

**Statnett**

# Rapport fra Systemansvarlig

Om kraftsystemet i Norge 2019



## Innhold

1	Områder med redusert driftssikkerhet.....	5
1.1	Oversikt over områder og tidsrom hvor nettet har vært drevet uten N-1.....	5
1.2	Oversikt over hvordan gjennomførte tiltak og utbygging i 2019 har forbedret driftssikkerheten.....	7
2	Planlagte driftsstanser.....	8
2.1	Oppdatert status for systemansvarliges arbeid med samordning av driftsstanser .....	8
2.2	Statistikk over planlagte driftsstanser.....	8
3	Koplingsbilder.....	14
3.1	Endringer i faste koblingsbilder etter fos § 16. ....	14
4	Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet.....	15
4.1	Liste over vedtak fattet etter fos § 14 .....	15
5	Innsamling av anleggsdata i Fosweb.....	20
5.1	Status for arbeid med innsamling av anleggsdata via Fosweb .....	20
6	Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser.....	22
6.1	Større nasjonale driftsforstyrrelser .....	22
6.2	Driftsforstyrrelser og tilgjengelighet på utenlandskablene.....	22
7	Tvangsmessig utkobling av forbruk.....	24
8	Oversikt over større separatområder .....	24
9	Handelsgrenser .....	26
9.1	Varighetskurver for handelsgrensene .....	26
9.2	Månedsoversikt for handelsgrenser .....	30
9.3	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser.....	37
9.4	Nøkkeltall for handelsgrensene .....	37
10	Vurdering av frekvensutviklingen og tiltak for forbedring .....	39
10.1	Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år .....	39
10.2	Status, virkning og erfaringer fra piloter og aktuelle tiltak i 2019 for å bedre frekvenskvaliteten. ....	41
10.3	Balansering ved lastvariasjoner på Skagerrak .....	44
11	Oversikt over roterende masse .....	46
11.1	Roterende masse .....	46
12	Driftsspenninger i transmisjonsnettet .....	46
12.1	Driftsspenninger i transmisjonsnettet .....	46
12.1.1	Region Sør.....	46
12.1.2	Region nord .....	48
12.2	Prosjekt spenningsregulering .....	49

13	Systemansvarskostnader .....	50
13.1	Sammendrag av systemansvarskostnader .....	50
13.2	Utviklingen i kostnader over tid (2010-2019) .....	53
13.3	Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene .....	54
14	Flaskehalskostnader og spesialregulering .....	65
14.1	Markedskostnader <sup>2</sup> ved flaskehals mellom elspotområder .....	65
14.2	Spesialregulering .....	69
14.3	Spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett .....	71
15	Produksjonstilpasning .....	72
16	Systemtjenester og effektreserver .....	81
16.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver .....	81
16.1.1	Primærreserver (FCR) .....	81
16.1.2	Sekundærreserver (aFRR) .....	82
16.1.3	Tertiærreserver (RKOM) .....	82
16.1.4	Produksjonsflytting .....	83
16.1.5	Produksjonsglatting .....	83
16.1.6	Reaktiv effekt .....	84
16.1.7	Systemvern .....	84
16.1.8	Omfang og bruk av systemvern i Norge .....	85
17	Anmelding og planlegging av produksjon .....	89
17.1	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse .....	89
18	Reservemarkeder .....	90
18.1	Oversikt over RKOM og RK .....	90
18.2	Reserver i Norge og Norden .....	90
19	Endringer i praktisering av systemansvaret .....	91
19.1	Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2017 .....	91
20	Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova .....	92
20.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak .....	92
20.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak .....	93
21	Internasjonal koordinering .....	94
21.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret .....	94
21.2	Status for nordiske investeringsplaner .....	96
21.2.1	Mellomlandsforbindelser ut av Norden .....	96
21.2.2	Mellomlandsforbindelser internt i Norden .....	97
21.3	Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC .....	98



# 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 transmisjonsnettet.

Det er en målsetting for Statnett å ha tilfredsstillende kapasitet og kvalitet i transmisjonsnettet. Det er foretatt en undersøkelse av antall timer med redusert driftssikkerhet, dvs. overskridelse av N-1 driftssikkerhet. I denne<sup>1</sup> 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 reddes 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

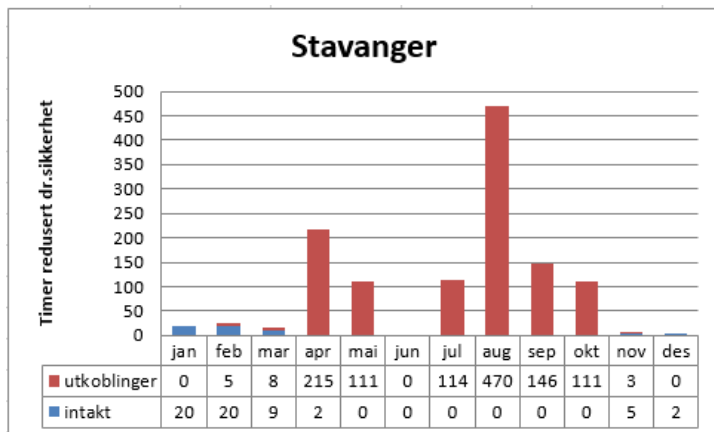
Stavanger forsynes fra to 300 kV forbindelser og med maksimalt 200-250 MW lokal produksjon. Overføringskapasitet for N-1 driftssikkerhet er satt til 700 MW. I perioder benyttes en spesiell kobling i 300 kV nettet som skal redusere konsekvensene av verste linjeutfall ved at noe av forbruket frakobles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

Registreringene for 2019 viser 58 timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Tallene ved intakt nett er på samme nivå som i 2016, 2017 og 2018.

Figuren under viser antall timer pr. måned i 2019 der overføringen har vært høyere enn gjeldende overførings-kapasitet (dvs. 700 MW). Figuren viser fordeling med intakt nett og ved planlagte utkoblinger.

---

<sup>1</sup> For komplett oversikt over alle punkter uten n-1, henvises det til KSU.



For Stavanger-området vil alle utkoblinger av 300 kV linjer (til sammen 5 stk.) medføre at området forsynes med N-0 driftssikkerhet. For hele året er det registrert 1183 timer med radiell N-0 drift. Dette er uvanlig mye og skyldes i hovedsak bygging av nye Bjerkreim 300 kV stasjon.

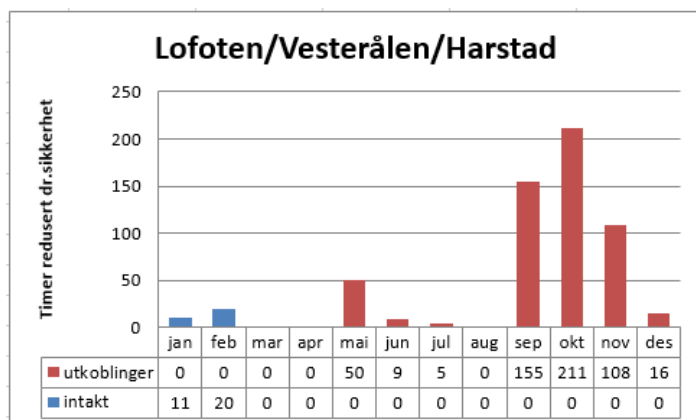
### Lofoten, Vesterålen og Harstad

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 2019 med intakt nett har vært 31 timer med overføring høyere enn 300 MW som er den nye grensen for N-1 driftssikkerhet. Denne forbedringen skyldes bl.a. den nye Ånstadblå vindpark på Sortland.

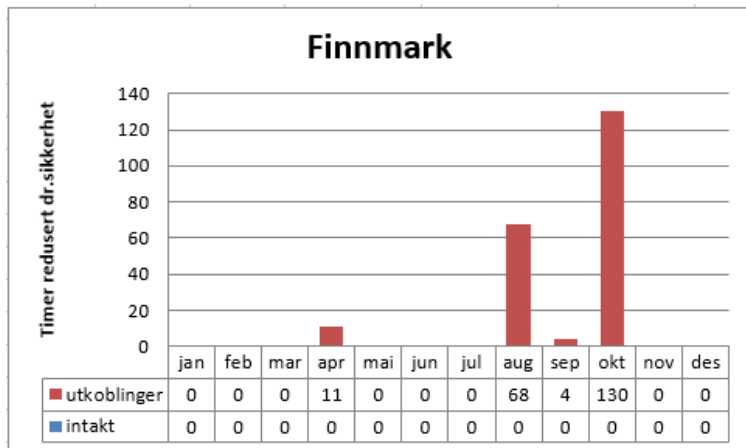
Utkobling av 132 kV linjer medførte 554 timer med redusert driftssikkerhet på høsten. Dette er mer enn foregående år, og skyldes ny stasjon i Skjomen og omlegging av alle tre linjeavgangene. De kommende årene vil det også komme flere omfattende prosjekter som krever utkoblinger i Sørnettet.



### 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 2015-2018.

Det er registrert 213 timer N-0 drift pga. planlagte utkoblinger. Dette er mindre enn i de tre siste årene. Det meste skyldes utkoblinger i forbindelse med ny 420 kV linje Balsfjord-Skillemoen.



### 3. 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 2019:

- Stavanger har hatt et relativt jevnt 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), 70 timer (2018) og 58 timer i 2019.
- Lofoten/Vesterålen/Harstad har i 2015-2019 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, og idriftsettelse av vindpark på Sortland. Lavere anleggsaktivitet har også medført et relativt beskjedent antall timer med N-0 drift.
- Finnmark har god driftssikkerhet med intakt nett. I 2019 har det vært noe utkoblinger pga. bygging av ny 420 kV linje Balsfjord-Skillemoen, men færre timer med redusert driftssikkerhet enn tidligere.

### 1.2 Oversikt over hvordan gjennomførte tiltak og utbygging i 2019 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.

Ny 300 kV forbindelse fra Steinsland til Haugsvær og Lindås har bedret forsyningsikkerheten til Bergen.

## 2 Planlagte driftsstanser

### 2.1 Oppdatert status for systemansvarliges arbeid med samordning av driftsstanser

Med et fortsatt høyt aktivitetsnivå på vedlikeholds- og investeringsprosjekter i kraftsystemet, økte antall rapporterte driftsstanser for behandling av systemansvarlig også i 2019. I 2019 ble det rapportert driftsstanser for i overkant av 9000 anleggsdeler. Av disse var rundt 1400 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 rapportert 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 konsesjonærers 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 fleste endringer (omprioriteringer) gjøres av eller på vegne av konsesjonær.

Rundt en fjerdedel av alle driftsstanser ble rapportert til årsplan (39 % av Statnetts anlegg). Ikke alle driftsstanser har krav om rapportering til årsplan, men det er fortsatt en stor andel planlagte driftsstanser som rapporteres etter de angitte frister.

Systemansvarlig ser 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 rapporteres svært sent. Nesten halvparten av løpende rapporterte driftsstanser, de som rapporteres etter årsplanleggingen, ble i 2019 rapportert mindre enn tre uker før oppstart. Det er også en utfordring at endringer rapporteres sent. Av driftsstanser avlyst av konsesjonær, ble over halvparten avlyst mindre enn 10 dager før planlagt gjennomføring.

Systemansvarlig jobber kontinuerlig med å forbedre verktøy for rapportering og behandling av planlagte driftsstanser. Gjennom videreutvikling av rapporteringsløsningen, ønsker systemansvarlig å legge til rette for effektiv rapportering, god oversikt over egne og andres driftsstanser, samt støtte for effektiv koordinering og samordning av konsesjonærs egne aktiviteter og mot andre konsesjonærer.

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

Systemansvarlig har også en forventning om mer effektiv rapportering og samordning av driftsstanser gjennom en tydeliggjøring av gjeldende krav og frister i de kommende retningslinjer til fos §17.

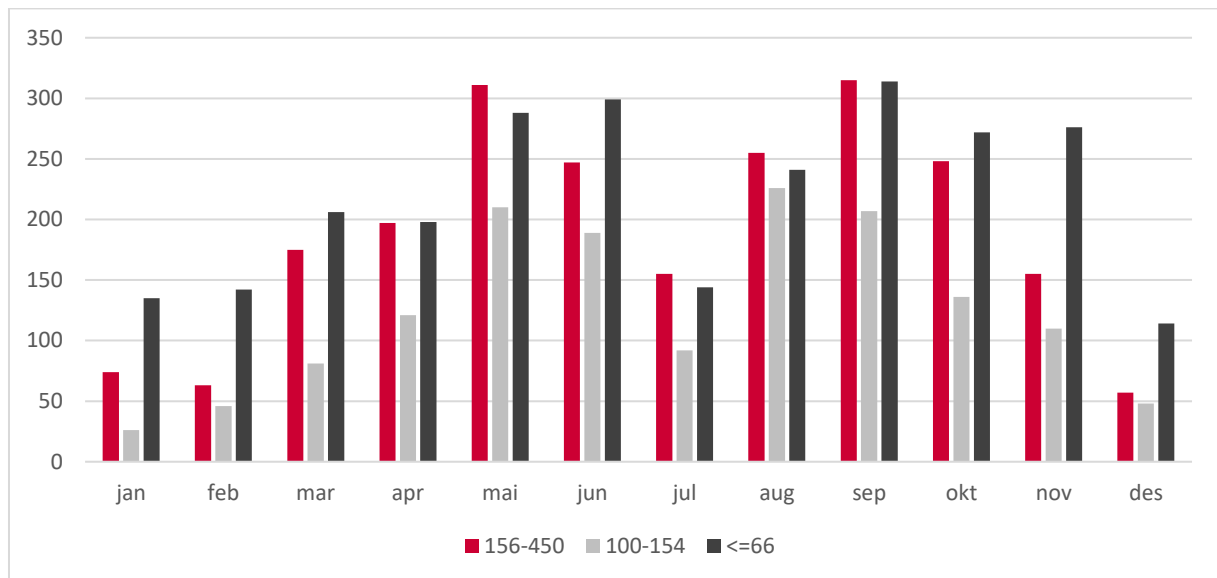
### 2.2 Statistikk over planlagte driftsstanser

Utarbeidet statistikk omfatter rapporterte driftsstanser med planlagt oppstart i 2019. 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 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. 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

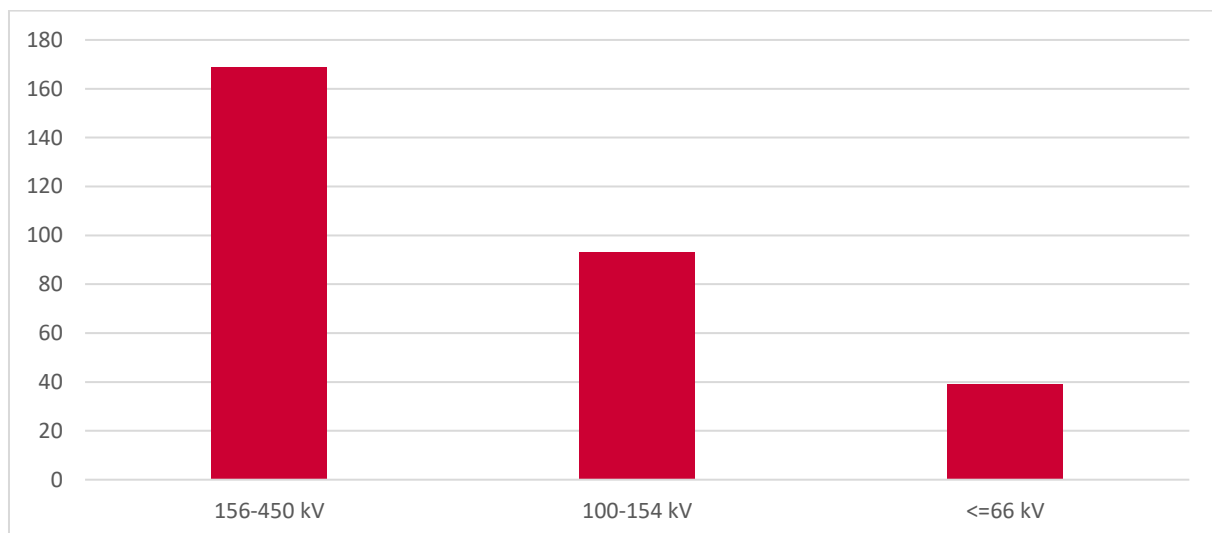


generatorer, men også en del komponenter i Statnetts nettanlegg (hovedsakelig i stasjoner) og ledninger og stasjoner hos andre konsesjonærer.



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

Rapporterte driftsstanser kan bli avvist av systemansvarlig. Årsaker til avvisning kan være sen rapportering, formalfeil, konflikt med andre driftsstanser, eventuelt at konsesjonær har meldt at planen ikke lenger er ønskelig. Det kan også skyldes begrensninger i rapporteringsverktøyet, der planer avvises og rapporteres på nytt ved behov for endring av driftsstansen. Om lag 300 planer ble avvist av systemansvarlig i 2019. Dette er noe færre enn året før.



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

Svært mange planlagte driftsstanser rapporteres fortsatt til systemansvarlig etter de fastsatte frister. Over 4000 driftsstanser ble for 2019 rapportert mindre enn tre måneder før planlagt oppstart, hvorav rundt 2650 mindre enn 3 uker før. Dette er på nivå med året før. Et mindretall av de sent rapporterte driftsstansene kan regnes som uforutsette og forårsaket av nødvendig feilretting.

Følgende frister gjelder for rapportering av driftsstanser:

#### Årsplan: 1. september

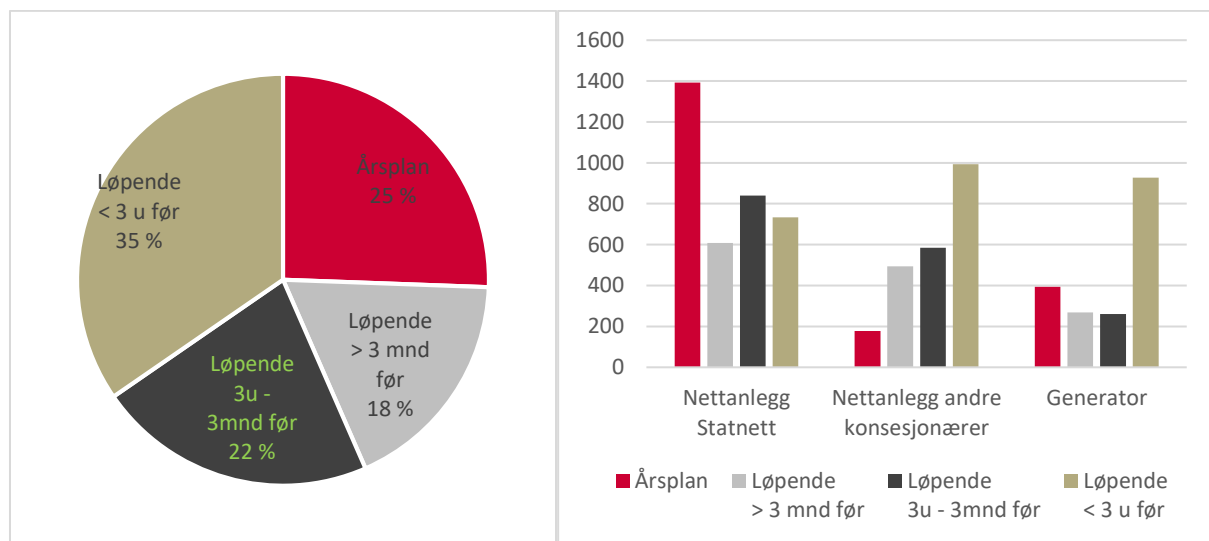
Alle planlagte driftsstanser i transmisjonsnettet for kommende kalenderår, skal rapporteres til systemansvarlig innen 1. september. Dette inkluderer utenlandsforbindelser, nedtransformering til regionalnett, samt driftsstanser i produksjonsanlegg tilknyttet transmisjonsnettet.

#### Løpende rapportering av planlagte driftsstanser: 3 måneder før ønsket utkoblingstidspunkt

Dette gjelder planlagte driftsstanser som ikke har krav om rapportering til årsplan, eller som av andre grunner ikke ble rapportert til årsplan. Frist for rapportering av planlagte driftsstanser er 3 måneder før planlagt utkoblingstidspunkt. Planlagte driftsstanser som rapporteres senere enn dette skal begrunnes, og det må forventes at driftsstansen kan bli avvist. Allerede vedtatte driftsstanser vil ha høyere prioritet enn senere rapporterte planer.

#### Ikke planlagte driftsstanser

Dette gjelder uforutsette hendelser, så som nødvendig feilretting samt driftsforstyrrelser med "varige" feil. Denne typen driftsstanser skal rapporteres snarest mulig og senest 12 timer etter hendelsen som utløste (behov for) driftsstansen.

