alle TSOer er dermed forpliktet til å sjekke sitt krav daglig etter kl 16. Både FCR-N og FCR-D utveksles mellom land. I Norge kjøpes det normalt ikke inn FCR-D gjennom en markedsløsning. Etter anskaffelse av FCR-N og grunnleveransen som følger av kravet til 12 % statikk, dekker Norge sitt krav i alle timer. Det er forventet at det vil bli behov for å anskaffe FCR-D i fremtiden.

Kravet for aFRR er 300 MW i utvalgte timer der det er forventet store endringer i forbruk, produksjon og utveksling. Hvilke timer, og hvor mange timer i døgnet, bestemmes nordisk for et kvartal om gangen. I Q1/2019 anskaffes reserven mandag-fredag i tidsrommene 04:00-08:00 og 16:00-20:00 i uke 1-8, og 04:00-08:00 og 17:00-21:00 i uke 9-13. Dette utgjør totalt 40 timer pr uke. Fordelingsnøkkelen er den samme som for FCR-N, årsforbruk foregående år.

Kravet for mFRR er lik dimensjonerende feil for hvert enkelt land. Den påvirkes altså ikke av andre lands dimensjonerende feil. Det er på mFRR at det er størst ulikheter i hvordan reserven anskaffes og brukes. Det er kun i Norge at reserve anskaffes i et ukemarked, og inngår i det ordinære regulerkraftmarkedet. I de øvrige land er anskaffet reserve øremerket feil og andre alvorlige situasjoner. Dette gjør at Statnett anskaffer noe mer enn det nordiske kravet, for også å kunne dekke vårt krav når noe av reserven allerede er brukt til å dekke ubalanser.

For reserver utenom aFRR, er det ikke mulig å gi et eksakt tall på hva som er kapasiteten. Kapasiteten finnes dersom betalingsviljen er til stede.

Det er ikke krav om reserver fordelt per budområde i Norge.

	FCR-D (krav)	FCR-N (krav)	aFRR (krav)	aFRR (kapasitet)	mFRR (krav)
Norway	354	214	105	475* tilbudt i uke 6	1200+500
Sweden	428 (at 2018-02-08 10:00)	227	150	240 tilbudt i uke 6	1430 (at 2018-02-08 10:00)
Denmark East	180**	21	11	12 (Delivered from DK1)	600 ***
Denmark West	N/A	20	90	100	682 (Of which 300 MW is shared from DK2)
Finland	263	138	70	110	1100

*100 MW aFRR levert til Danmark på Skagerrak-forbindelsen kommer i tillegg

** FCR-D delivery for DK2 share of the Nordic requirement delivered as follows week 6 2018

Kontiskan: 75 MW

Storebælt: 18 MW

Kontek: 50 MW

Bought in DK2/SE on daily auction: 37 MW

*** Following reserved on long term contracts:
ØRSTED (DONG): 474 MW in winter, 444 MW in summer
DANCOM: 45 MW
EDK: 68 MW
MAKDK: 36 MW
NEEY: 15 MW

Total: 638 MW in winter, 608 MW in summer

20 Endringer i praktisering av systemansvaret

20.1 Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2017

Det har i 2018 ikke vært vesentlige endringer i det internettbaserte dokumentet 'Statnetts praktisering av systemansvaret'. Fos er imidlertid endret i 2018, og NVE har innført bestemmelse om at systemansvarliges vedtak skal være basert på godkjente retningslinjer. Hvilke bestemmelser i fos som er omfattet av krav til å ha tilhørende retningslinjer fremgår av fos § 28a. Det er systemansvarlig som skal utarbeide et forslag til retningslinjer, og disse retningslinjene skal høres med aktørene i bransjen. Systemansvarlig skal oppsummere høringsinnspill og sende endelig utkast til NVE for godkjenning.

I 2018 har det pågått to separerte arbeider knyttet til retningslinjer. For fos § 22 er retningslinjer utarbeidet, hørt med bransjen og godkjent av NVE. Disse retningslinjene ble gjort gjeldende fra 1.1.2019, og er tilgjengelig på statnett.no. For fos-paragrafene 5, 6, 8, 8a, 8b, 14a og 21 er retningslinjer utarbeidet og sendt på høring høsten 2018, der målet er at godkjente retningslinjer skal være gjeldende fra 1.7.2019.