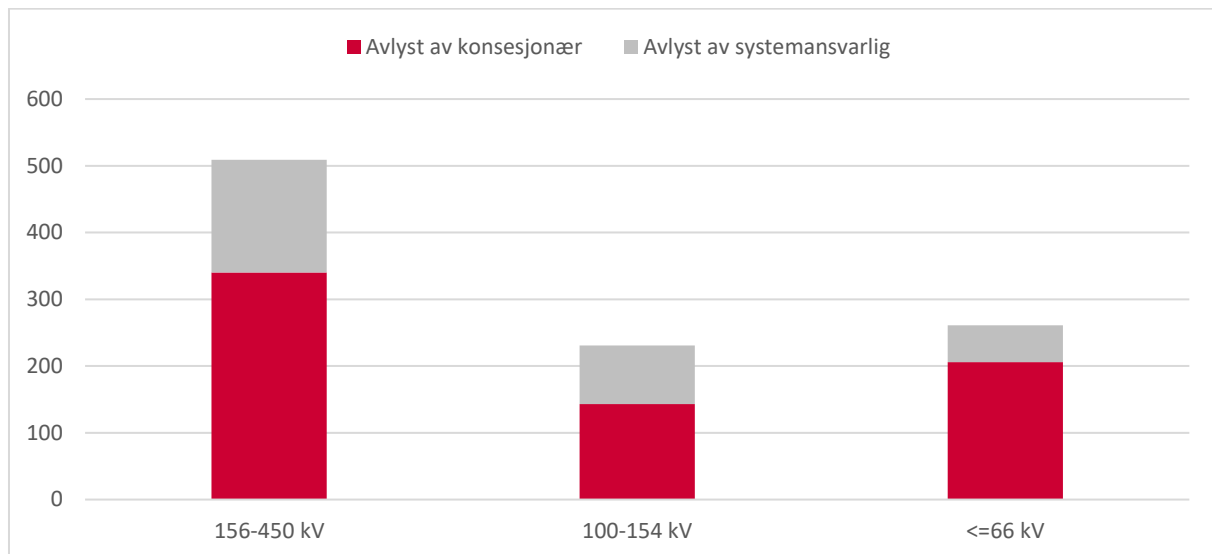


**Figur 3: Antall rapporterte driftsstanser mottatt hhv innen og etter angitte frister.**

Rundt 1000 vedtatte driftsstanser for 2019 ble avlyst, enten av konsesjonær eller av systemansvarlig. Dette er på nivå med året før. Om lag 70% av alle avlyste driftsstanser ble registrert som avlyst av konsesjonær, men tallet er i realiteten noe høyere, jf. tall for tidligere år. Dette skyldes feilføring i forbindelse med ny funksjonalitet i verktøyet, og vil trolig bli korrigert ved neste års rapportering.

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 rapportert på nytt ved et senere tidspunkt

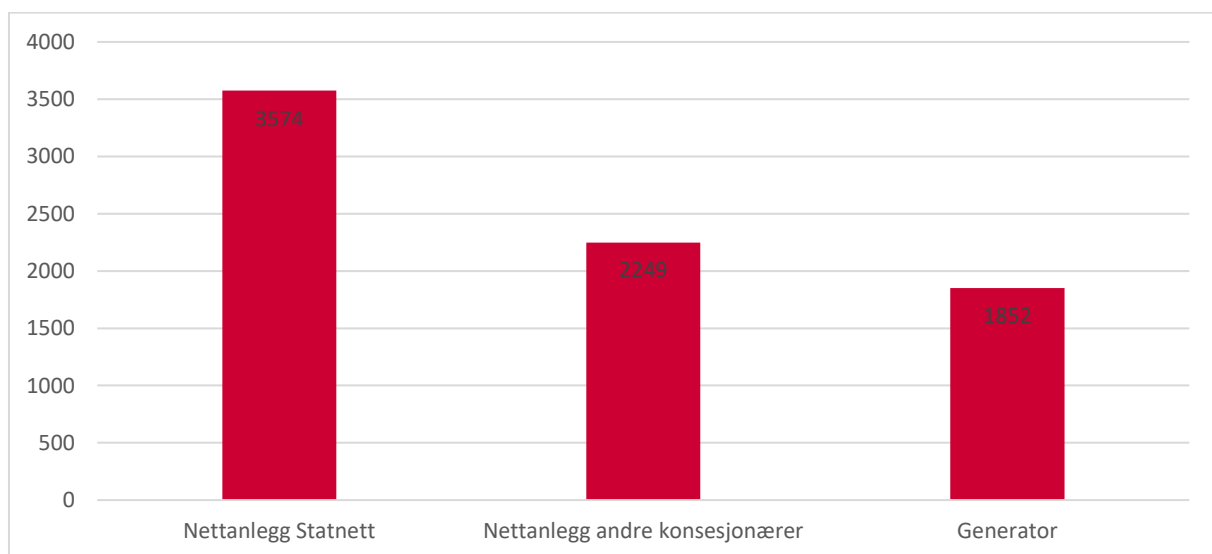
Systemansvarlig vil kunne avlyse vedtatte driftsstanser dersom forutsetning for gjennomføring ikke er oppfylt. Overføringsbehovet på gjennomføringstidspunktet kan for eksempel være høyere enn forutsatt. Feil og andre uforutsette hendelser vil også kunne være årsak til avlysning.



**Figur 4: Antall avlyste driftsstanser fordelt på spenningsnivå.**

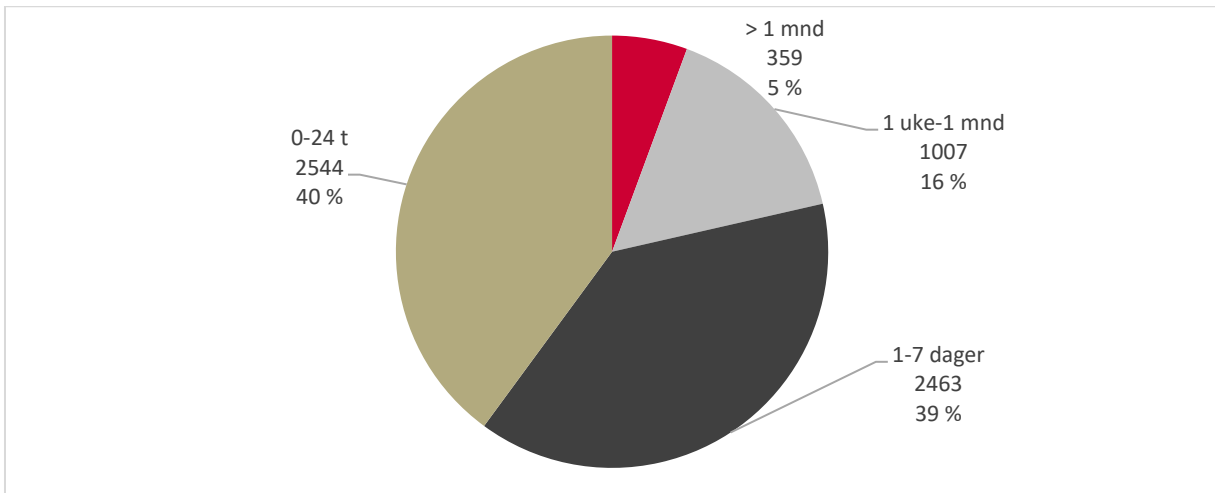
Driftsstanser vil også kunne bli flyttet i forhold til vedtatt utkoblingstidspunkt. Dette regnes også som en omprioritering i henhold til forskrift om systemansvaret. Systemansvarlig har ikke utarbeidet detaljerte oversikter over driftsstanser som flyttes, men nær 2000 driftsstanser ble endret med nytt vedtak en eller flere ganger.

For 2019 ble det rapportert rundt 7650 planer for driftsstans med utkobling. Statnetts planer utgjør nær halvparten av dette. Statnett har for tiden mange pågående utbyggingsprosjekter, noe som bidrar til et stort utkoblingsbehov.



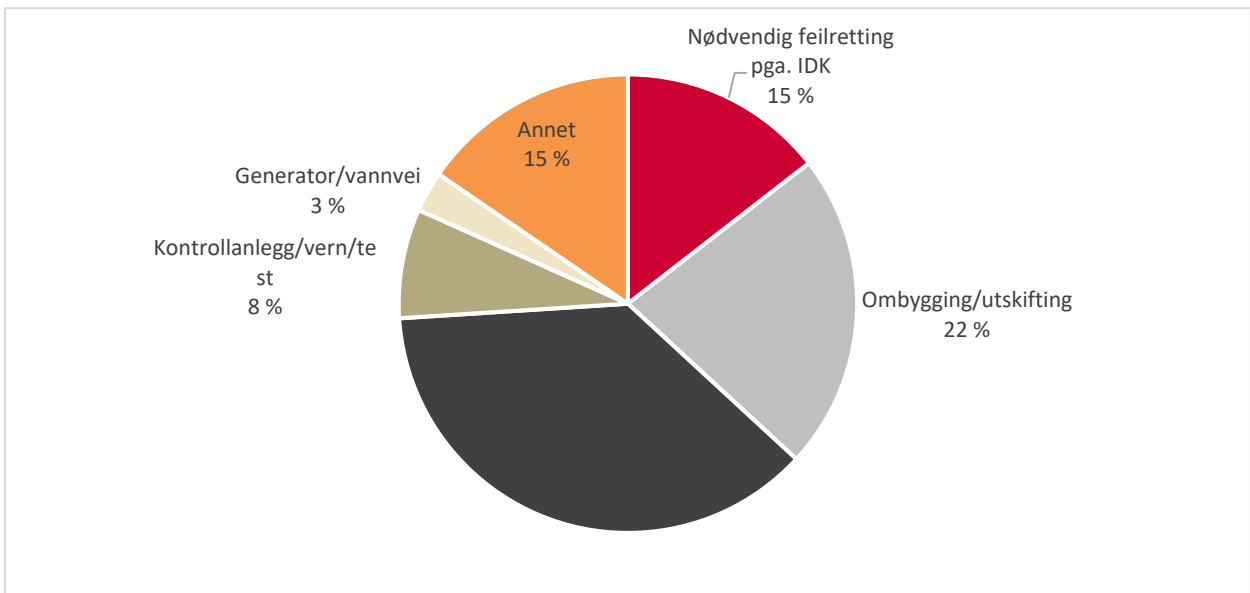
**Figur 5: Rapporterte driftsstanser fordelt på Statnett, produsent eller nettselskap.**

40% av alle driftsstanser i 2019 hadde en planlagt utkoblingsperiode på inntil ett døgn. Mange av disse var imidlertid sammenfallende med andre rapporterte driftsstanser på samme komponent (én utkobling med flere arbeider/rapporterte driftsstanser). Nær 1400 driftsstanser hadde en planlagt varighet på mer enn én uke i 2019.



**Figur 6: Varighet av driftsstanser**

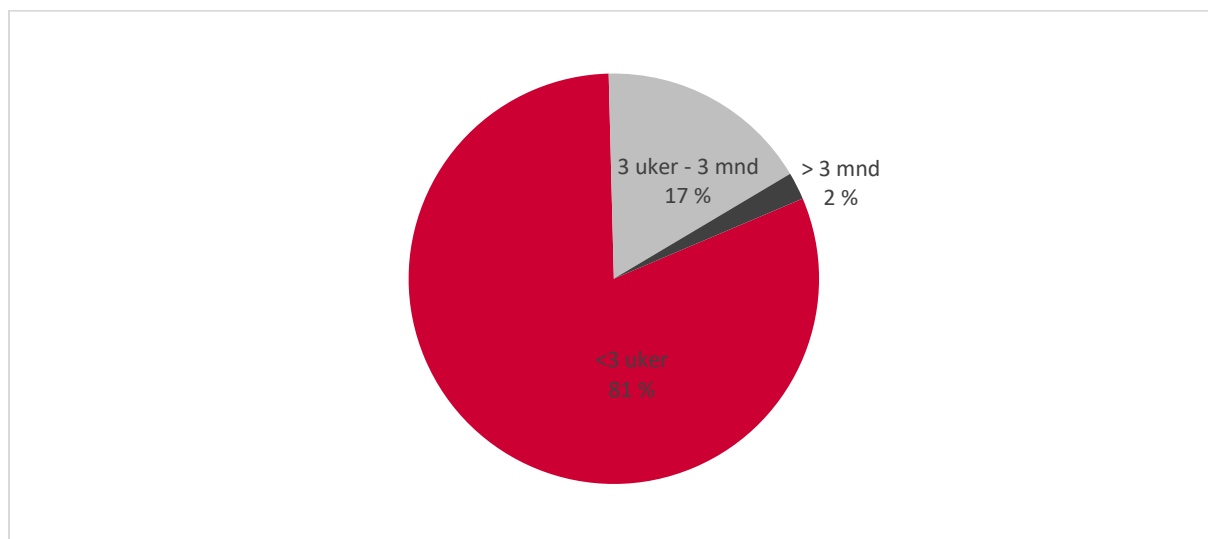
Det er en rekke ulike årsaker til ønsker om driftsstans. Dagens årsakskategorier som benyttes ved rapportering av driftsstanser er mangelfull, og er dårlig egnet til statistikkformål. Figuren under viser aggregerte årsakskategorier basert på en rekke underkategorier. Systemansvarlig har planer om innføring av nye og forbedrede årsakskoder.



**Figur 7: Årsaksfordeling av driftsstanser.**

Rundt 80 % av løpende rapporterte driftsstanser (dvs. unntatt årsplan) ble i 2019 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, spesielt der systemansvarlig i dialog med konsesjonær foreslår endringer av tidspunkt eller vurdering av alternative løsninger. Drøyt 1000 driftsstanser hadde en behandlingstid på mer enn 3 uker før det ble fattet endelig vedtak om gjennomføring.



Figur 8: Behandlingstid for driftsstanser som er rapportert etter årsplanleggingen.

## 3 Koplingsbilder

### 3.1 Endringer i faste koblingsbilder etter fos § 16.

#### Sunnfjord nett

Dele på 66 kV mellom Stakaldefoss og Naustdal T\_Førde. Dette delet ble gjort på grunn av sjøkabel ved Førde som var begrensende ved utfall på transformator T11 (132/66) i Moskog. Utfall av 132 kV linje ved parallell 132 kV og 66 kV og høy flyt i 132 kV nettet kunne også føre til overlast på nevnte kabel. Konsekvens for konsesjonær er at det blir radialdrift (N-0) på enkelte områder, og N-1/2 drift på enkelte områder med stort overskudd i forhold til last.

#### Tromsø

Tidvis kan utfall av 132 kV linje mellom Hungern og Char.lund gi overlast på linjen mellom Kvaløy og Håkøybotn. For å unngå overlast deles 132 kV i Tromsø slik at Tromsø forsynes på 2 radialer. En fra Håkøybotn og en fra Hungern. Dette delet etableres hvis snitt inn mot Tromsø går fulle. Konsekvens for konsesjonær er at Tromsø forsynes på 2 radialer (N-0).

#### Tensio-TN

Dele på 66 kV mellom Røra og Ørin:

Ved parallell drift av 66 kV og transmisjonsnettet vil noe av flyten på 420 kV linje legge seg på 66 kV nettet ved feil på 420 kV nettet mellom Ogndal og Verdal. Dette kan gi overlast på komponenter i 66 kV nettet. Ny vind på Fosen har gjort denne problemstillingen mer relevant. Konsekvenser for konsesjonær er at mer av 66 kV nettet blir liggende på N-0

Dele på 66 kV nettet mellom Bratli og Namsos NTE og mellom Snåsa og Bogna:

Ved parallell drift av 66 kV og transmisjonsnettet vil noe av flyten på 420 kV linje legge seg på 66 kV nettet ved feil på 420 kV nettet mellom Namsos og Ogndal. Dette kan gi overlast på komponenter i 66 kV nettet. Ny vind på Fosen har gjort denne problemstillingen mer relevant. Konsekvenser for konsesjonær er at mer av 66 kV nettet blir liggende på N-0

#### Lyse

Ved høy flyt på Tronsholen-Stokkeland og Skeiene-Ullandhaug deles nettet mellom Ullandhaug og Skeiene. Konsekvensen er at 132 kV nettet blir liggende radielt (N-0). Når flyten er under grensen ligger det samlet.

## 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 2019.

	Konsesjonær	Vår dato	Sak
1	Agder Energi Nett AS	11.03.2019	Ertsmyra 132/22 kV transformatorstasjon
2	Agder Energi Vannkraft AS	21.02.2019	Høgefoss, Berlifoss og Dynjanfoss - Oppgradering av Høgefossnettet fra 66 kV til 132 kV
3	Agder Energi Vannkraft AS	22.03.2019	Brokke kraftstasjon - Nytt oljetrykksanlegg Aggregat 2
4	Agder Energi Vannkraft AS	05.06.2019	Laudal kraftstasjon - Oppgradering av kontrollanlegg
5	Agder Energi Vannkraft AS	25.06.2019	Finså Kraftverk - Oppgradering
6	Agder Energi Vannkraft AS	27.06.2019	Brokke kraftstasjon - Oppgradering av spenningsreguleringsprogramvare og magnetiseringselektronikk - G3 og G4
7	Agder Energi Vannkraft AS	27.06.2019	Logna kraftverk - Turbin-, spenningsregulator og vern
8	Agder Energi Vannkraft AS	09.09.2019	Brokke kraftstasjon - Aggregat 3 - Nytt oljetrykksanlegg
9	Agder Energi Vannkraft AS	14.10.2019	Oppgradering av spenningsregulator programvare og magnetiseringselektronikk - G1 og G2 - Brokke kraftstasjon
10	AS Eidefoss	22.02.2019	Modernisering av Nedre Tessa kraftverk med oppjustert merkeeffekt på aggregat 3.
11	AS Eidefoss	25.04.2019	Modernisering av Nedre Tessa kraftverk med oppjustering av merkeeffekt på aggregat 3.
12	AS Eidefoss	09.12.2019	Utskifting generatortransformator 68,5/6,6 kV T4 Nedre Tessa med oppjustert merkeytelse
13	Bjerkreim Vind AS	06.06.2019	Bjerkreim vindkraftverk, 132/33 kV T2, 132 kV Eikeland-Steinsland transformatorstasjon, 132 kV kabel til Bjerkreim transformatorstasjon.
14	BKK Nett AS	29.10.2019	132 kV Liland transformatorstasjon
15	BKK Produksjon AS	20.08.2019	Grønsdal kraftverk aggregat 1 og 2 - nye elektroniske turbinregulatorer
16	BKK Produksjon AS	17.12.2019	Dale kraftverk - Ny spenningsregulator
17	E-CO Energi AS	25.01.2019	Usta kraftverk - oppgradering og økt ytelse på aggregatene
18	E-CO Energi AS	21.08.2019	Hol 3 kraftverk aggregat 1 og 2 - bytte av elektronikkdel av turbinregulator
19	E-CO Energi AS	28.10.2019	Aurland 1 aggregat 2 og 3 - bytte av elektronikkdel i turbinregulator
20	E-CO Energi AS	28.10.2019	Aurland 2 aggregat 1 og 2 - oppgradering av turbinregulator
21	Eidsiva Nett AS	12.08.2019	Reinvestering 66 kV transformator Sønsterud

22	Eidsiva Nett AS	13.08.2019	Reinvestering av transformator i 66 kV Greften transformatorstasjon
23	Eidsiva Nett AS	12.11.2019	Kabling av 66 kV linje Kongsvinger - Norsenga
24	Falck Renewable Vind AS	12.04.2019	Hennøy vindkraftverk inkludert 132 kV Hennøy transformatorstasjon
25	Finndøla Kraftverk DA	14.05.2019	Finndøla kraftverk - Oppgradering høyspenningsanlegg
26	Fosen Vind DA	21.02.2019	Hitra 2 vindpark inkludert 132 kV luftledning Hitra 2 -Fillan.
27	Glitre Energi Nett AS	24.06.2019	Skollenborg - oppgradering av kontrollanlegg
28	Glitre Energi Nett AS	22.08.2019	50 kV (145) Sundhaugen kabelanlegg med endringer i overføringer i 50 kV Grønland mot Bragernes, Sundland og Langum
29	Glitre Energi Nett AS	18.09.2019	50 kV Fjellheim transformatorstasjon - Økt transformeringskapasitet etter skifte av T2, fra 10 til 20 MVA. Skifte av vern på 50 kV T1-T3.
30	Hafslund Nett AS	15.01.2019	Nytt 47 (132) kV kabelanlegg Lillo - Torshov/Løren
31	Hafslund Nett AS	23.08.2019	47 kV Brekke kraft- og transformatorstasjon utskifting av 47 kV T1 og T2 med spenningsregulering og økt ytelse
32	Hafslund Nett AS	23.08.2019	Utskifting av 47 kV kabelanlegg Gamlebyen - Kråkerøy - Fredrikstad kommune
33	Hardanger Energi Nett AS	10.12.2019	Transformatorutskifting i 50 (132) kV Klyve og Bu transformatorstasjoner
34	Haugaland Kraft Nett AS	04.02.2019	66 kV Årskog transformatorstasjon - utvidelse med ny transformator T2
35	Haugaland Kraft Nett AS	06.09.2019	Ny 66 (132) kV luftledning Jukla - Eidesfoss
36	Helgeland Kraft AS	13.02.2019	Sjona Kraftverk - rehabilitering av magnetiseringsutstyr
37	Helgeland Kraft Vannkraft AS	25.10.2019	Fagervollan kraftverk - nytt apparat- og kontrollanlegg inkludert vern på 132 kV
38	Hydro Aluminium AS	27.05.2019	Ny 132kV transformator som erstatning for T9, og ny likerettergruppe L113 som erstatter L101, i Å1 Øvre Årdal
39	Hydro Energi AS	20.06.2019	Herva kraftstasjon, oppgradering av turbinregulator
40	Hydro Energi AS	20.06.2019	Tyin kraftstasjon - Skifte av vern- og lokalkontrollanlegg og skifte av hjelpeanlegg.
41	Hydro Energi AS	20.11.2019	Holsbru kraftstasjon - skifte av generatoreffektbrytere på aggregat 1 og aggregat 2.
42	Hydro Energi AS	26.11.2019	Såheim kraftstasjon- aggregat 3, skifte turbinregulator i forbindelse med rehabilitering.
43	Lyse Elnett AS	05.06.2019	132 kV kabelanlegg - Tronsholen transformatorstasjon