21 Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova

21.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Bestemmelse	Beskrivelse	Antall ikke-systemkritiske vedtak
§ 7 første ledd	Overføringsgrenser	1394
§ 12 første ledd	Planer for å gjenopprette normal drift	0
§ 13 første ledd	Planer for manuell utkobling av forbruk	1
§ 14	Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg	111
§ 17	Planlagte driftsstanser	3329
§ 18	Målinger og meldinger	0
§ 19	Jordstrømskompensering	0
§ 20 første ledd	Vern og releplanlegging	1
§ 21 første ledd	Systemvern	29
§ 27	Betaling for systemtjenester	8
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	25

Tabell 18: Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak, fordelt på de aktuelle bestemmelsene.

Følgende vedtak ble påklaget i 2018:

Vedtak om idriftsettelse iht. fos § 14 - idriftsettelse av Røldal A1, turbin effekt-oppgredning.

Vedtak etter § 21 i fos om installasjon og drift av systemvern - produksjonsfrakobling (PFK) på Kvittfjell Vindkraftpark.

21.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

FoS §	Antall vedtak	Kommentar
§ 5 første og annet ledd	0	
§ 5 tredje ledd	5872	Antall spesialreguleringer. Bud som er aktivert over flere timer blir regnet som en regulering.
§ 6	224 592	Uendret
§ 7 annet ledd	Et dokument pr uke med grenser under aktuelle utkoblinger.	
§ 8	11 319 flyttinger. 184 vedtak om prod.tilpasninger	
§ 9 første punktum	0	
§ 11	0	
	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: ca. 70	Anslag
§ 12 annet til femte ledd	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering: ca. 50 Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse: 8 Bruk av tilgjengelig effekt ved feil: 1	Anslag
§ 13 annet og tredje ledd	TUF effektknapphet: 0 TUF større driftsforstyrrelser: 0	
§ 15	Antall ganger produsenter har fått vedtak om å endre produksjonen av reaktiv effekt: 11	
§ 16	Fastsettelse av koblingsbildet er en kontinuerlig vurdering, og ikke noe som kan tallfestes. Vedtak om godkjent driftsstans: 3323	
§ 17 tredje og fjerde ledd	Avslag på søknad om driftsstans: 153 Omprioriteringer (endring av tidspunkt): 757 Omprioritering: (avlysning): 714	Tallene for vedtak om omprioritering (endring av tidspunkt) er en del lavere enn i fjorårets rapport. Det skyldes at tallene for i fjor var noe over-/feilestimert. Med justert metodikk har totalt antall vedtak økt fra 691 til 757
§ 21 fjerde ledd	Antall aktiveringer: 2679	

Tabell 19: Systemkritiske vedtak.

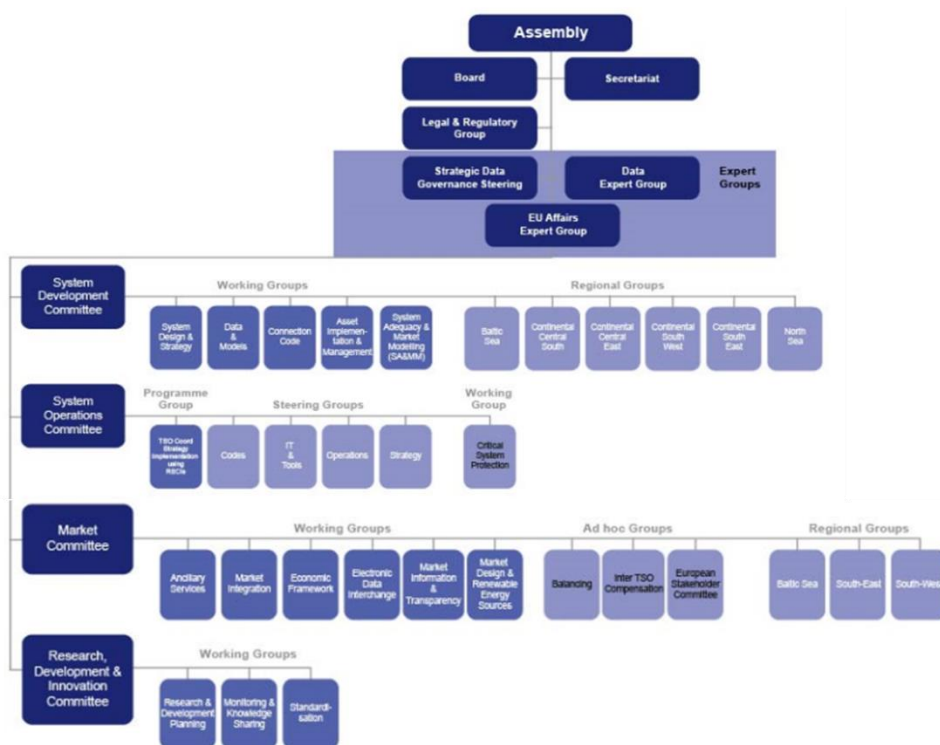
22 Internasjonal koordinering

22.1 Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret

Internasjonal koordinering

Et effektivt kraftmarked er sentralt for utøvelsen av systemansvaret. Norge er en del av det nordiske og europeiske kraftmarkedet. En effektiv utøvelse av systemansvaret er derfor tett knyttet til utviklingen i Norden og Europa. Et av EUs viktigste mål for å oppnå reduserte klimautslipp er å skape et effektivt indre marked for elektrisitet, noe som først og fremst bygger på et sikkert og integrert europeisk strømnnett. Norge er gjennom EØS-avtalen et fullverdig medlem av det indre energimarkedet og samarbeider med EU i en rekke energispørsmål.

EU- institusjonene benytter European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) i energiomstillingen. Vårt påvirknings- og utviklingsarbeid i Europa skjer derfor først og fremst gjennom ENTSO-E. Statnett var i 2018 representert i Assembly og Board. I hovedkomiteer møter seniorpersonell fra Statnett. Utvalgte underkomiteer har deltagelse fra kompetent statnettpersonell. Vi benytter Brusselkontoret som en base for monitorering og påvirkning av EU-forslag. For å utfylle og skape en helhet i vår europeiske tilnærming deltar vi også på utvalgte arenaer sammen med TSOer, markedsaktører og NGOer.



Sentralt i arbeidet er implementering av Network Codes/ Guidelines. Til sammen er det utarbeidet åtte Network Codes/ Guidelines. Selv om regelverket formelt ikke er implementert i Norge, påvirker de kraftmarkedet i Norge og Norden vesentlig. Statnett er derfor aktivt deltagende både i utformingen og implementeringen av regelverket. Mye av arbeidet skjer regionalt. Prosjekter slik som nordisk arbeid med flytbasert markedskobling, finere tidsoppløsning, nordisk arbeide med oppdatering av

systemdriftsavtalen og felles nettmodeller (Common Grid Model) er viktige prosjekter for systemansvarlig.

I lys av europeisk regelverk skal det i tiden fremover utarbeides en rekke store europeiske IT-plattformer for handel og utveksling av balanseringsressurser. TSOene og ENTSO-E trenger god koordinering av dette ressurskrevende arbeidet.

Statnett er videre opptatt av at den europeiske utviklingen må balansere behovet for felles regler mot behovet for å ta regionale hensyn. Mange viktige beslutninger om utvikling av det nordiske synkronsystemet vil fremdeles måtte skje regionalt. Samarbeid i Norden for å sikre felles interesser er derfor viktig.

Videre deltar vi arbeid med å lage Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), samt europeiske og regionale forsyningsikkerhetsanalyser.

Effektive markedsløsninger gjennom markedskobling for spothandel og et effektivt intradagmarked er viktig for en god norsk ressursutnyttelse. Statnett deltar derfor i videreutviklingen og operasjonaliseringen av felles-europeiske løsninger på dette. I tillegg pågår det en rekke andre initiativ der det forventes at Statnett og TSOene er med og bruker ressurser. Eksempelvis ser man at mer og mer ressurser går med til rapportering av data og generell informasjon til regulatorer og europeiske myndigheter.

Statnett holder seg også oppdatert på nye initiativ og regelverksutvikling i Europa. I 2018 har vi deltatt aktivt med innspill i forbindelse med europeiske myndigheters arbeid med nytt regelverk, den såkalte Clean Energy Package. I samråd med norske myndigheter, er sentrale norske posisjoner diskutert og fremholdt inn i det europeiske arbeidet.