44	Nordkraft Nett AS	12.12.2019	Ny 33 kV kabel Furumoen-Frydenlund 4 samt utvidelse av 33 kV Frydenlund transformatorstasjon
45	Nordlandsnett AS	17.06.2019	Ny 132 kV kraftledning Hopen - Tjønndalen og omlegging ved Hopen transformatorstasjon
46	Norsk Vind Skinansfjellet AS	06.06.2019	Gravdal og Skinansfjellet vindkraftverk - 132/33 kV transformator -, koblingsanlegg og kabel.
47	NTE Nett AS	22.10.2019	Jøa transformatorstasjon
48	Rauma Energi AS	22.02.2019	Nye Verma kraftverk 27 MVA tilknyttet 22 kV distribusjonsnett under Grytten transformatorstasjon
49	Repvåg Kraftlag SA	16.10.2019	66 kV Fløytvika transformatorstasjon
50	Sarpsfoss Limited	04.02.2019	Borregaard kraftverk - Ny magnetiseringsutrustning G14 og G15
51	Sarpsfoss Limited	22.03.2019	Borregaard kraftverk G10 og G11 - Utskifting av turbinregulatorer
52	Sarpsfoss Limited	09.12.2019	Borregaard kraftverk - Ny magnetiseringsutrustning G10 og G11
53	SFE Nett AS	05.06.2019	Tomasgard transformatorstasjon - Økt transformatorytelse
54	SFE Produksjon AS	25.06.2019	Øksenvane A1 - Ny elektronisk del i magnostat
55	Sira-Kvina kraftselskap	25.06.2019	Kvinnen kraftstasjon - Ny turbinregulator
56	Sira-Kvina kraftselskap	14.08.2019	Roskrepp kraftverk - skifte elektronikk i turbinregulator
57	Sira-Kvina kraftselskap	14.08.2019	Solhom kraftstasjon - Skifte turbinregulator aggr. 2
58	Siso Energi AS	04.02.2019	Lakshola Kraftverk - Ny Turbinregulator A1
59	Skafså Kraftverk ANS	25.06.2019	Osen Kraftverk, utskifting av kontrollanlegg, aggr. vern og turbinregulator
60	Skagerak Kraft AS	13.09.2019	Nytt aggregat 2 - Grunnåi kraftverk
61	Skagerak Kraft AS	15.11.2019	Haukrei kraftverk rehabilitering. Utskifting av spenningsregulatorer, vern- og kontrollanlegg samt nye 132 kV strømtransformatorer og nytt linjevern mot Skrimsdalen t-punkt.
62	Skagerak Nett AS	10.04.2019	Slagen transformatorstasjon - Utskifting av transformator
63	Skagerak Nett AS	03.07.2019	Ranvik transformatorstasjon
64	Skagerak Nett AS	13.09.2019	Oppgradering Svelgfoss 145kV til doble effektbrytere, skifte av vern, kontroll-, hjelpe- og apparatanlegg
65	Skagerak Nett AS	16.09.2019	Ombygging ledning M5-M15 - 132 kV Stangeby - Nes
66	Skagerak Nett AS	17.10.2019	132 kV Hjartdøla transformatorstasjon
67	Smisto Kraft AS	21.02.2019	Smibelg og Storåvatn kraftstasjoner
68	Sognekraft AS	20.03.2019	Årøy 2 kraftstasjon aggregat 1 og 2 - utskifting av turbinregulatorer
69	Statkraft Energi AS	21.02.2019	Aura kraftverk - Utskifting av magnetiseringsutstyr Aggregat 6

<b>70</b>	Statkraft Energi AS	20.03.2019	Løkaunet kraftstasjon - Rehabilitering og ytelsesreduksjon
<b>71</b>	Statkraft Energi AS	20.05.2019	Nedre Nea - Ny magnetisering
<b>72</b>	Statkraft Energi AS	05.06.2019	Oppgradering av 420 kV felt - Kvilldal
<b>73</b>	Statkraft Energi AS	17.06.2019	Nore 2 Kraftverk oppgradering av vern - og kontrollanlegg
<b>74</b>	Statkraft Energi AS	01.07.2019	Grytten kraftstasjon - Utskifting av elektronikk i magnetiseringsutstyr for aggregat
<b>75</b>	Statkraft Energi AS	06.09.2019	Nedalsfoss kraftstasjon
<b>76</b>	Statkraft Energi AS	11.09.2019	Sima kraftstasjon, 420 kV ny kabel for T2
<b>77</b>	Statkraft Energi AS	24.10.2019	Aura kraftverk - Utskifting av magnetiseringsutstyr for A4, A5 og A7
<b>78</b>	Statnett SF	29.01.2019	Utvidelse 420 kV Hofstad transformatorstasjon
<b>79</b>	Statnett SF	04.02.2019	132 kV Trollheim stasjon - ny transformator T2
<b>80</b>	Statnett SF	11.02.2019	Marka transformatorstasjon - Nytt kontrollanlegg, utskifting av strømtransformatorer i 300 kV anlegget og nytt koblingsbryterfelt
<b>81</b>	Statnett SF	25.03.2019	Statnett SF 420 kV Kvilldal koblingsstasjon - oppgradering og utvidelse
<b>82</b>	Statnett SF	01.04.2019	132 kV Fagrafjell apparatanlegg
<b>83</b>	Statnett SF	01.04.2019	420 kV Fagrafjell transformatorstasjon og 420 kV luftlinje Fagrafjell - Lyse
<b>84</b>	Statnett SF	28.06.2019	Ny Leirdøla transformatorstasjon
<b>85</b>	Statnett SF	23.08.2019	Samnanger transformatorstasjon - Ny 300(420)/132 kV transformator T4 (300 MVA), 300/132 kV T1 som kald reserve (150 MW), omstrukturering av felt og ledning 132 kV og skifte av strømtransformatorer.
<b>86</b>	Statnett SF	16.12.2019	Transformatorbytte i Borgund transformatorstasjon
<b>87</b>	Sunnfjord Energi AS	21.02.2019	Stakaldefossen - Ny krafttransformator
<b>88</b>	Sunnfjord Energi Nett AS	18.12.2019	132 kV forbindelse Moskog - Sande - Hålandsfossen - Lutelandet
<b>89</b>	Sørfjord Vindpark AS	27.05.2019	Sørfjord Vindpark
<b>90</b>	Tafjord Kraftproduksjon AS	07.02.2019	Tafjord 5 - Magnetiseringselektronikk
<b>91</b>	Tensio TS AS	12.11.2019	Transformatorbytte i Hemne transformatorstasjon
<b>92</b>	Tensio TS AS	29.11.2019	66 kV transformatorbytte og endret transformatorytelse i Ålmo, Soknedal, Løkken, Oppdal, Buvik og Frøya transformatorstasjon
<b>93</b>	Tensio TS AS	10.12.2019	Ombygging av 132 kV Nea transformatorstasjon
<b>94</b>	Tensio TS AS	10.12.2019	Utvidelse av 66 kV Frøya transformatorstasjon
<b>95</b>	Tensio TS AS	12.12.2019	Utvidelse av Hofstad transformatorstasjon med ett 132 kV bryterfelt
<b>96</b>	Tinfos AS	06.09.2019	Tinfos I A1 - Spenningsregulator
<b>97</b>	Tonstad Vindpark AS	27.05.2019	Tonstad Vindkraftverk
<b>98</b>	Troms Kraft Nett AS	04.02.2019	Ny 132 kV Tverråsen koblingstasjon

<b>99</b>	Troms Kraft Nett AS	27.05.2019	Oppgradering av 132kV kraftledning fra Håkøybotn koblingsstasjon til Kvaløya transformatorstasjon
<b>100</b>	Troms Kraft Produksjon AS	22.11.2019	Bergsbotn kraftverk skifte av turbin- og spenningsregulator
<b>101</b>	Troms Kraft Produksjon AS	22.11.2019	Ostern kraftverk skifte av turbin- og spenningsregulator
<b>102</b>	TrønderEnergi Kraft AS	29.04.2019	Svartelva kraftverk - Idriftsettelse av turbinregulator aggregat 1
<b>103</b>	TrønderEnergi Nett AS	04.02.2019	66 kV Vestbyen transformatorstasjon
<b>104</b>	TrønderEnergi Vind AS	13.09.2019	Frøya Vindkraftverk
<b>105</b>	TrønderEnergi Vind AS	13.09.2019	Sørmarkfjellet Vindkraftverk
<b>106</b>	Tussa Energi AS	12.04.2019	Tussa kraftverk - økning av merkeeffekt for generator G1 og G2
<b>107</b>	Vår Energi AS	22.01.2019	Hyggevann transformatorstasjon - shuntreaktor
<b>108</b>	Østerdalen Kraftproduksjon AS	27.05.2019	Oppgradering av Einunna kraftverk tilknyttet 22 kV distribusjonsnett under Alvdal

**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 har allerede implementert en automatisk innrapporteringsløsning, Autofos, for noen komponenttyper (stasjon, felt, overføring, ledningssegmenter, brytere og strømtransformator). Det pågår arbeid med å implementere gjenstående komponenttyper.

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 og energilovforskriften, at berørte arbeidsprosesser er effektive, og at data og saksunderlag er av best mulig kvalitet. Erfaringene så langt er svært positive:

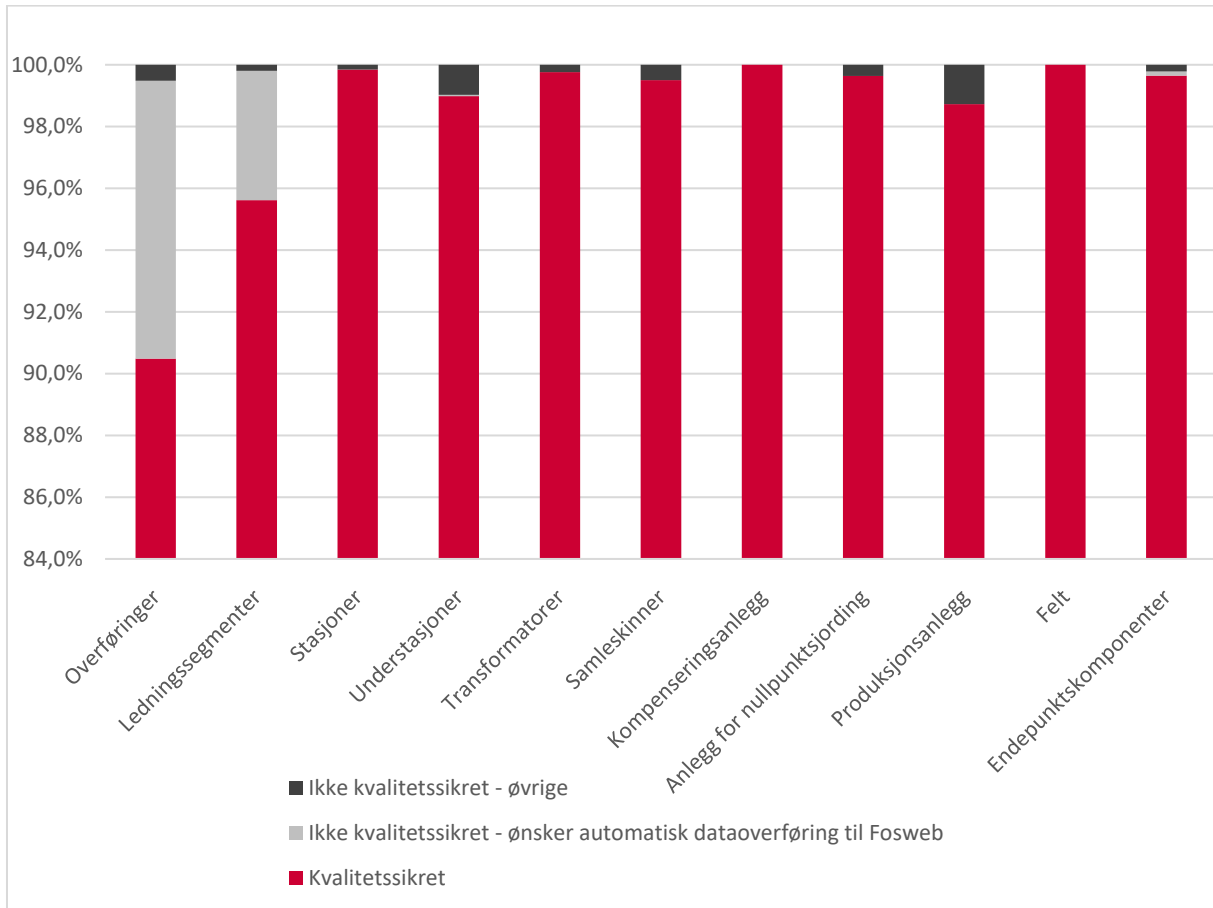
Riktigere data:

- Vi har oppdaget manglende rapportering og fått rettet flere feil i anleggsdata som har betydning for driften av kraftsystemet.
- Vi har hovedsakelig fått dokumentert kilde på anleggsdata som er innrapportert/registrert for å få verifisert datakvaliteten.

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.
- Redusert tidsbruk på overlevering av kraftsystemdata til interne og eksterne med tjenstlig behov

I tillegg er portalen tatt i bruk i driftssentraler hos nettselskaper. Statnett jobber med å ferdigstille automatiseringen av innmeldingen av data til våre systemer, Autofos. Det pågår også et arbeid med å implementere søknadsprosess for fos §14 og TUF/GO-planer i samme nettportal. De selskapene som kobler seg på Autofos-løsningen vil unngå manuell registrering av samme anleggsdata både i egne kildesystemer og i Fosweb. På sikt er planen også å utvikle støtte for eksport av data fra Autofos, dette kan typisk være eksport av en (CIM-)modell av eget og berørte nett som kan ha betydning.



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 2019, imidlertid nevnes følgende hendelser:

- I januar var det redusert forsyningssikkerhet nord for Ofoten grunnet mastehavari på Kobbelv-Ofoten etter snøskred.
- I perioden mars til mai var forsyningssikkerheten til prosessanlegget på Kollsnes og driftssikkerheten til deler av 132 kV nettet til BKK svært redusert grunnet samtidig feil på Kollnes T1(300/132 kV) og 300 kV Kollsnes-Lindås.
- 22. juli opplevde hele Finnmark øst for Alta en kortvarig mørklegging som følge av skogbrann og jordfeil.

### 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 1 var utilgjengelig fra 23. november til 20. desember grunnet feil på en poltransformator i Kristiansand. Skagerrak 4 har vært utilgjengelig i flere lengre perioder grunnet kabelfeil på dansk side: 6. februar til 6. mars, 21. juli til 4. september og 9. oktober til 19. november. Etter siste innkobling driftes forbindelsen med redusert kapasitet grunnet begrensninger på SK4.

**NorNed:** NorNed var utilgjengelig fra 13. – 27 februar pga. feil i Feda stasjon. Fra 29. mars til 20. mai var kapasiteten redusert grunnet filterfeil på nederlandsk side. Redusert på nytt grunnet samme årsak 12.-28. oktober og deretter fra 8. desember og ut året.

	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

<b>2012</b>	92,3	95,33		96,76
<b>2013</b>	96,03	93,16		82,72
<b>2014</b>	94,36	91,64		96,90
<b>2015</b>	93,89	91,33	97,88	98,06
<b>2016</b>	97,25	99,52	95,41	97,03
<b>2017</b>	66,11	80,84	97,96	97,35
<b>2018</b>	82,27	81,90	90,98	85,17
<b>2019</b>	74,16	75,13	65,08	81,48

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

## 7 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Det var ingen tilfeller med TUF i 2019.

## 8 Oversikt over større separatområder

**18. januar** - Separatområde i Trøndelag.

Utfall av linje 66 Ormsettfoss-Follafoss medfører separatnett mellom Ormsettfoss-Stoen-Bjugn, ca. 33MW last og 18 MW produksjon. Koordinerer med TEN som kobler sammen nettet mellom Utheim og Bjugn og deler nettet i Stoen mot Bjugn.

**15. februar** - Separatområde under Salten.

420 kV LEDNING SALTEN-SVARTISEN: Enfase kortslutning L1-j med mislykket HGIK for innkopling mot stående feil, kraftig vind i området. Samtidig falt 420/132 kV Salten T1 uønsket for distansevern 2 frakobling for avgang Kobbelv. Det ble vellykket øydrift mellom Salten og Sundsfjord. Synkront nett igjen ved innkopling av Salten T1 etter manuell nedkjøring av produksjon i Siso kraftverk (spesialregulering) for å redusere frekvensen i separatområdet.

**16. februar** - Separatområde under Kjøpsvik.

132 Ballangen-Kjøpsvik faller for fasesammenslag grunnet sterk vind. Prøvekoblet et par ganger, men faller på nytt. 5-6000 kunder hos Nord Salten kraftlag berørt.

**18. februar** - Separatområde i Nordland mellom Smibelg-Svartisen-Sundsfjord.

Ledningen 420 Rana-Svartisen falt i begge ender. 420 Salten-Svartisen lå allerede ute grunnet feil. Medførte separatområde mellom Smibelg-Svartisen-Sundsfjord. Svartisen kraftverk falt med 202 MW. Område mellom Smibelg - Sundsfjord - Svartisen ble drevet med for høy frekvens en stund framover. Statnett og SKS stabiliserte spenning og frekvens og synkroniserte nettdelene i Sundsfjord.

**23.mars** - Separatområde under Salten.

420 kV LEDNING KOBELV - SALTEN: Tofasekortslutning L1-L2 med korrekt 3 polt frakopling i begge ender. Antatt årsak er fasesammenslag ved sterk vind, avstand til feil beregnet til ca. 8 km fra Salten. Hendelsen medførte vellykket overgang til separatområde under Salten.

**26.-29. mars** - Separatområde i Valdres.

Nødutkobling av 132 kV ledningen Skrautvål – Åbjøra medfører separatområdet med utstrekning fra Skrautvål og nordover mot Heggnes/Lomen/Ylja/Beitostølen. Vellykket overgang til separatområde.

**29. mai-5. juli** – Separatområde under Samnanger.

Nødutkobling av Samnanger T1. Vellykket overgang til separatområde. Produksjonstilpasning iht. 45 - 65 MW last. Kollaps av separatområdet 12. juni som følge av utfall av Bjølvo G1 (høy oljetemperatur). Ny kollaps av nesten hele separatområdet som følge av utfall av Bjølvo G1 (lavt oljenivå på lager). Produksjonstilpasning av aggregat i separatområdet ble oppdatert i etterkant av utfallet slik at en har tilstrekkelig roterende og rask reserve ved utfall av Bjølvo G1.

**2.juni** - Separatområde under Trollheim.

TROLLHEIM TRANSFORMATOR 2, 132/22 kV: Utkoblet på begge sider for "Viklingstemperatur frakobling". Avbrudd for sluttbrukere i Rindal og Surnadal samt noe småkraft. ca 21 MW produksjon og 3 MW forbruk i separatområdet som oppsto under Gråsjø kraftverk. Dette holdt ikke inne pga høy frekvens.



**14.juni** - Separatområde under Sundsfjord.

Feilkobling under flytting av delingspunkt i stasjonen medførte separatområde under Sundsfjord. Problemer med å regulere ned frekvensen medførte at man måtte legge samleskinnen død. Produksjon under Govddesoga, Sundsfjord og en del småkraft ble berørt.

**2.juli** - Separatområde mellom Brattset-Savalen/Tynset.

Bryterfall på Brattset LT1 E. Ukjent årsak. Medfører vellykket overgang til sepatatområde mellom Litjfossen og Savalen-Tynset.