Nordisk balanseringssamarbeid

Integrasjonen av ny fornybar energi i det nordiske kraftsystemet fortsetter og HVDC-forbindelser er planlagt eller under bygging. Det gjør oppgaven med å sørge for momentan balanse og forsyningsikkerhet stadig mer utfordrende. På samme tid legger utviklingen av et mer harmonisert europeisk balanseringsmarked til rette for en mer effektiv utnyttelse og utveksling av balanseringstjenester.

For å møte fremtidens utfordringer for kraftsystemet, samtidig som man best mulig utnytter mulighetene i felles europeiske markedsplattformer, lanserte Svenska Kraftnät og Statnett i juni 2017 en nytt balanseringskonsept basert på såkalt Area Control Error (ACE) for det nordiske kraftsystemet. De øvrige to nordiske TSOene ble etter hvert inkludert i arbeidet med balanseringskonseptet. Arbeidet har fortsatt i 2018, og konseptet planlegges implementert stegvis i perioden 2019 - 2022.

Implementeringsstegene gjennomføres i nær dialog med regulatorene. Flere elementer knyttet til regionalt regelverk beror på regulatorgodkjennelser og disse prosessene påvirker i sterk grad om implementeringsplanen for balanseringskonseptet kan følges som oppsatt.

22.2 Status for de nordiske investeringsplanene

De nordiske TSOer publiserer hvert andre år en nordisk nettutviklingsplan. For detaljer rundt de enkelte planer og prosjekt vises til Nordic Grid Development Plan, Ten Year Network Development Plan, de nasjonale nettutviklingsplaner samt den enkelte TSOs hjemmesider. En grov oversikt over nordiske investeringsplaner og status for disse vises i kapittel 23.2.1 og 23.2.2.

22.2.1 Mellomlandsforbindelser ut av Norden

Basert på besluttede planer vil utvekslingskapasiteten ut av det nordiske synkrone systemet i 2021 passere 10.000 MW. Status for nye forbindelser ut av Norden er:

Realiserte

- **Estlink 2:** HVDC-forbindelsen Estlink mellom Finland og Estland ble idriftsatt i januar 2007 med en overføringskapasitet på 350 MW. I februar 2014 idriftsatte Fingrid og Elering (estlandsk TSO) Estlink 2 (kapasitet 650 MW). Samlet kapasitet Finland-Estland: 1000 MW.
- **NordBalt:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Sverige og Litauen. Viktig for integreringen av det baltiske markedet. Eies 50/50 av Svk/LitGrid. Ble satt i drift februar 2016.

Under bygging:

- **COBRA Cable:** 700 MW HVDC-link mellom Jylland (Endrup) og Nederland (Eemshaven). Eies 50/50 av Energinet og TenneT. Selskapene gjorde i februar 2016 endelig investeringsbeslutning for prosjektet. Prosjektet planlegges idriftsatt 30.09.2019.
- **NordLink:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Ertsmyra/Sirdal) og Tyskland (Wilster, Schleswig-Holstein). Statnett eier 50% og den tyske systemoperatøren TenneT samt den statside tyske finansieringsinstitusjonen KfW eier 25% hver. Forbindelsen ble gitt konsesjon i 2014 og investeringsbeslutnet januar 2015. Prosjektet planlegges idriftsatt 2020.
- **North Sea Link:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Kvilldal) og England (Blyth). Eies 50/50 av Statnett og National Grid. Forbindelsen ble gitt konsesjon i 2014 og investeringsbeslutnet mars 2015. Prosjektet planlegges idriftsatt 2021.
- **Jylland-Tyskland (Østkysten):** Kapasiteten Jylland-Tyskland ble i 2012 oppgradert til 1500 MW i nordgående retning og 1780 MW i sydgående retning. Energinet og TenneT har tatt investeringsbeslutning og bygger for en videre kapasitetsøkning planlagt idriftsatt innen 31.12. 2020. Nåværende østkystforbindelse skal spenningsoppgraderes (220→400 kV), noe som bidrar til å øke kapasiteten til 2500 MW i begge retninger. Som følge av økt vindkraftvolum i Tyskland har kapasiteten på forbindelsen tidvis vært svært begrenset.
- **Kriegers Flak:** En 600 MW offshore vindpark er under bygging på dansk territorium av Kriegers Flak. Basert på dette bygger Energinet og tysk TSO (50 Hertz) en 400 MW-AC-forbindelse fra Danmark via Kriegers Flak til Tyskland. Forbindelsen planlegges ferdigstilt 31.05.2019. I tillegg til vindparken på Kriegers Flak tilknyttes også vindparkene Baltic 1 og 2 (336 MW).

Besluttet

- **Jylland-Tyskland (Vestkysten):** Energinet og TenneT har besluttet å bygge en ny vestkystforbindelse (400 kV) Jylland-Tyskland, noe som vil løfte kapasiteten den teoretiske kapasiteten fra 2500 til 3500 MW. Forbindelsen planlegges realisert mot slutten av 2022.
- **Viking Link:** Energinet og National Grid har besluttet å bygge en 1400 MW kabel mellom Danmark og England (770 km). Prosjektet planlegges idriftsatt desember 2023.

Konsesjonssøkte

- **NorthConnect:** En gruppe bestående av Vattenfall, ECO, Lyse og Agder Energi planlegger en ny 1400 MW forbindelse mellom Sima (Norge) og Peterhead (Skottland). Forbindelsen er konsesjonssøkt, og planlegges idriftsatt i 2023.
- **Hansa Power Bridge:** Svenska Kraftnät og tysk TSO (50Hertz Transmission) undertegnet i mars 2014 en intensjonsavtale for realisering av ny forbindelse mellom Sverige og Tyskland. Den konsesjonssøkte forbindelsen er på 700 MW og planlegges idriftsatt i 2026.

Under utredning

- **Danmark-Polen.** Energinet og polsk TSO (PSE) har startet utredninger rundt ny 600 MW forbindelse Sjælland-Polen.
- **Danmark-Tyskland.** Energinet og tysk TSO (50Hertz Transmission) utreder i den europeiske nettutviklingsplanen muligheter for økt kapasitet Sjælland-Tyskland (Kontek2).
- **Hansa Power Bridge 2:** Svenska Kraftnät og tysk TSO (50Hertz Transmission) utreder muligheten for ytterligere en kabel (700 MW) Sverige-Tyskland.

22.2.2 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

Gjennom Nordisk Systemutviklingsplan planla Nordel forsterkning av 5 prioriterte nordiske overføringsnett.

Status for de 5 prioriterte snitt er:

- **Nea – Järpströmmen:** 420 kV-ledning mellom Midt-Norge og Midt-Sverige til erstatning for eksisterende 300kV-ledning. Viktig for forsynings sikkerheten i Midt-Norge. Idriftsatt i 2009.
- **Storebælt:** 600 MW HVDC-forbindelse mellom Vest-Danmark og Øst-Danmark, som knytter sammen det synkrone nordiske og kontinentale system. Idriftsatt i 2010.
- **Fennoskan 2:** 800 MW HVDC-forbindelse mellom Finland og Sverige (link nummer to). Viktig både som følge av kjernekraftutbygging i Finland samt økt overføringsbehov Sverige-Finland (til dels store prisforskjeller). Idriftsatt januar 2012.
- **Skagerrak 4:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Danmark Vest (Jylland) og Norge (Kristiansand). Kabelen har en kapasitet på 700 MW og ble idriftsatt desember 2014.
- **Sødra lenken (SydVest-linken):** 1200 MW HVDC(AC)-forbindelse mellom Midt- og Sør-Sverige. Forbindelsen er under bygging. Nordre del (AC) er idriftsatt, mens søndre del (DC) er planlagt idriftsatt 31.07.2019. Forbindelsen har også vært planlagt med en gren mot Norge. Norgegrenen ble i 2013 av Statnett og SvK besluttet terminert.