**22.juli** - Kortvarig separatområde i Finnmark, mellom Alta-Bjørnevatn.

Utfall linje 132 Alta kraftverk-Alta trafo grunnet feil på bryter i Alta trafo. Påfølgende utfall på linje 132 Alta-Skaidi grunnet lastomlagring og pendlinger. Medført mørklegging i Finnmark øst for Alta, med unntak av Skogfoss og melkefoss som lå koblet mot Finland. Gjeninnkobling i Alta mot Skaidi sørget for spenningssetting av området etter 9 sekunder, men bortfall av reaktive komponenter førte til problemer med svært høye spenninger. Utfall av både last og produksjon i området. Situasjonen var normalisert etter ca. 30 minutter.

**25. juli** - Separatområde under Adamselv.

I forbindelse med etablering av gaffelkobling mot T7 i Adamselv, oppstår det separatområde under T7. Kjøllefjord vindpark faller ut med 8,5 MW, men pga noe vannkraftproduksjon under T7, blir det ikke spenningsløst i området. Problemer med å fase sammen medførte at Nordkyn krl valgte å mørklegge området i noen sekunder for å koble sammen i Adamselv.

**21. august** - Separatområde i Øst-Finnmark.

220 kV LEDNING VARANGERBOTN-IVALO: Utfall grunnet lynaktivitet på finsk side av ledningen. Da Lakselv-Adamselv lå ute medførte frakoplingen separatområde øst for Lakselv, med ustabil frekvens og spenninger opp mot 150 kV. Utfall av vindkraft samt noe last.

**6. september** - Separatområde under Salten.

SALTEN 420 kV TRANSFORMATOR T1: Uønsket utfall av transformator for distansevern startsonefrakopling pga stor reaktiv flyt. Hendelsen medførte vellykket separatområde under Salten T1 (delt på Sundsfjord ssk). Det viser seg at Siso kraftverk gradvis har redusert sin MVar-kjøring, etter at T1 ble innkoblet, slik at det etter hvert gikk -112 MVar og 60 MW over T1. Distansevernet kom dermed inn i startsonen og løste ut.

**27. september** - Separatområde under Jukla.

Nødutkobling av 66 kV Mauranger - Jukla 27.9. Vellykket overgang til separatområde.

**21. oktober** – Separatområde under Åsen/Oksla.

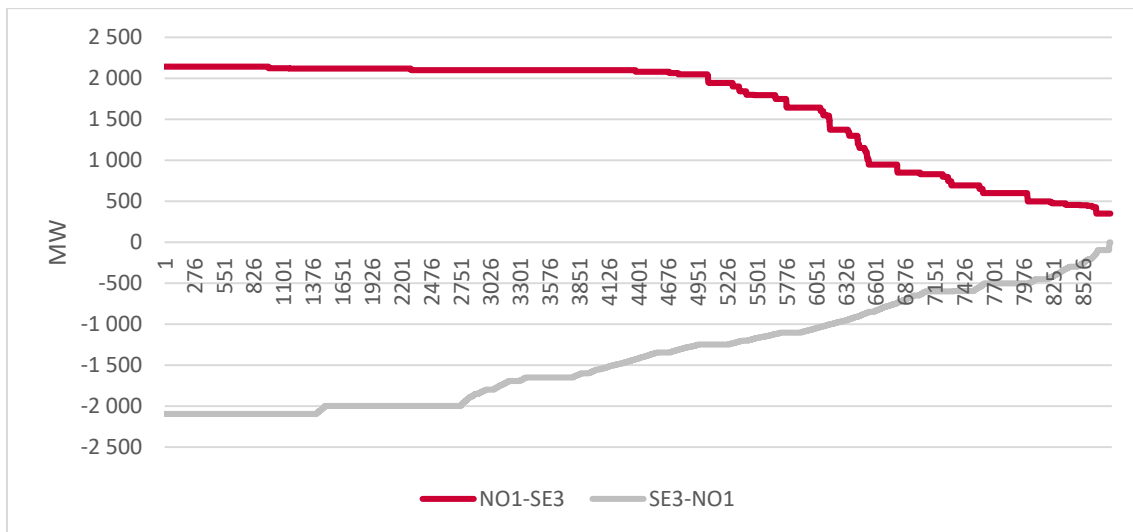
Kortvarig separatområde (6 timer) under Åsen og Oksla pga. nødutkobling av 300 kV ledningen Åsen - Røldal (åpne rekkeklemmer). Vellykket overgang til separatområde.

**19.november** - Separatområde under Salten.

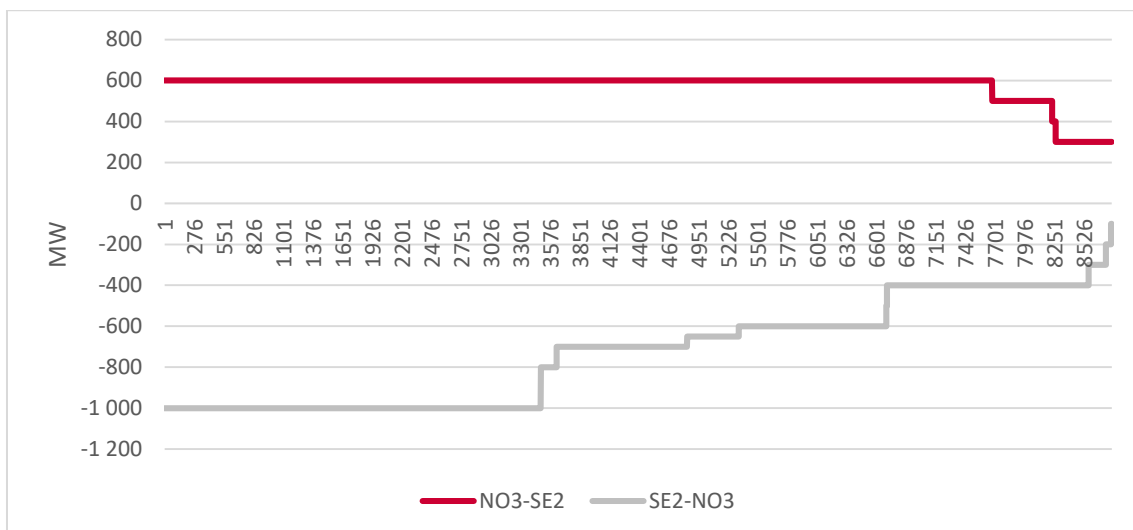
420 kV LEDNING KOBBLV-SALTEN: Kortslutning med jord (L2-L3-j) i strømtransformator i felt Salten mot Kobbelv. Pga. manglende effektbryter på denne avgangen førte dette til utfall av Salten T1 og ledning Salten-Svartisen også. Overgang til vellykket separatdrift under Salten T1. Området var nær balanse da utfallet skjedde.

## 9 Handelsgrenser

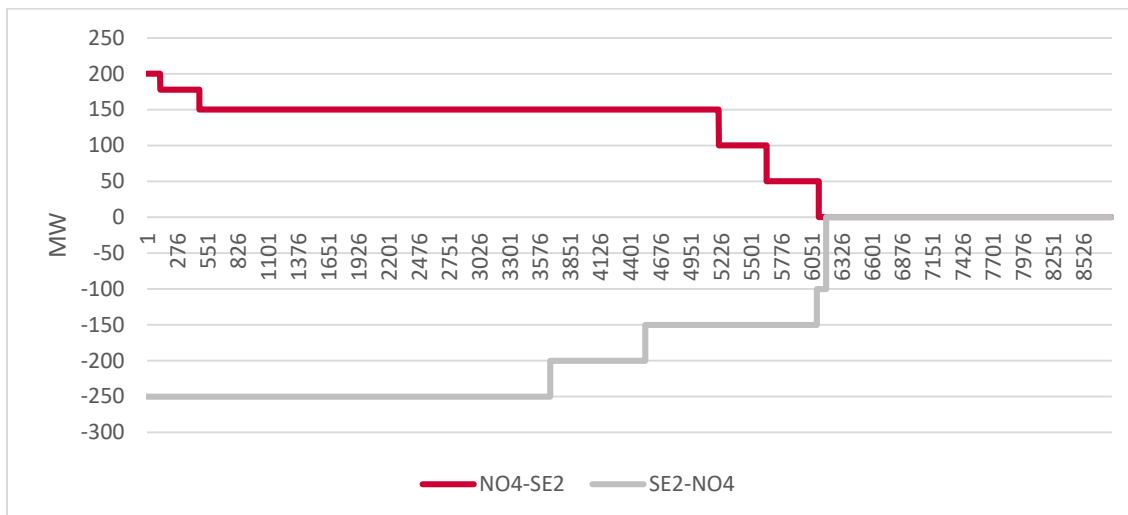
### 9.1 Varighetskurver for handelsgrensene



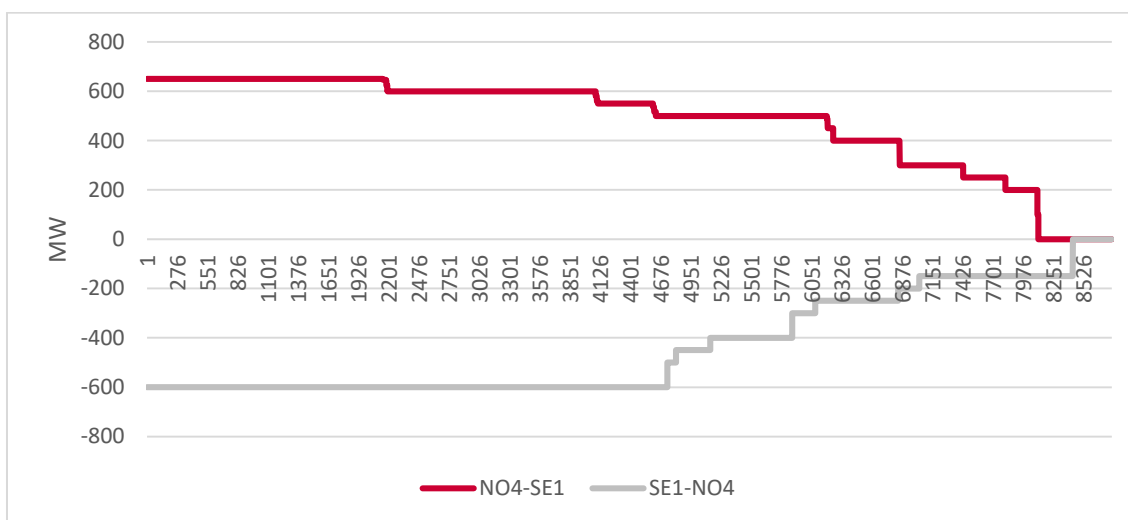
Figur 10: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og SE3.



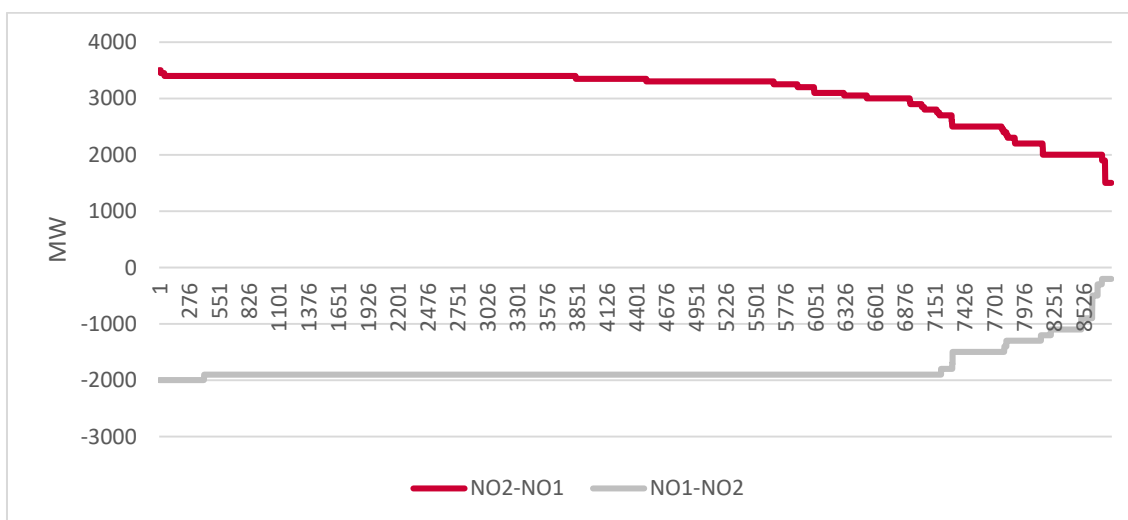
Figur 11: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO3 og SE2.



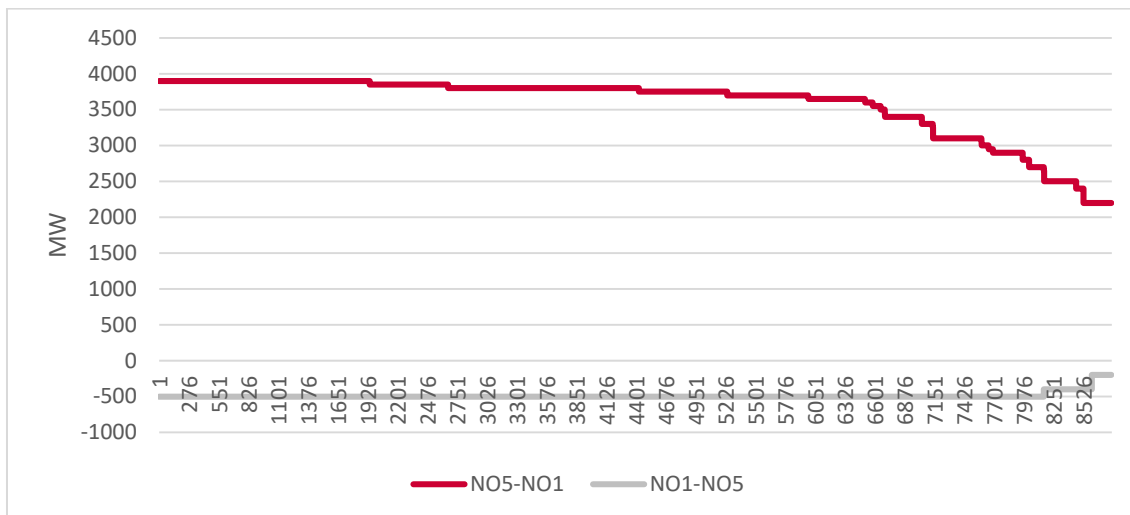
Figur 12: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO4 og SE2.



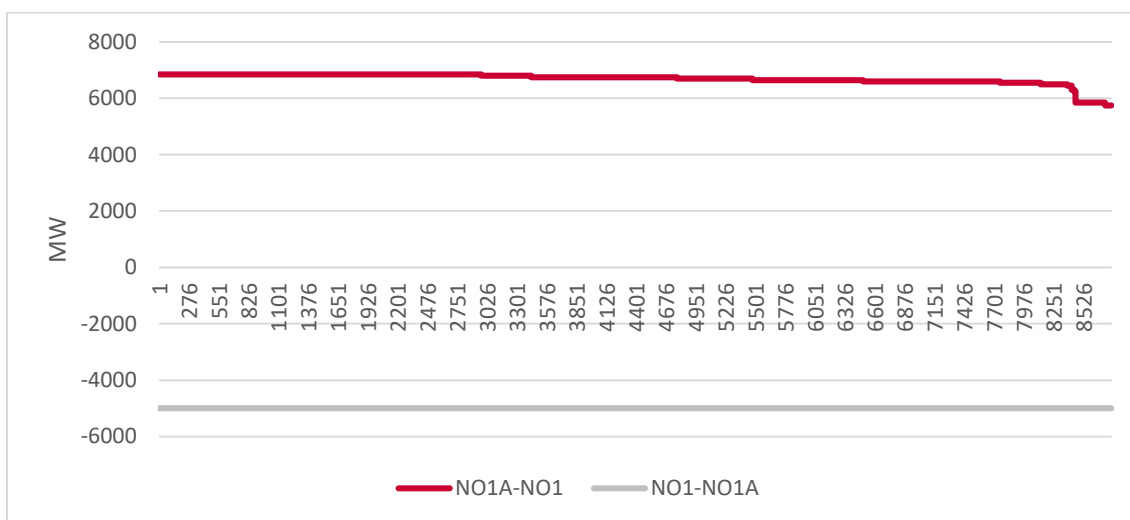
Figur 13: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO4 og SE1.



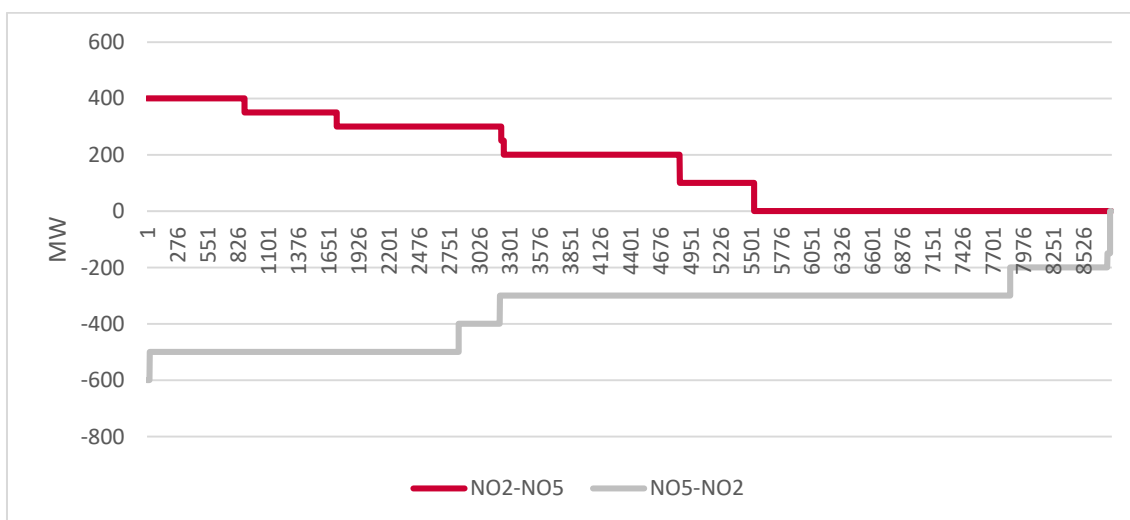
Figur 14: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO2.



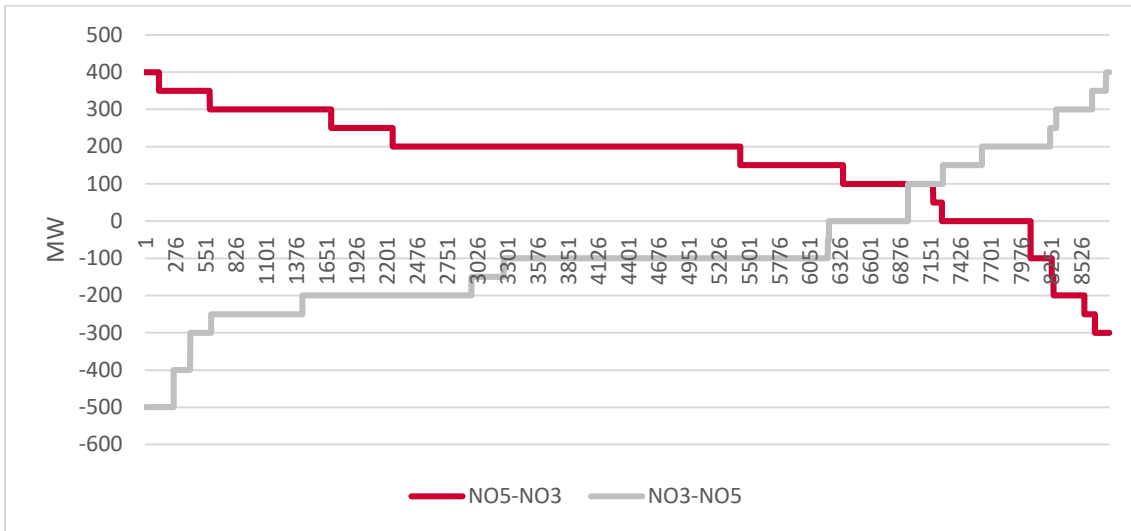
Figur 15: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO5.



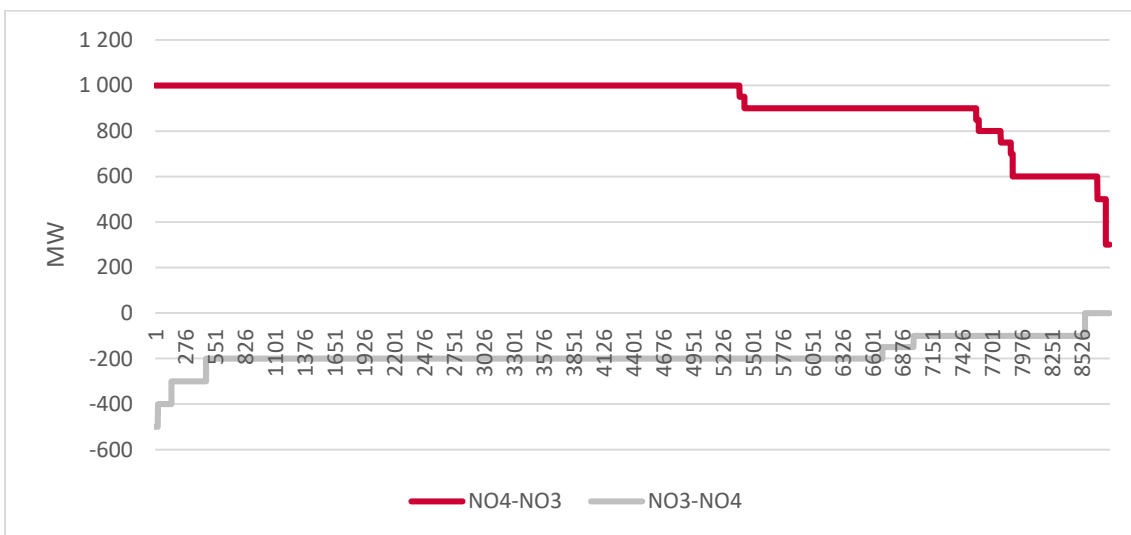
Figur 16: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1A og NO1.



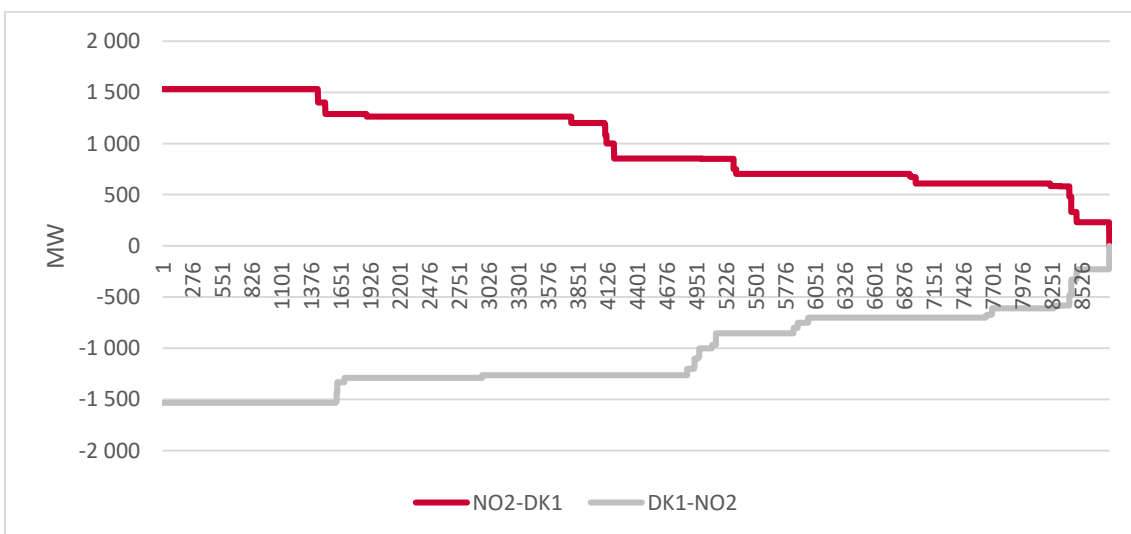
Figur 17: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og NO5.



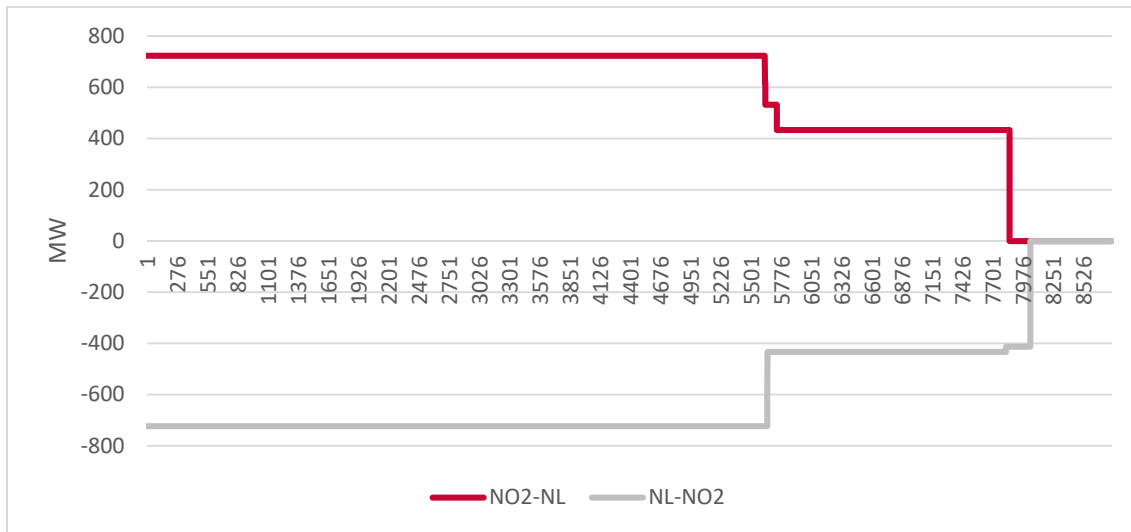
Figur 18: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO5 og NO3.



Figur 19: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO3 og NO4.

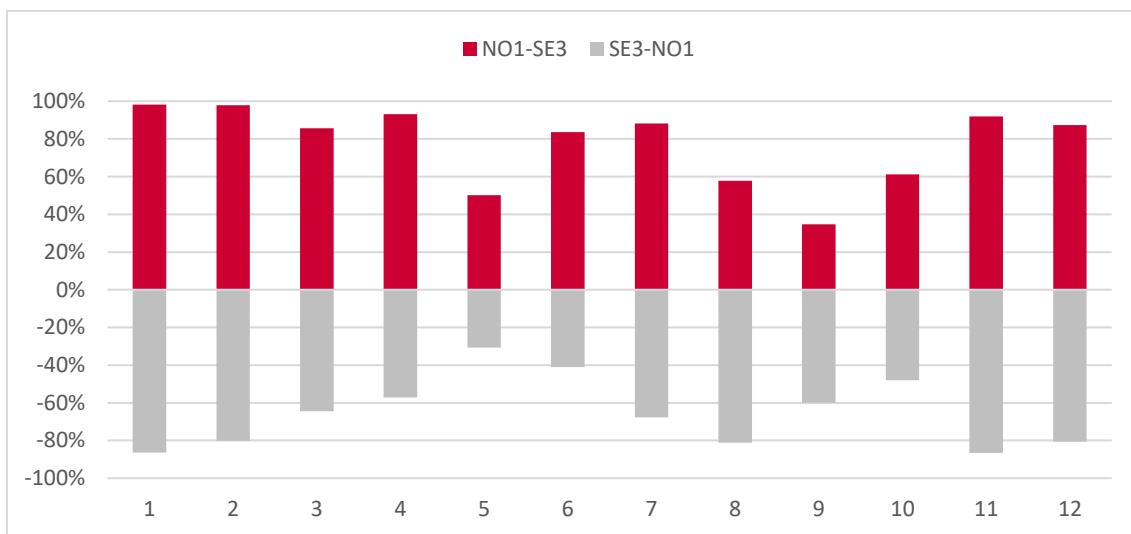


**Figur 20: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og DK1.**

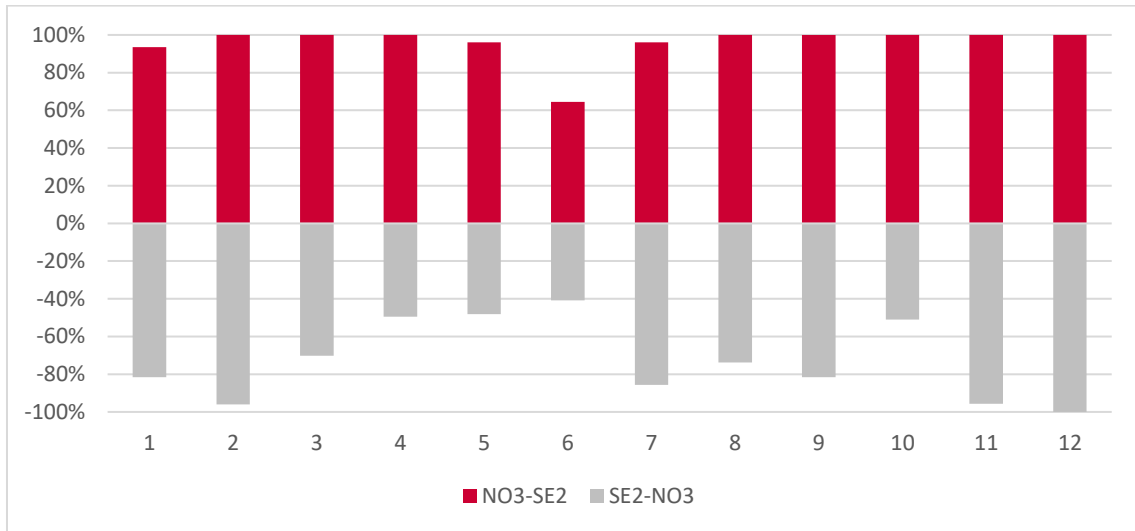


**Figur 21: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og NL.**

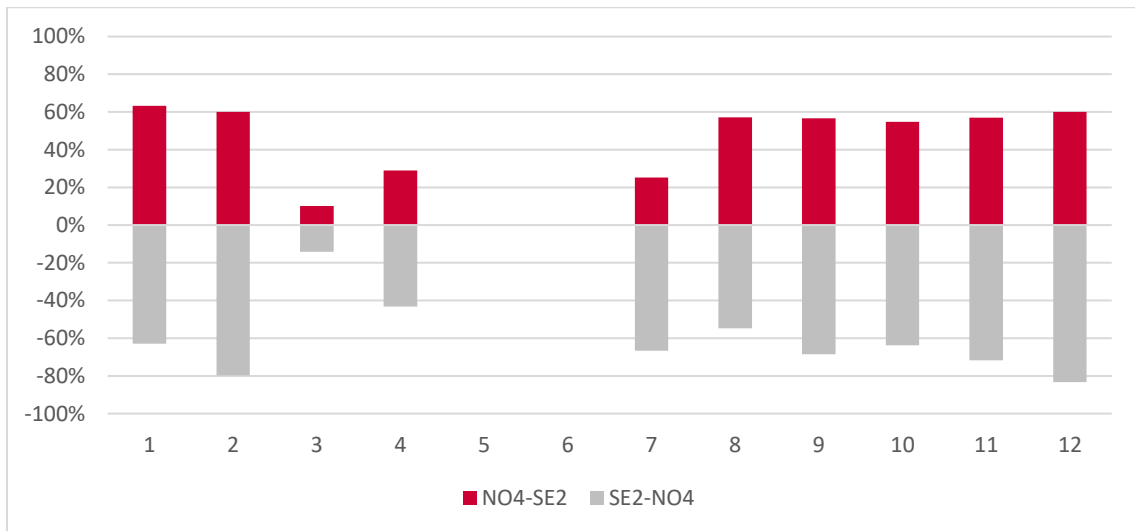
## 9.2 Månedsoversikt for handelsgrenser



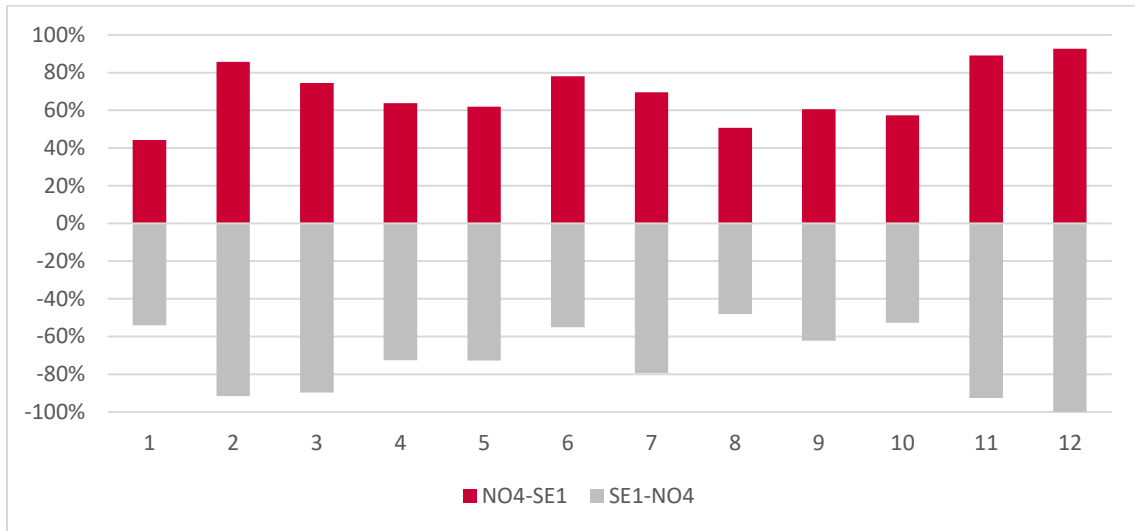
**Figur 22: Handelskapasitet per mnd. mellom NO1 og SE3.**



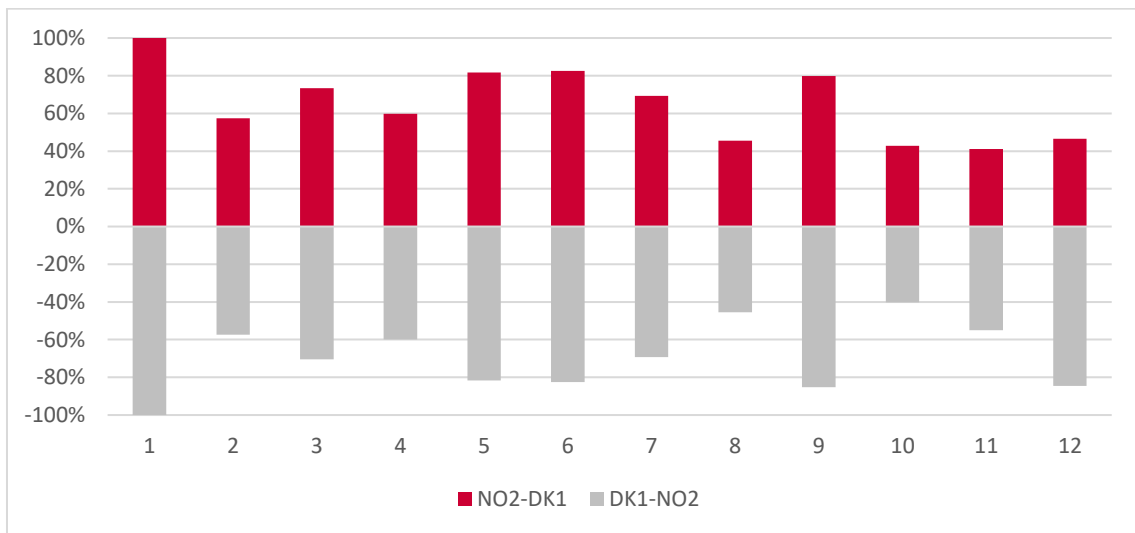
Figur 23: Handelskapasitet per mnd. mellom NO3 og SE2.



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

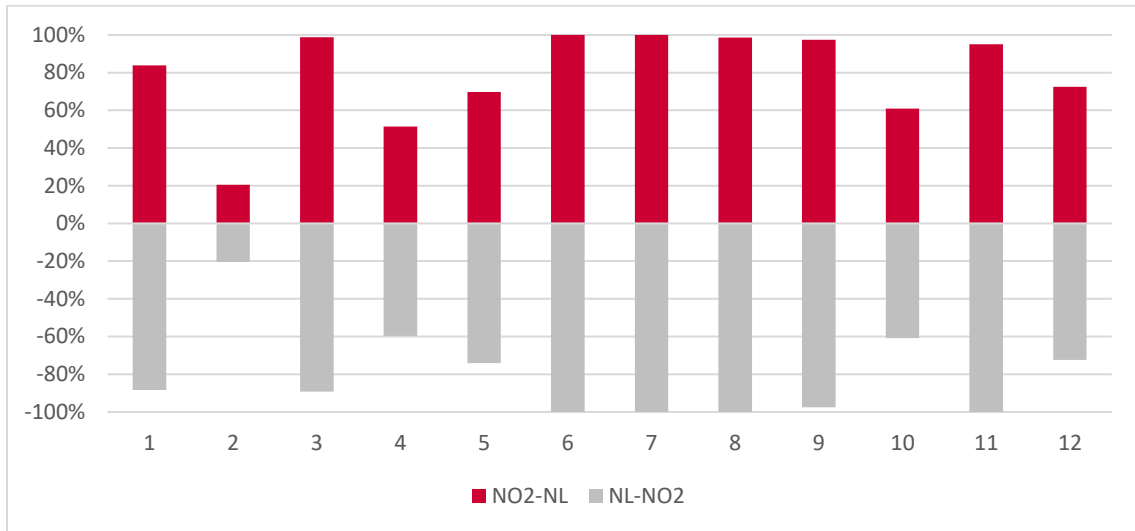


Figur 25: Handelskapasitet per mnd. mellom NO4 og SE1.

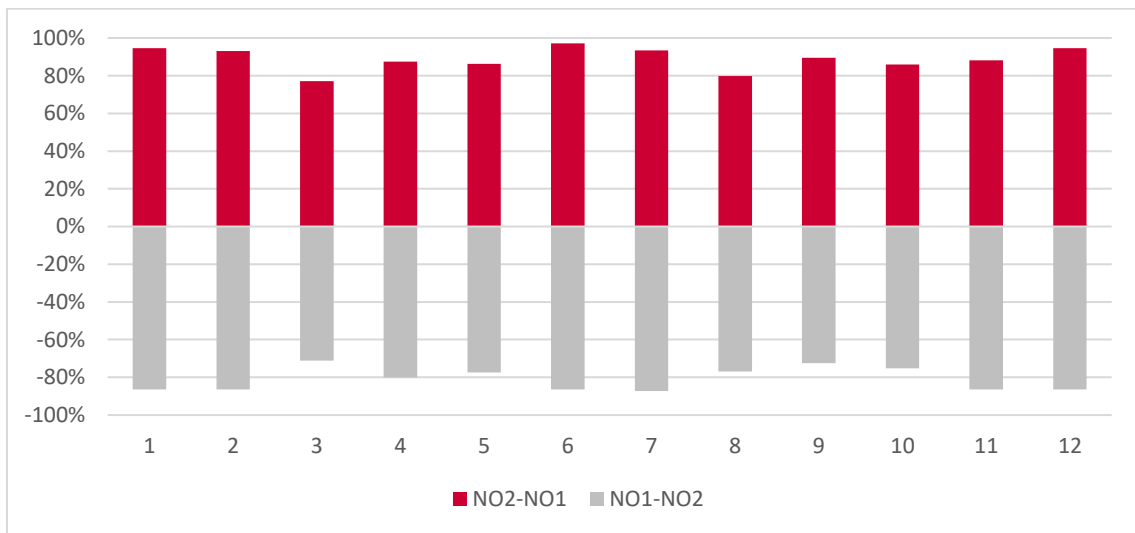


Figur 26: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og DK1.