Øvrige internordiske mellomlandsforbindelser

- **Ny AC-forbindelse Sverige-Finland.** Basert på store forskjeller i nasjonal energibalanse (Sverige overskudd, Finland underskudd), er prisforskjellene tidvis store. Som følge av dette har Fingrid og Svenska Kraftnät konsesjonssøkt en 3dje AC-forbindelse i nord (SE1-FI), noe som vil øke kapasiteten med ca.800 MW. Ledningen planlegges konsesjonssøkt i 2019/20 og idriftsatt Q4-2025.
- **Reinvestering FennoSkan 1 (SE3-FI).** Svenska Kraftnät og Fingrid har startet vurderinger rundt en eventuell reinvestering av FennoSkan 1. FennoSkan 1 er på 500 MW og ble bygget i

1989. Hovedalternativet som vurderes er at eventuell ny forbindelse legges lengre nord enn eksisterende (SE2 og Finland) og at kapasitet økes til 800 MW.

- **Reinvestering Sverige-Danmark.** SvK og Energinet skifter ut Øresundskablene mellom Sjælland og SE4. Kablene ble lagt i 1973 og de nye kabler forventes å være i drift 30.06.2020. I tillegg har SvK og Energinet startet vurderinger rundt reinvestering av Kontiskan-forbindelsen (Jylland-SE3).
- **Nordisk Nettutviklingsplan 2017:** Gjennom planen besluttet de nordiske TSOer å starte utredninger av 5 korridorer for vurdering av fremtidig forsterkningsbehov. De fem korridorer er: Norge-Danmark, Norge-Sverige (NO1-SE3), Norge-Finland, Sverige-Finland og Sverige-Danmark. Utredningene planlegges offentliggjort i Nordisk Nettutviklingsplan 2019.

22.3 Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC

Alle TSOer er ifølge Network Codes pålagt å inngå regionale samarbeid gjennom "Regional Security Coordinators" (RSC). De fire nordiske landene inngikk den 7. januar 2016 en avtale om at TSOene som inngår i det nordiske synkronsystemet, danner et eget RSC-kontor med lokasjon i København. Det ble valgt en modell der de nordiske TSOene "eier" hver sin fjerdedel.

Det nordiske RSC-kontoret (NRSC) har fra 1. desember 2017 vært et aktivt kontor med medarbeidere fra hver TSO, og konsulenter med ulike roller. Kontoret skal fungere som en støtte for den nordiske systemdriften, mens TSO-ene er ansvarlig for forsyningssikkerheten i sitt tilhørende nett. NRSC skal utføre seks definerte oppgaver; lage en nordisk CGM, koordinere sikkerhetsanalyser, koordinere kapasitetsfastsettelsen i elspot- og intradaymarkedene, analysere effekttilstrekkeligheten på kort- og halvlang sikt, koordinere utkoblinger og koordinert håndtering av kritiske driftssituasjoner. Kontoret skal fungere som støttefunksjon til de nordiske TSOene, samt utveksle data mot Europa. All data- og filutveksling skal foregå på Common Grid Models metodikk og standard som blir et nytt system som implementeres over hele EU. Denne standarden muliggjør på en ny måte å knytte seg tettere opp mot den raske IT-utviklingen i energibransjen; standarden gjør det lettere å kunne håndtere big data, den gjør det lettere å utveksle prognoser for forbruk og uregulerbar produksjon. Den gjør det enklere å dele data og statistikk TSO-er imellom, og TSO-ene vil kunne kommunisere lettere med kunder og aktører i underliggende nett. Denne standardiseringen er et steg videre mot neste generasjons europeiske kraftsystem. Selv om flere av systemene for datautvekslingen ikke ennå er ferdigutviklet, legges grunnlaget for dette i det pågående nordiske og europeiske CGM-prosjektet. Statnett har vært aktive bidragsyttere inn i dette arbeidet, og har bygget opp kompetanse og infrastruktur for å møte utviklingen og oppfylle nye krav i tillegg til sikker informasjonshåndtering og datadeling.

Tre Statnett-ansatte jobber 100% ved kontoret, både som operatører og som utviklere for tjenesten eller tjenestene de er involvert i. Rollen som Business Lead er dekket av en innleid konsulent via Statnett. Tjenestene RSC leverer har ulik kompleksitet, omfang og krav til datadeling. To av RSC-ens tjenester er delvis idriftssatt i en forenklet utgave. De andre tjenestene har flere aktiviteter som forbereder tjenesten for idriftssettelse

På drift:

- SMTA – Short and Medium term Adequacy

Tjenesten sammenstiller nordiske prognoser for effekttilstrekkelighet, tjenesten ble lansert 8. februar 2019. Tidshorizonten er for i morgen og 7 dager frem. Med denne tjenesten skal det bli lettere å

avdekke anstrengte effektsituasjoner før de oppstår, og RSC skal være delaktig i å koordinere tiltak som bedrer situasjonen.