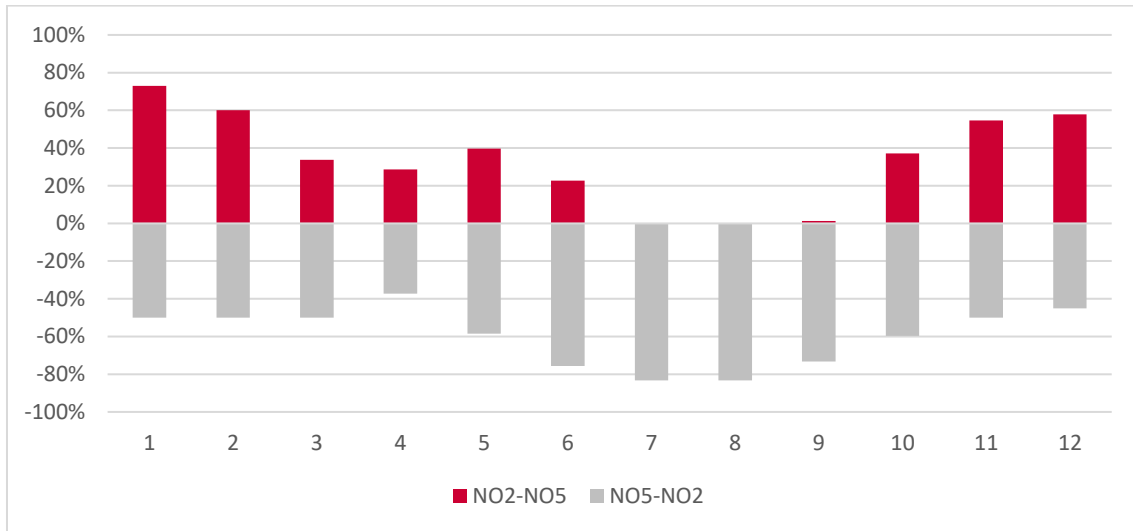




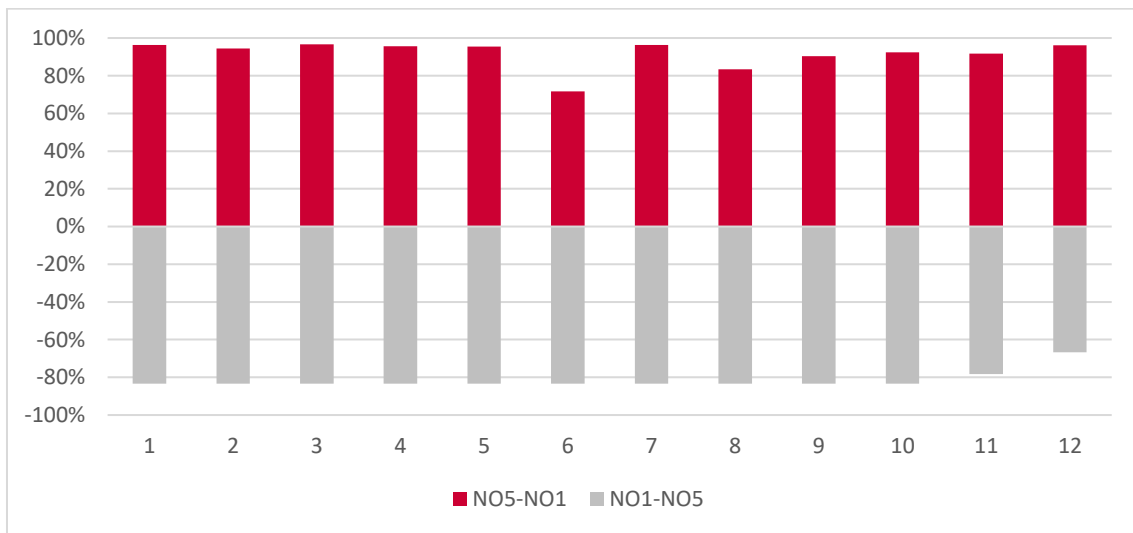
Figur 27: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NL.



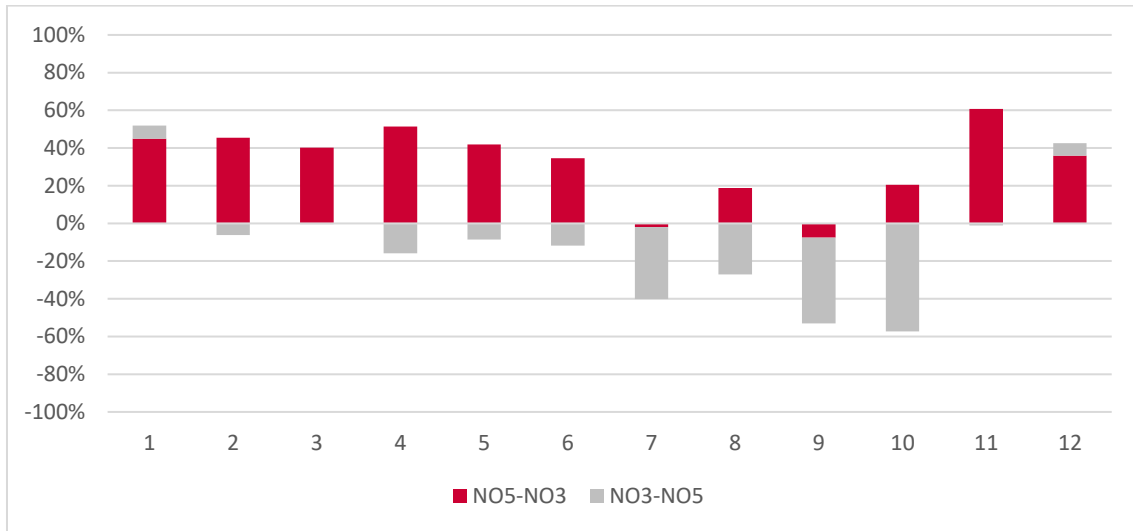
Figur 28: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NO1.



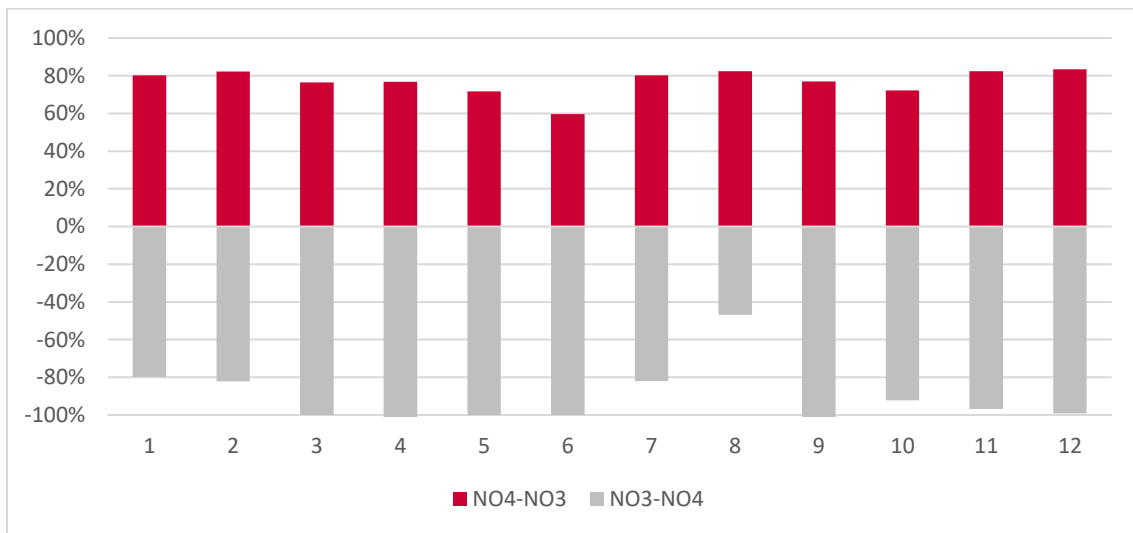
Figur 29: Handelskapasitet per mnd. mellom NO2 og NO5.



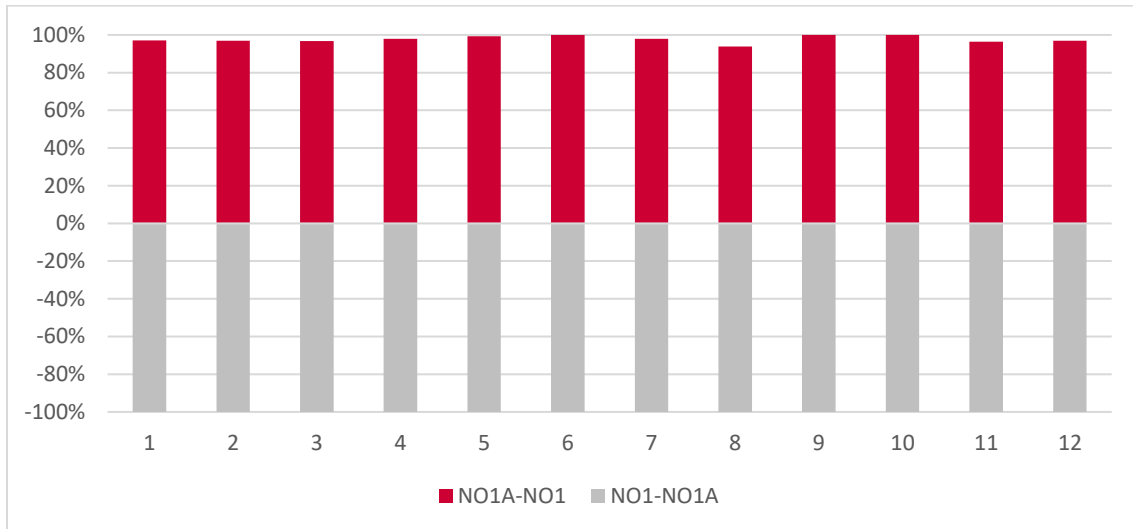
Figur 30: Handelskapasitet per mnd. mellom NO5 og NO1.



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.**

### 9.3 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

- **NO2-NL:** NorNed var utilgjengelig i store deler av februar pga. feil i Feda stasjon. Gjennom året har det vært flere lange perioder med redusert kapasitet grunnet feil på Nederlandsk side. Utkoblet for planlagt vedlikehold i uke 40.
- **NO2-DK1:** Tre lengre perioder med redusert kapasitet pga. kabelfeil på SK4: februar, august og oktober/november. SK4 er nå tilgjengelig, men med redusert kapasitet på forbindelsen. Jevnlig redusert fra mars til oktober pga planlagt vedlikehold på forbindelsen eller andre forbindelser i NO2.
- **NO1-SE3:** Flere driftsstanser på norsk og svensk side reduserte kapasiteten i perioden april til oktober. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige.
- **NO3-SE2:** Importkapasiteten har vært redusert jevnlig fra mars til oktober grunnet planlagte driftsstanser både på norsk og svensk side. Eksportkapasiteten redusert i juni grunnet planlagte driftsstanser i 420 kV nettet i NO3.
- **NO4-SE1:** Redusert grunnet feil på Kobbelv-Ofoten i januar. Redusert i mars/april grunnet utkoblinger på svensk side. Jevnlig redusert frem til november grunnet planlagte utkoblinger i 420 kV nettet i NO4.
- **NO4-SE2:** Redusert grunnet feil på Kobbelv-Ofoten i januar. Redusert i mars/april grunnet utkoblinger på svensk side. Redusert i mai og juni grunnet planlagt utkobling på 220 kV forbindelsen mot Sverige. Jevnlig redusert frem til november grunnet planlagte utkoblinger i 420 kV nettet i NO4.
- **NO4-NO3:** Redusert grunnet feil på Kobbelv-Ofoten i januar. Redusert i mars/april grunnet utkoblinger på svensk side. Redusert i mai og juni grunnet planlagt utkobling på 220 kV forbindelsen mot Sverige og andre linjer i NO4. Ellers redusert pga planlagte utkoblinger i NO4.
- **NO2-NO1:** Redusert flere perioder gjennom året pga planlagt driftsstans i 420 kV nettet rundt Kvilldal stasjon.
- **NO5-NO1:** Redusert i juni og august pga. planlagte driftsstanser i 420 kV nettet i NO5.
- **NO2-NO5:** Lite redusert pga. planlagte driftsstanser. Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde.
- **NO1A-NO1:** Lite redusert.
- **NO5-NO3:** Redusert pga planlagte driftsstanser i 420 kV nettet mellom Sogndal og Ørskog. Ellers redusert innefor normalt variasjonsområde og periodevis låst kapasitet pga. prognosert flyt mot prisretning.

### 9.4 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	11 %	77 %	24 %	19 %
NO3-SE2	600	87 %	96 %	28 %	13 %
NO4-SE2	250	0 %	39 %	57 %	39 %
NO4-SE1	700	0 %	69 %	36 %	22 %
NO2-DK1	1532	16 %	65 %	38 %	30 %
NO2-NL	723	64 %	79 %	43 %	10 %
NO2-NO1	3500	0 %	89 %	30 %	4 %
NO2-NO5	500	0 %	34 %	11 %	21 %
NO5-NO1	3900	22 %	92 %	32 %	0 %
NO5-NO3	500	0 %	32 %	46 %	40 %
NO4-NO3	1200	0 %	77 %	61 %	22 %
NO1A-NO1	6850	34 %	98 %	31 %	1 %

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse, eksport.

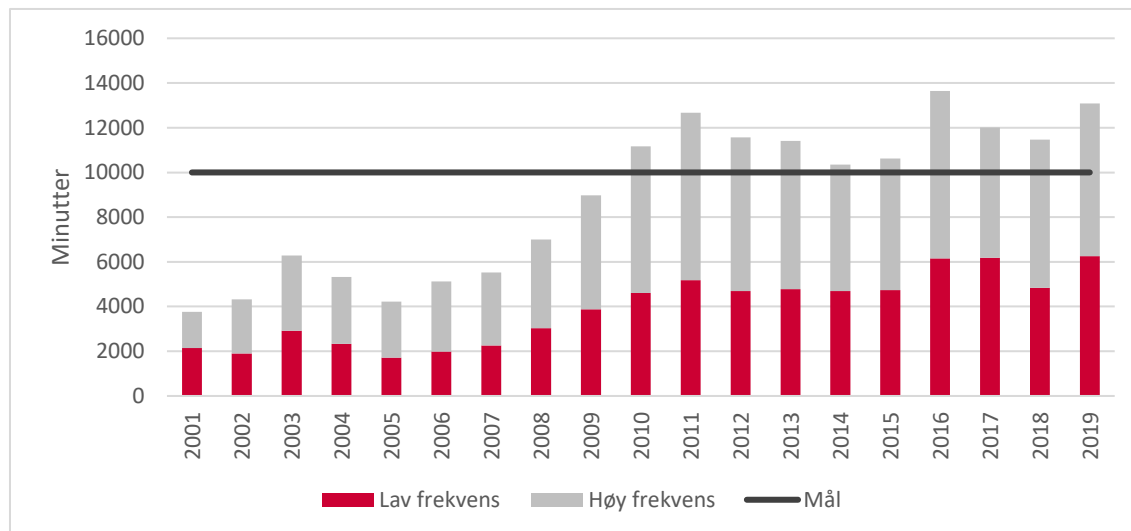
Handels-korridor	Maks. kap.[MW]	Tidsandel maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt	Markedets utnyttelse av tilbudt kap.	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet
SE3-NO1	2 095	16 %	65 %	34 %	32 %
SE2-NO3	1 000	40 %	73 %	30 %	20 %
SE2-NO4	300	0 %	51 %	15 %	8 %
SE1-NO4	600	54 %	72 %	21 %	14 %
DK1-NO2	1 532	18 %	69 %	36 %	28 %
NL-NO2	723	64 %	81 %	27 %	10 %
NO1-NO2	2 200	0 %	81 %	9 %	1 %
NO5-NO2	600	0 %	60 %	32 %	20 %
NO1-NO5	600	0 %	81 %	2 %	1 %
NO3-NO5	500	3 %	17 %	9 %	59 %
NO3-NO4	200	71 %	91 %	4 %	2 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	3 %	0 %

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse, import.

## 10 Vurdering av frekvensutviklingen og tiltak for forbedring

### 10.1 Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år

Etter flere år med negativ utvikling, har det blitt registrert en utflating 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. 2019 endte med akkumulerte frekvensavvik gjennom året på ca. 13 000 minutter utenfor normalfrekvensbåndet. Dette er 3000 minutter høyere enn det måltallet de nordiske TSO-ene har fastsatt.



Figur 34: Akkumulerte verdier per år for frekvensavvik i perioden 2001 til 2019.

De nordiske TSOene har jevnlig økt anskaffelsen av aFRR de siste årene for å forsøke å motvirke den negative utviklingen. Det kan imidlertid synes som den generelle økningen i utfordringene for frekvenskvaliteten har økt sterkere enn økningen i bruk av aFRR som virkemiddel. TSOene jobber i parallell med andre virkemidler for å støtte opp under bruk av aFRR.

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. Det forventes også at det vil bli stadig mer utfordrende å sikre tilstrekkelig rotasjonsenergi i det nordiske synkronsystemet i lavlastsituasjoner med stor import. Denne utfordringen gjør at TSOene fra 2020 vil implementere et nytt produkt, Fast Frequency Response (FFR), for å hindre en for dyp frekvensdipp ved kabelutfall. I Norge gjennomføres implementeringen i første omgang som et demonstrasjonsprosjekt for å høste erfaringer.

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.

### **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 regulere 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. De neste par årene 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, særlig omkring timeskiftene. 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. TSOene har jobbet for å få til reservasjon av nettkapasitet for utveksling av balansetjenester noe som var forventet å kunne bidra betydelig til en forbedring av frekvenskvaliteten. Denne opsjonen er foreløpig stoppet av de nordiske regulatorene.

### **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.

## **10.2 Status, virkning og erfaringer fra piloter og aktuelle tiltak i 2019 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 SOGL 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 redusering 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 og 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 mellom TSOene om implementering av felles nordiske markedsløsninger for hhv. kapasitet og aktivering. Disse ordningene krever imidlertid at det reserveres nettkapasitet for utveksling mellom budområdene, noe som altså har blitt stoppet av de nordiske regulatorene.

### **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.

De nordiske TSOene har startet et større arbeid for å vurdere rampingrestriksjonene på HVDC forbindelser ut av det nordiske synkronsystemet. Dette arbeidet vil ha en delleveranse til de nordiske NRAene i juli 2020. NRAer og andre interessenter vil trekkes med i dette arbeidet underveis. En neste fase blir å vurdere konsekvenser av overgang til 15 minutters oppløsning i balansemarkedene.

### 10.3 Balansering ved lastvariasjoner på Skagerrak

Figur 35 til Figur 37 viser flyten på Skagerakforbindelsen i tre perioder, med relativt store lastvariasjoner, hvor tapskostnadene er større enn flaskehalsinntektene.

Utfordringen for balanseringen 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 ubalanse de siste 15 min før timeskift og en ubalanse, med motsatt fortegn, de første 15 min etter timeskift. Disse ubalansene oppstår ved alle flytendringer, også når tapskostnadene er lavere enn handelsinntektene.

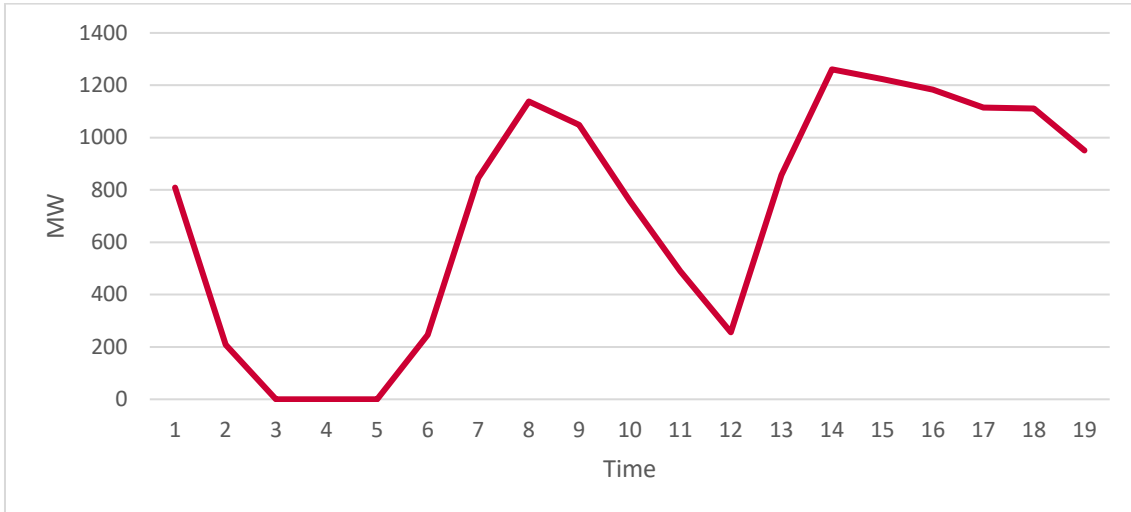
For å håndtere disse ubalansene finnes ulike virkemidler:

- 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.
- Kvartersjusteringer – 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.

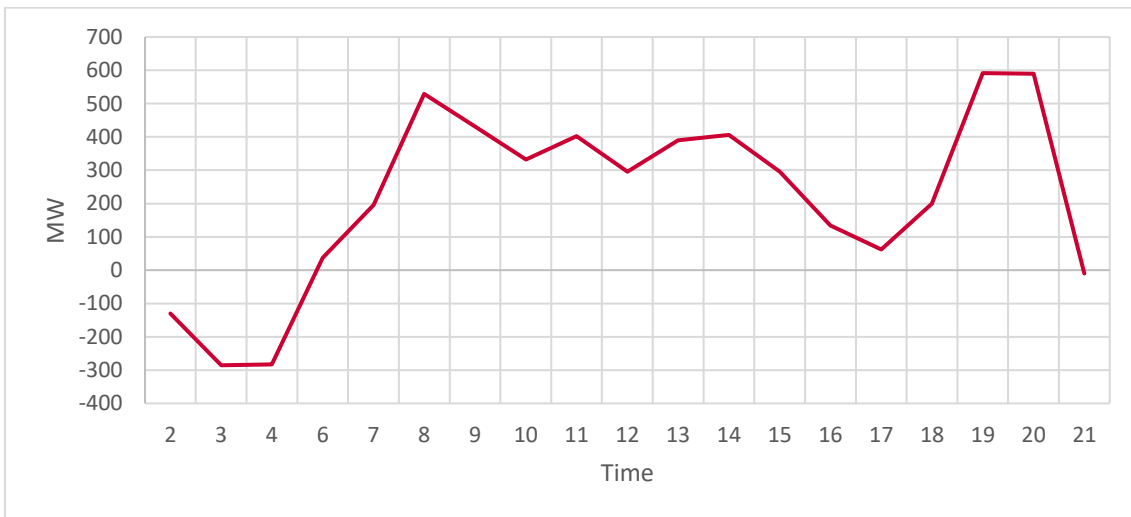
De to første virkemidlene betaler systemansvarlig en kompensasjon til produsentene for å gjennomføre.

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

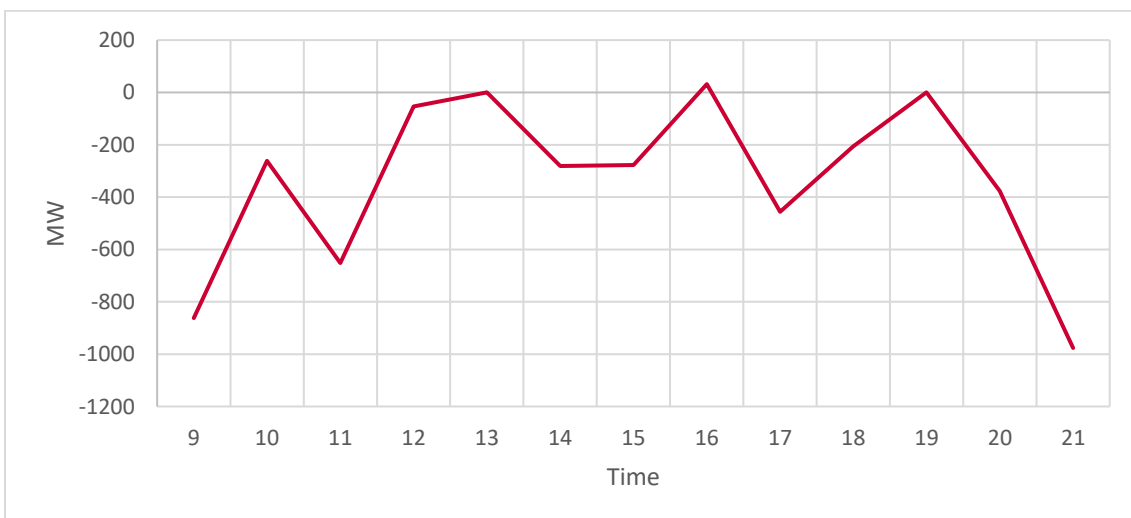
- Endringer på en annen HVDC-forbindelse ut av Norge, NorNed, som endrer seg i motsatt retning av Skagerakforbindelsen vil kun skape små ubalanser da denne ramper fra xx.50-xx.10, altså nesten sammenfallende med Skagerak. De vil derfor i stor grad nulle hverandre ut.
- Ved produksjonsendringer i Norge 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.



Figur 35: Lastvariasjon på Skagerakforbindelsen 11. juli 2019.



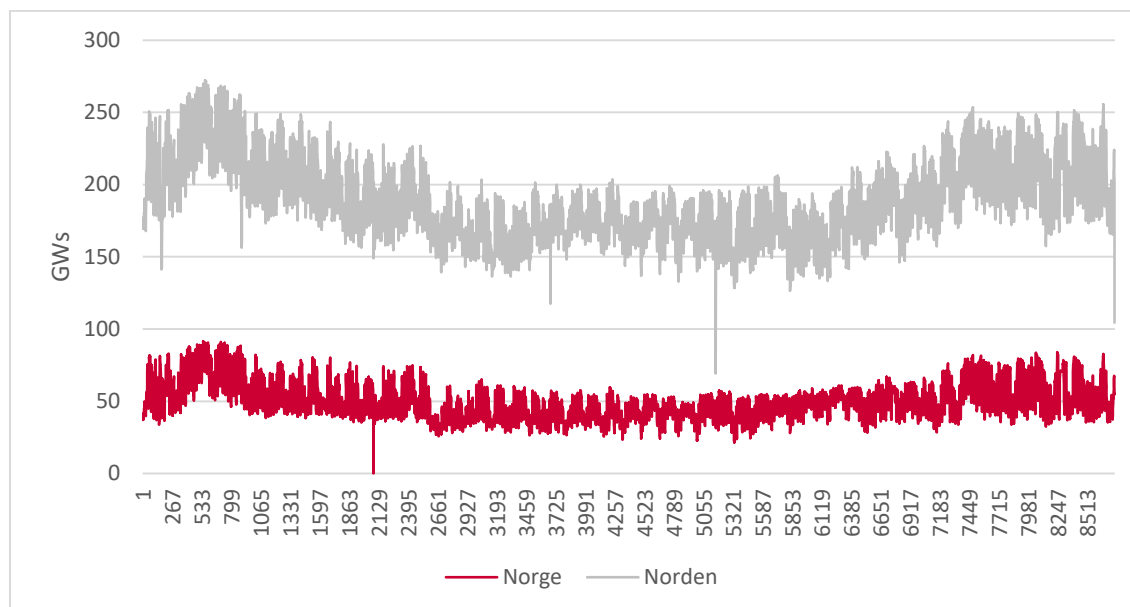
Figur 36: Lastvariasjon på Skagerakforbindelsen 7. november 2019.



Figur 37: Lastvariasjon på Skagerakforbindelsen 9. desember 2019.

## 11 Oversikt over roterende masse

### 11.1 Roterende masse



Figur 38: Roterende masse i Norge og Norden gjennom året.

## 12 Driftsspenninger i transmisjonsnett

### 12.1 Driftsspenninger i transmisjonsnett

DSB stiller krav til øvre tillatte driftsspenninger i transmisjonsnett (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 overslag/kortslutning og havari av komponenter i ytterste konsekvens. Overskridelser av disse grensene rapporteres av Statnett.

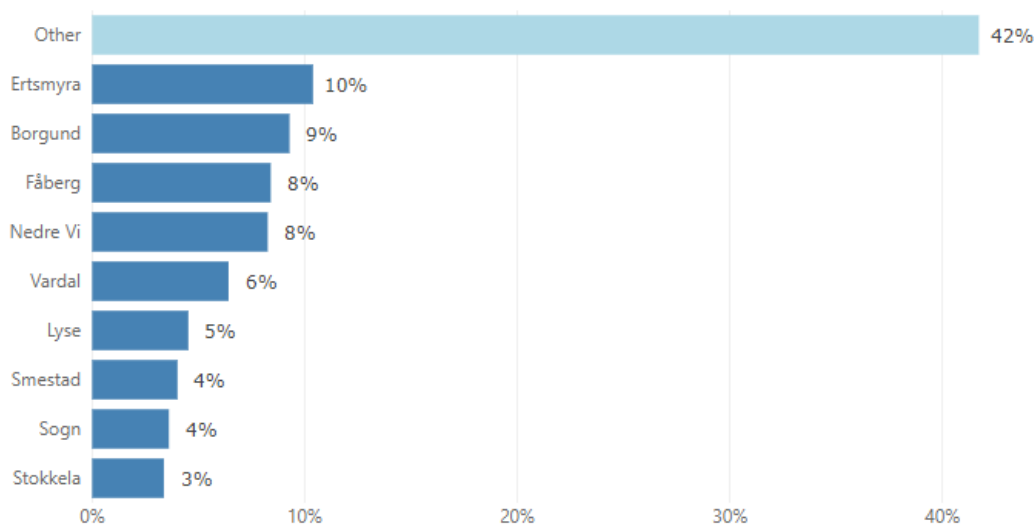
Rapportering av spenningsforhold tar utgangspunkt i genererte alarmer i SCADA for spenningsmålinger på samleskinner i 420 og 300 kV sentralnettstasjoner der Statnett er LfK. Det rapporteres på varighet på spenningsalarmer over 305 og 425 kV i mer enn 3 minutter, samt antall ganger spenningen er over 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.

#### 12.1.1 Region Sør

For sør har det i 2019 totalt vært 1 452 520 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

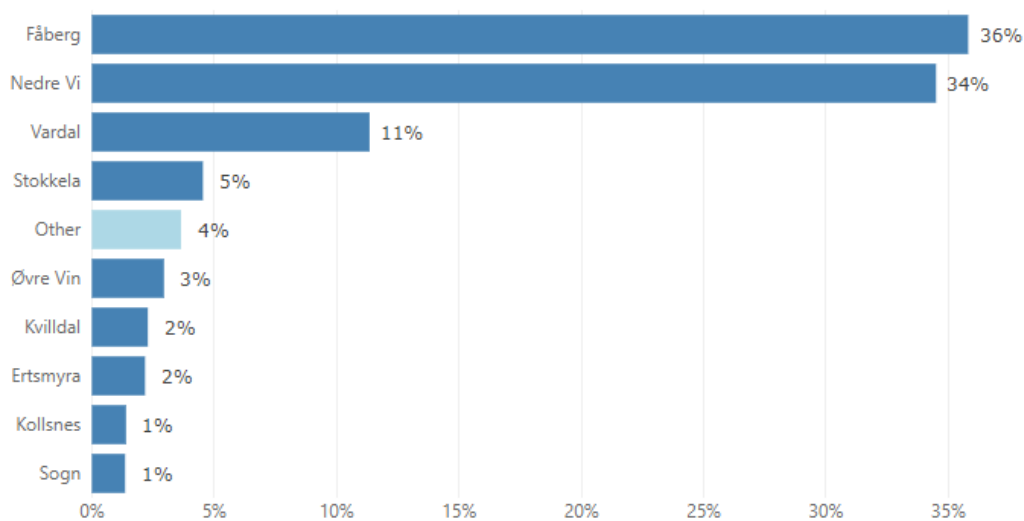
Det har vært 124 tilfeller der spenningen var over 425 og 305 kV i 2019, i mer enn 20 minutter. Totalt var spenningen over 425 og 305 kV i 23 251 minutter.

### Overvoltage warnings per substation



**Figur 39: Fordeling av spenningsvarsler i region sør.**

### Overvoltage alarms per substation



**Figur 40: Fordeling av spenningsalarmer i region sør.**

#### Årsak til overskridelser

- Overskridelser i Ertsmyra og Lyse stasjon skyldes ombyggingen forbindelse med Vestre Korridor.
- Borgund stasjon ligger radielt forsynt fra transmisijsnett. Ved stans på aggregater i Borgund er det ikke andre tilgjengelige reaktive komponenter til bruk i spenningsregulering

- Stasjonene Fåberg, Vardal og Nedre Vinstra har hatt overskridelser blant annet pga. større reinvesteringerprosjekter og revisjoner i området. Det har vært ombygging av kontrollanlegget i Fåberg, samt utskifting av komponenter i Vågåmo. Utkobling av ledninger og reaktive komponenter i forbindelse med disse jobbene står bak mange av overskridelsene.
- Stasjonene i Oslo-området har vært påvirket av revisjoner som har medført utilgjengelige reaktive komponenter og endrede koblingsbilder.
- Bærheim, Stokkeland og nærliggende stasjonen har høy spenning grunnet kondensatorbatteriet i Stølaheia må være innkoblet ved overskridelse av spenningsnitt 300 Tonstad – Stokkeland + 300 Åna-Sira – Kjelland > 500 MW

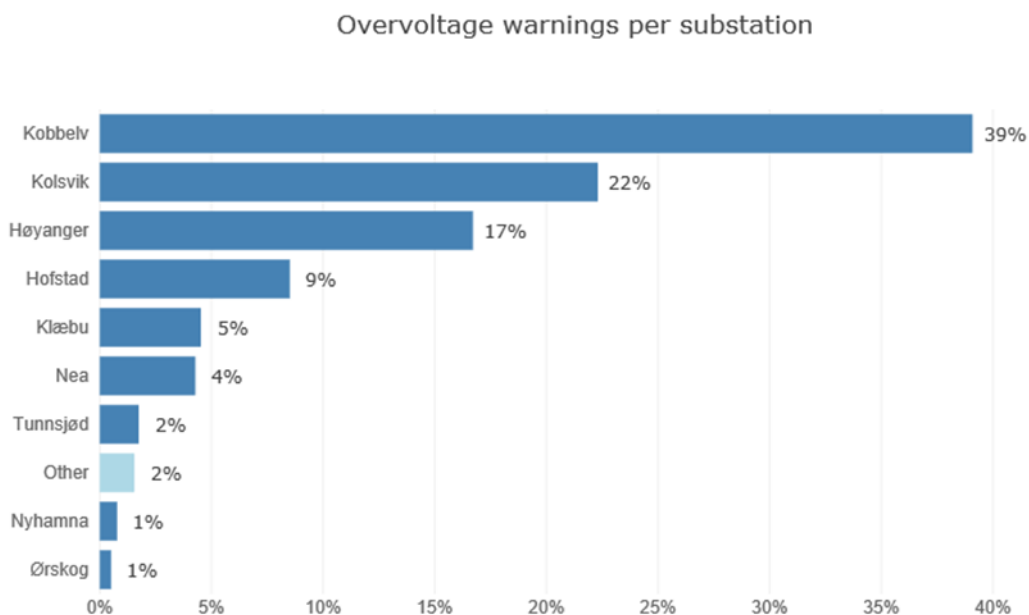
### Tiltak

Idriftsettelse av ledninger og stasjoner i Vestre Korridor har i løpet av 2019 bidratt til å redusere spenningsoverskridelsene i dette området. Blant annet ble det idriftsatt en ny reaktor i Lyse i oktober. Framtidig idriftsettelse av NordLink forbindelsen vil også bidra med spenningsstøtte til området. I Stavanger-området er det idriftsatt 6 nye kondensatorbatterier og, sammen med tilknytning av mer vindkraft, har dette redusert behovet for å bruke kondensatorbatteriet i Stølaheia. Disse tiltakene, i tillegg til framtidige prosjekter som Lyse – Fagrafjell, vil medføre endringer for stasjonene i dette området. På Østlandet vil prosjekt Stor-Oslo i årene fremover medføre ombygginger av stasjoner og ledninger i området. Det pågående spenningsreguleringsprosjektet vil også fremover medføre endrede innstillinger på produksjonsanlegg, samt reaktive komponenter.

#### 12.1.2 Region nord

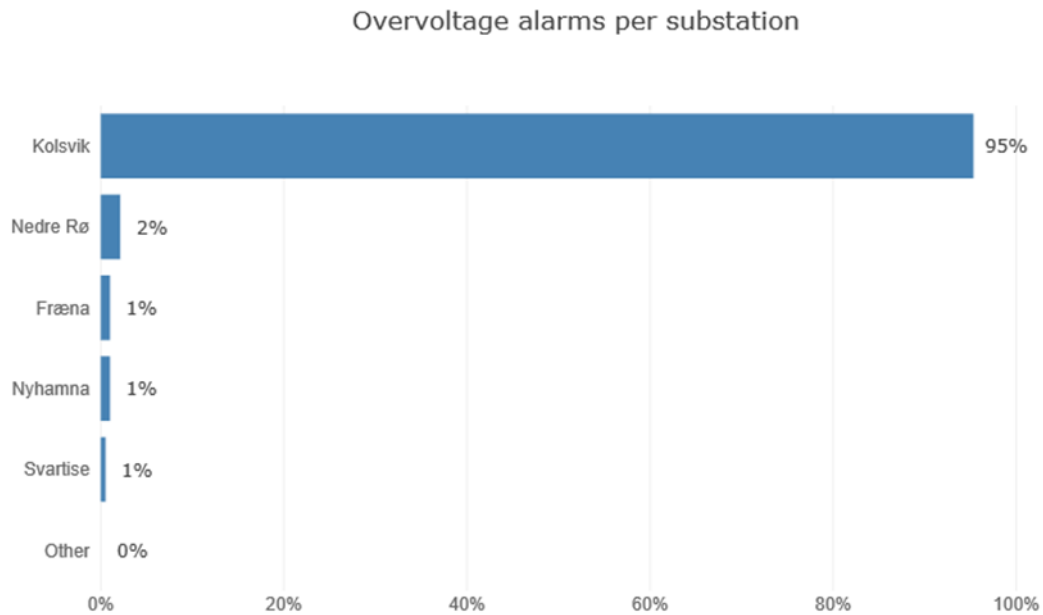
For nord har det i 2019 totalt vært 7 006 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

Det har vært 5 tilfeller der spenningen var over 425 og 305 kV i 2019, i mer enn 20 minutter. Totalt var spenningen over 425 og 305 kV i 1200 minutter.



Figur 41: Fordeling av spenningsvarslar i region nord.





**Figur 42: Fordeling av spenningsalarmer i region nord.**

Årsak til overskridelser:

- Spenningen i Kobbelv påvirkes av produksjonen i Kobbelv kraftverk. Dersom kraftverket står, blir spenningen høy siden det er langt både til Ofoten og til Salten.
- Spenningen i Kolsvik påvirkes av generatorene i Kolsvik, det er ikke annen reaktiv ytelse i nærheten.
- De andre stasjonene får høy spenning når reaktive komponenter i stasjonen eller rimelig nærhet ikke er tilgjengelig.

#### Tiltak

Det har ikke vært satt i drift nye reaktorer i 2019. Det pågående spenningsreguleringsprosjektet vil også fremover medføre endrede innstillinger på produksjonsanlegg, samt reaktive komponenter.

## 12.2 Prosjekt spenningsregulering

Implementering av nye innstillinger i Statnetts anlegg og hos produsenter tilknyttet transmisjonsnettet har fortsatt og vil fortsette ut 2020. Statnett erfarer positive resultater fra egne anlegg gjennom økt spenningskvalitet men den store virkningen av tiltaket vil man først se når samtlige planlagte anlegg har fått endret innstillinger.

## 13 Systemansvarskostnader

### 13.1 Sammendrag av systemansvarskostnader

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Primærreserver (FCR), herav</b>	201	199	98	135	104	104	85	87	114	134
• <i>Grunnleveranse</i>	25	25	24	30	21	21	21	21	19	21
• <i>Marked</i>	190	200	84	147	103	130	97	105	164	162
• <i>Salg</i>	-14	-26	-10	-42	-20	-48	-33	-39	-70	-49
<b>Sekundærreserver (aFRR)</b>			12	62	20	29	7	13	32	47
<b>Tertiærreserver (mFRR)</b>	79	31	65	87	34	46	75	66	106	52
<b>Spesialregulering</b>	145	173	124	104	275	173	146	110	121	88
<b>Systemvern</b>	6	4	9	13	9	13	11	15	16	49
<b>Produksjonsflytting</b>	19	10	9	9	5	4	7	7	13	6
<b>Produksjonsglatting</b>						6	10	9	17	14
<b>Energiopsjoner</b>	19	48	35	30	28	20	5	-	-	-
<b>Reaktiv effekt</b>	17	7	3	6	6	4	6	6	6	7
<b>Omberamning av planlagte driftsstanser</b>	0	1	1	2	1	1	1	2	8	4
<b>Netto kjøp av balanse- og effektkraft</b>	-4	5	22	19	32	20	15	10	8	13
<b>Sum</b>	<b>482</b>	<b>478</b>	<b>378</b>	<b>467</b>	<b>514</b>	<b>420</b>	<b>368</b>	<b>325</b>	<b>441</b>	<b>414</b>

Tabell 5: Systemdrifts-kostnader og inntekter 2010-2019 (MNOK).

<b>Marked FCR-N</b>	149
<b>Marked FCR-D</b>	0
<b>Marked Aktiveringskostnad</b>	13
<b>Marked SK1-4</b>	0
<b>Salg FCR-N</b>	-23
<b>Salg FCR-D</b>	-7
<b>Salg SK1-4</b>	-19
<b>RKOM-sesong</b>	14
<b>RKOM-uke</b>	38

Tabell 6: Spesifisering av primær- og tertiærreserver for 2019 (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 transmisjonsnettet. 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 transmisjonsnettet, 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  $\geq 200$  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.

### 13.2 Utviklingen i kostnader over tid (2010-2019)

De totale systemdriftskostnadene hadde en stigende tendens fra 2012 til 2014, mens kostnadsnivået i perioden etterpå var avtagende. Fra 2017 til 2018 steg kostnadene noe, men 2018 var likevel rundt gjennomsnittet for denne perioden. For 2019 var kostnadene synkende relativt til 2018. Den største reduksjonen fra 2018 var kostnader til tertiærreserver. Årsaken til dette var at vinteren 2018 var lang og forholdsvis kald, mens dette ikke var tilfellet i 2019.

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 tertiærreserve 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. For 2019 derimot, halverte man kostnadene knyttet til tertiærreserver sammenlignet med 2018. Dette skyldes i hovedsak at 2019 var et varmere og våtere år enn 2018. I tillegg var norsk kraftproduksjon og -forbruk 133 TWh i 2019. Det var altså ingen netto utveksling, i motsetning til 2018 som hadde 10 TWh eksport. Det er forventet at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil bli høyere de kommende årene med økt eksportkapasitet.

I motsetning til tertiærreserve påløper kostnadene for primærreserve 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. 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. Kostnadene i 2019 ble noe høyere enn 2018, men likevel langt unna toppårene 2010 og 2011. Økningen skyldes generelt lavere eksport og et lavere produksjonsnivå enn året før. Når det gjelder påvirkning på kostnadene for primærreserver var lavt kjørebønske spesielt gjeldende første halvdel av sommeren, når tilsiget lå godt under medianen. Tilsiget økte kraftig mot slutten av sommeren, noe som bidro til økt kjørebønske og økt eksport.