- OPC – Outage Planning Coordination

Koordinering av utkoblinger som påvirker et annet lands elspotkapasitet, har hatt lang historie i Norden. RSCs rolle i denne koordineringen er å legge til rette for ukentlig avsjekk av planene som ligger inne i planverktøyet, og verifisering at disse planene er oppdaterte. Det ukentlige OPC-møtet har funnet sted hver uke siden juli 2018. Den nordiske koordineringen av årsplanen inngår også i OPC-tjenesten.

- CCC 1a – Capacity Calculation Coordination: Sending CNTC Capacities to NordPool

RSC har sendt inn kapasiteter satt av de nordiske TSOene inn til NordPool siden 28. august 2018. Hver TSO sender inn NTC-kapasiteter i NOIS, RSC sørger for at dette sendes fra NOIS til NordPool alle dager.

Under utvikling:

- CGM – Common Grid Model

CGM er RSCens hovedtjeneste, og grunnlaget for alle RSCens tjenester. Hovedaktiviteten til RSC og Statnett i RSC-prosjektet internt er å bygge opp en IT-løsning som muliggjør sending av IGM (Individual grid Model) fra Statnett i tidshorisontene Intradag, i morgen (D-1), to dager frem (D-2), en uke frem (W-1), en måned frem (M-1) og et år frem i tid (Y-1). Hovedfokuset har ligget på å muliggjøre en D-1 nettmodell først, og deretter D-2. Siden RSC-kontoret begynte som aktivitet i desember 2016, har hovedarbeidet vært å bygge landenes IGMer, og slå de sammen de til en Nordisk Common Grid Model. Det er forventet at tjenesten går på lufta i september, og våren 2019 og sommer vil bli brukt til system-og integrasjonstest og akseptansetesting.

- CCC 1c – Capacity Calculation Coordination: Multiple NEMOs

Markedet skal tilrettelegge for åpenhet for flere aktører, deriblant flere kraftbørser. Arbeidet med å klargjøre kapasitetsfastsettelsen og påvirkninger fra flere børser, ble påbegynt høst 2018.

- CCC 2: Capacity Calculation Coordination: CNTC calculation based on CGM

Arbeidet avhenger av nytt verktøy, som kan kjøre kapasitetskalkuleringer på Common Grid Model. Denne delleveransen vil rulles ut parallelt med CCC 3.

- CCC 3 – Capacity Calculation Coordination: Flowbased Market Coupling

Omfanget og kompleksiteten av denne tjenesten, har generert et underprosjekt; NorCap. NorCap har i oppdrag å anskaffe et verktøy som utfører flytbasert kapasitetskalkulering basert på CGM, og skal også utføre sikkerhetsanalyser i verifiseringen av kapasitetene. Underprosjektet er ansvarlige for migreringen over fra CNTC-kapasitetsfastsettelse slik det praktiseres i Norden i dag, til Flytbasert Markedskobling for day ahead. En leverandør er forventet å signeres i begynnelsen av mars 2019. I ettertid av leveransen av nytt IT-verktøy, skal prosjektet kjøre en parallell-kjøring av flytbasert kapasitetskalkulering for å bygge erfaring og kompetanse med den nye kapasitetsmetodikken for både RSC og de nordiske TSOene.

- CSA – Coordinated Security Analysis

Om det skjer et utfall i nettet som har påvirkning på nabolands komponenters flyt og den nye flyten overskrider nettets driftsgrenser, skal dette på forhånd identifiseres og studeres. Resultatet skal være en koordinering håndtering av avbøtende tiltak (Remedial Actions) der det oppstår overskridelser. Denne sikkerhetskoordineringen skal utføres på D-1 nettmodell, og avbøtende tiltak skal koordineres

der markedet ikke løser overskridelsen ved intradaghandel. Intern utvikling av CSA-tjenesten har fra Statnett sin side blitt noe nedprioritert.