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 2019 økte kostnadene med nesten 50%. Hovedårsaken til dette var at fra 2. halvår ble innkjøpt volum økt, både gjennom innkjøp i flere timer,

samt økt volum i visse timer. Antall timer med sekundærreserver skal øke fremover, og det forventes således at kostnadene også vil øke.

Spesialreguleringskostnadene var lave i 2019. 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. I 2019 stod planlagte utkoblinger for halvparten av kostnadene knyttet til spesialreguleringer. Dette var likevel et moderat nivå sammenlignet med tidligere år. Det var moderat eksport, som generelt bidrar til mindre behov for spesialreguleringer både ved intakt nett og utkoblinger. Det var heller ingen ekstreme værphenomener som bidro til behov for store spesialreguleringsvolum. Dagens elspotinndeling er også robust med tanke på å håndtere mange ulike situasjoner i planfasen, med mindre bruk av spesialregulering, både ved intakt nett og utkoblinger.

Antall systemvern har økt de siste årene, noe som 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 2019 var utgifter for BFK ca. 44 MNOK, mot 4 MNOK i 2018. Den markante økningen skyldes flere tilfeller med forbruksfrakobling grunnet feil i nettet. Kostnadene for PFK var lavere i 2019 enn i 2018, og skyldes færre tilfeller der aggregat fikk PFK-utløsning.

For 2019 er kostnaden for produksjonsglatting noe lavere enn i 2018, mens kostnaden for produksjonsflytting ble halvert. Kostnaden for begge disse produktene er direkte koblet til volumet som blir flyttet/glattet, og energiprisen. Det var små endringer i volum fra 2018 til 2019. For produksjonsglatting økte volumet med ca 7%, mens volumet for produksjonsflytting ble redusert med ca 10%. Energiprisen var ca 10 % lavere i gjennomsnitt i 2019 enn i 2018.

Øvrige systemdriftskostnader har variert noe fra år til år, uten at det er en fast trend. Nivået i 2019 var relativt likt som i 2018.

Statnett bruker interne ressurser på utvikling av markedsløsningene og kjøp av de ulike systemtjenestene i Statnetts markedsordninger. Disse kostnadene fremkommer ikke i tabell 5. 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 tidshorisont. Dette vil medføre økt ressursbruk til innkjøp av systemtjenester. Utvikling av markedsløsninger har gitt vesentlig ressursbruk knyttet til utvikling av IT-systemer.

### 13.3 Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene

#### Flaskehalsinntekter på alle forbindelser

Tabell 7 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. For 2019 var handelsinntekten ytterligere redusert til 587 MNOK.

Årsaken til det lave resultatet i 2019 var færre flaskehals mellom norske budområder og lave inntekter på NorNed. Det første skyldes at det har vært høy tilgjengelig intern handelskapasitet og normal hydrologi i Norge. Lave inntekter på NorNed skyldes at gasskraft har vært konkurransedyktig med kullkraft på grunn av lave gasspriser og høye CO<sub>2</sub>-priser, samt at Norge over året var i energibalanse.

Handelsinntektene internt i Norge var rekordlave. Det er imidlertid å forvente at flaskehalsinntektene er rundt null i et normalt hydrologisk år uten redusert nettkapasitet mellom områdene i Norge. Høye inntekter i perioden 2016 og 2017 skyldtes først og fremst redusert nettkapasitet ut av NO<sub>4</sub> som ble forsterket av mye nedbør i nord. I 2016 og 2018 år var det også relativt høy inntekt mellom NO<sub>1</sub> og NO<sub>5</sub>/NO<sub>2</sub> selv om det kun var flaskehals i fåtall timer. Dette kan likevel gi høy flaskehalsinntekt fordi kapasiteten er så stor. Det har ikke vært noen spesielle enkelthendelser i 2019 internt i Norge som har ført til unormalt store inntekter, slik det har vært tidligere år. Statnetts investeringer i kapasitet internt i Norge bidrar til mindre prisforskjeller mellom norske områder og dermed tilnærmet null inntekter over året.

De største inntektene kom mot Danmark, som følge av større prisforskjeller enn tidligere, og er omtrent de samme som i 2018. Rekordlav tilgjengelig handelskapasitet bidro til at hele potensialet av de store prisforskjellene ikke kunne hentes ut. Leveransen av systemtjenester over Skagerrak er en viktig bidragsyter til handelsinntektene mot Danmark, men denne avtalen utløp ved utgangen av 2019.

Mot Sverige ligger inntektene på samme nivå som for 2018. De siste årene har mesteparten av flaskehalsinntektene mot Sverige kommet som følge av stort eksportoverskudd i Norge og perioder med lavere priser i Norge. I 2019 hadde Norge balansert utveksling med utlandet og mye av flaskehalsinntektene har oppstått i timer med svært lave priser i Sverige. Den økende andelen vindkraft i Sverige fører til flere timer med svært lave priser.

Mot Nederland har man i 2019 en halvering av inntektene sammenlignet med 2018. Dette er vesentlig lavere enn hva vi har sett historisk. Det har historisk vært tre drivere for flaskehalsinntektene på NorNed. De har vært høye i år med mye tilsig i Norge og de har vært høye i perioder der marginalkostnadene for gasskraft har vært vesentlig høyere enn i kullkraft som igjen gir høyere priser i Nederland. Dessuten har typiske "markedssjokk" som for eksempel at kapasiteten på de andre forbindelsene ut av Sør-Norge har vært lav bidratt til høye inntekter. Dette har typisk gitt vesentlig høyere priser i Nederland enn i Norge. I 2008 var flaskehalsinntektene ekstreme som følge av en kombinasjon av alle faktorene. I 2019 var imidlertid prisnivået likt både på grunn av at gasskraftverk har vært konkurransedyktig med kullkraft og fordi Norge har vært i kraftbalanse over året. I tillegg har tilgjengeligheten vært svært lav.

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 har i 2019 vært reservert handel av aFRR, samtidig som vi har levert 10 MW FCR over forbindelsen. Avtalen om systemtjenester utløp ved utgangen av 2019, mens inntekter fra den dansk-tyske grensen gjelder frem til utgangen av 2029.

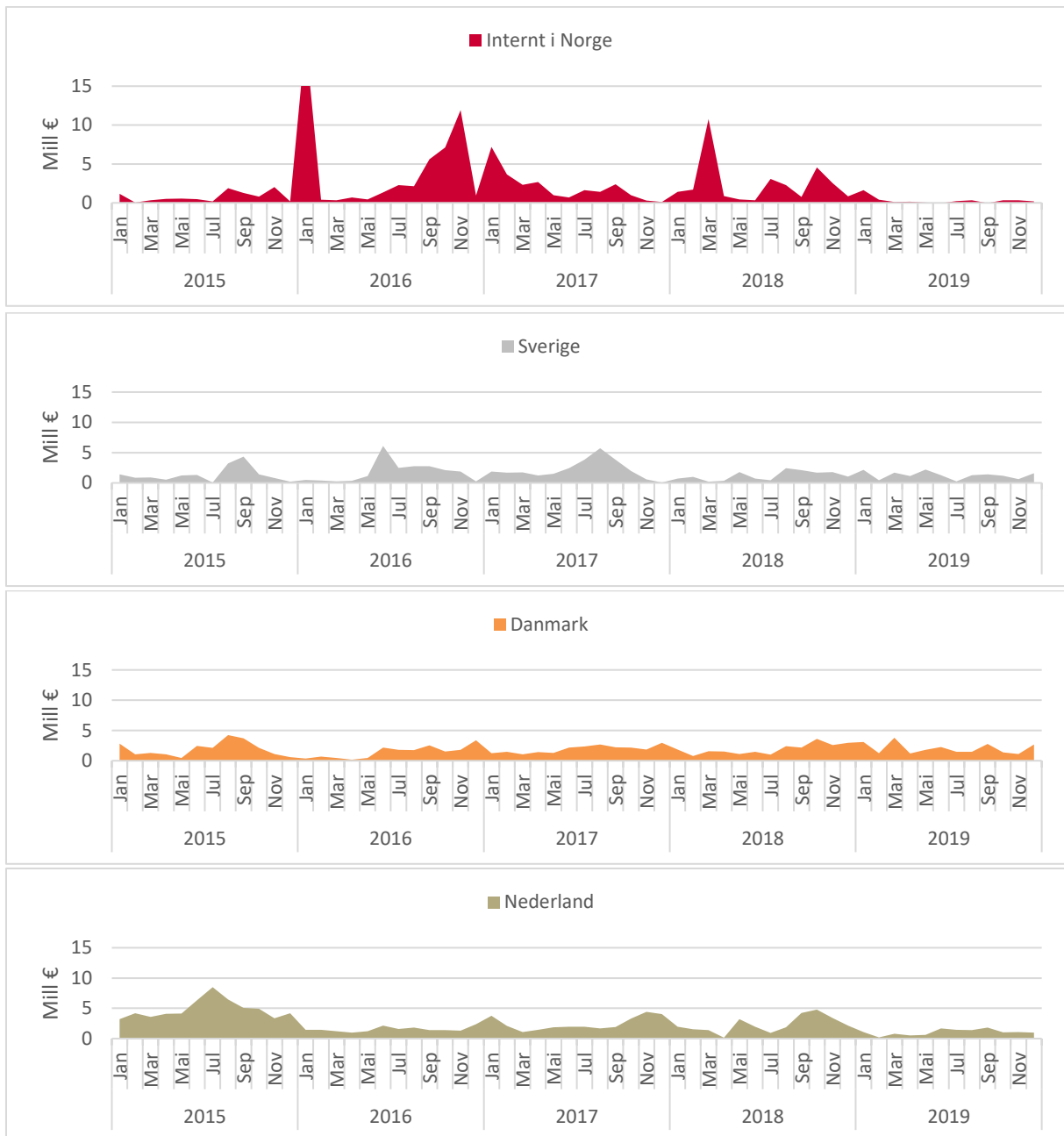
Figur 47 viser Norges andel av flaskehalsinntektene internt i Norge, over forbindelsene mot Sverige, og Skagerrak-forbindelsene mot Danmark, og over NorNed-kabelen til Nederland, på månedsbasis.

		NO1- NO2	NO1- NO3	NO1- NO5	NO2- NO5	NO3- NO4	NO3- NO5	NO1- SE3	NO3- SE2	NO4- SE1	NO4- SE2	DK1- NO2	NO2-NL
2014	Jan	0,1	0,0	3,5	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	1,1	3,3
	Feb	0,3	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0	1,3	3,3
	Mar	0,2	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	1,3	3,3
	Apr	0,7	0,8	0,6	0,0	0,1	0,0	2,5	0,2	0,1	0,0	0,7	3,7
	Mai	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	4,7	0,2	0,1	0,0	3,1	4,8
	Jun	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,4	0,0	4,7	0,1	0,3	0,1	4,3	4,5
	Jul	0,0	0,4	0,1	0,0	0,1	0,0	2,0	0,0	0,1	0,0	1,4	2,0
	Aug	0,0	0,4	0,2	0,0	0,0	0,0	1,5	0,3	0,3	0,1	1,2	1,4
	Sep	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,0	1,1	2,6
	Okt	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0	0,4	0,3	0,1	1,2	4,0
	Nov	0,2	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	0,4	0,3	0,1	1,4	4,1
	Des	0,2	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	2,2	4,0
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
2019	Jan	0,6	0,1	0,7	0,0	0,8	-0,7	0,7	0,9	0,2	0,3	3,1	1,1
	Feb	0,2	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	1,3	0,2
	Mar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	0,4	0,4	0,0	3,8	0,8
	Apr	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,3	0,3	0,0	1,2	0,5
	Mai	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,8	0,7	0,7	0,0	1,8	0,6
	Jun	0,2	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	0,2	0,2	0,0	2,2	1,7
	Jul	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	1,5	1,5
	Aug	0,0	0,1	0,0	0,0	0,4	-0,1	0,9	0,1	0,2	0,1	1,5	1,4
	Sep	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,1	-0,1	1,1	0,2	0,1	0,0	2,7	1,8
	Okt	0,1	0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,8	0,2	0,1	0,1	1,4	1,0
	Nov	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,5	0,0	0,1	0,0	1,1	1,1
	Des	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	1,3	0,2	0,1	0,0	2,7	1,0

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



Figur 43: Norges andel av flaskehalsinntektene [MEUR].

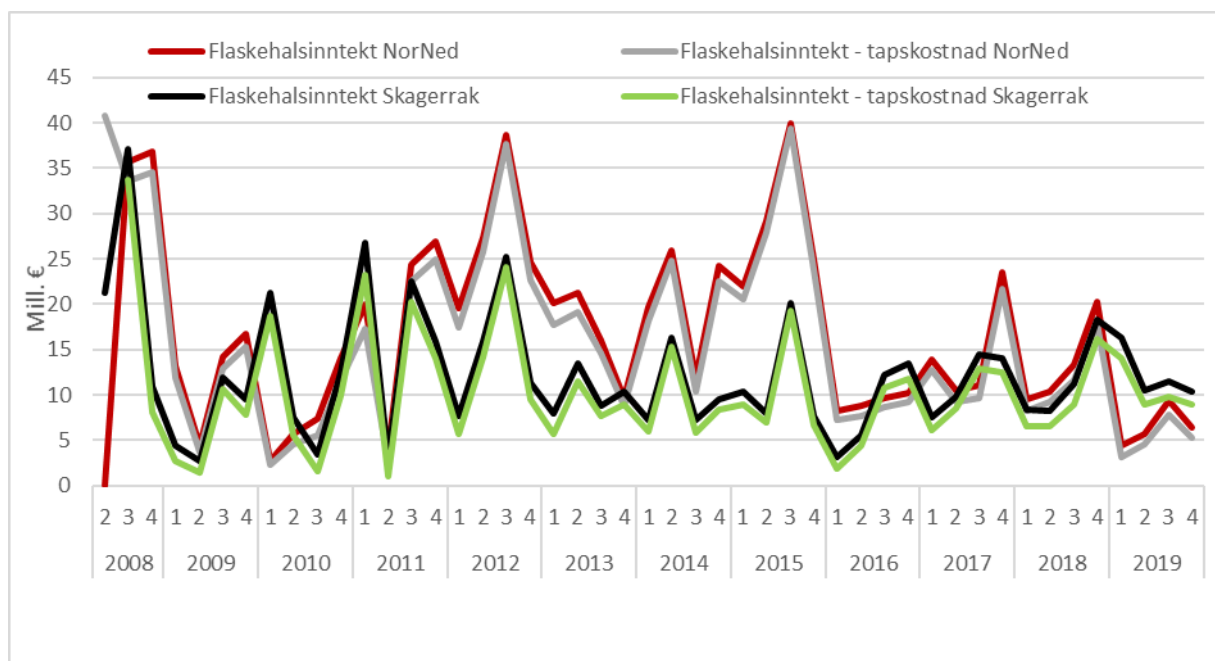
**Flaskehalsinntekter og kostnader for overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet**

Figur 44 viser de totale flaskehalsinntektene fra likestrømsforbindelsene, per kvartal, 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.

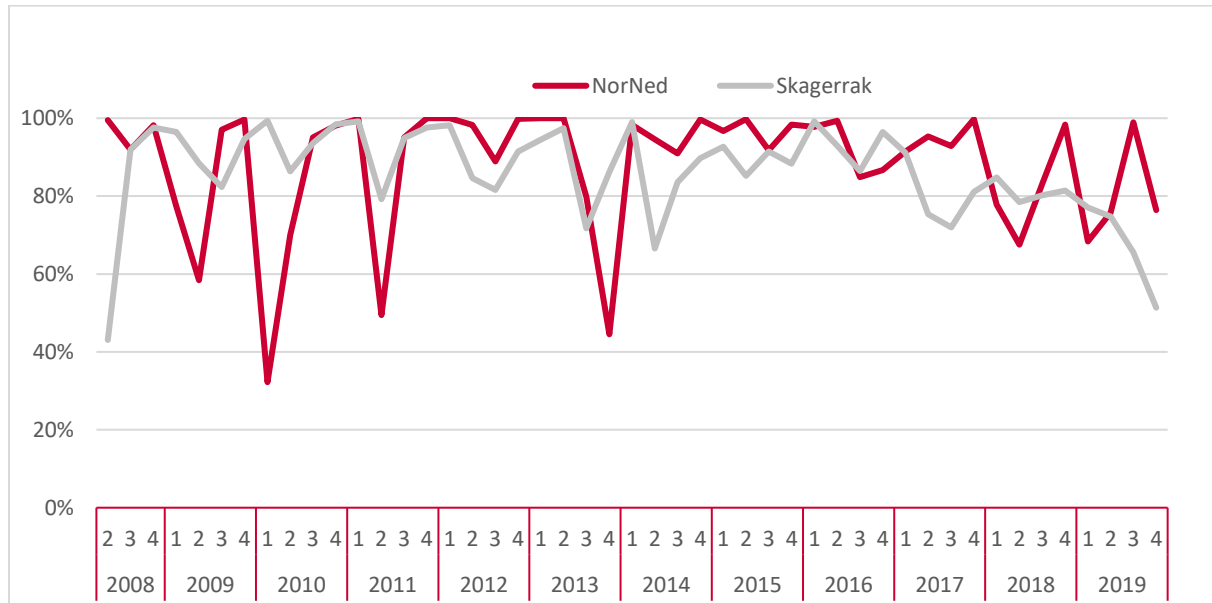
På NorNed var det eksplisitt auksjon frem til januar 2011. Flaskehalsinntekten som er rapportert er beregnet ut fra planlagt flyt på kabelen og prisforskjell i de to spotmarkedene.

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 brenselsprisene på kull og gass og prisen for utslipp av CO<sub>2</sub>. Figur 45 viser den varierende tilgjengelighet på kablene. Feil og revisjoner er de viktigste årsakene til redusert kapasitet. I de senere årene skyldes store deler av den reduserte tilgjengeligheten årsaker på den andre siden av forbindelsen, hvor Statnett ikke er operatør.

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 44: Flaskehalsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak.**

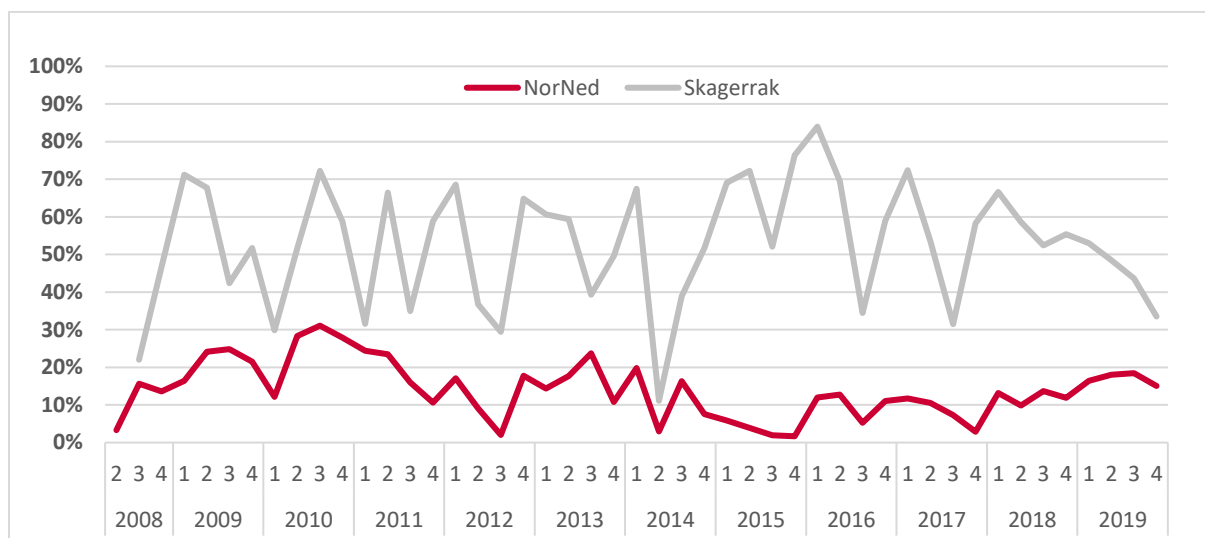


**Figur 45: Tilgjengelig kapasitet på NorNed og Skagerrak.**

Figur 46 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 2019 overgår tapskostanden flaskehalsinntekten i 45 % av timene på Skagerrak og 17 % 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 av handelen. Et unntak er timer med ramping, når kraftflyten over forbindelsen snur retning. I tillegg kommer kraftflyt i Intradagmarkedet, som kan føre til energitap selv i timer hvor implisitt tapshåndtering fører til at det ikke er gått noen flyt i day-ahead markedet.

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 likt mellom de to relevante TSO-ene.

Tabell 10 viser Statnetts inntekter fra utveksling av systemtjenester og flaskehalsinntekter per kvartal.



**Figur 46: Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten.**

NorNed	Flaskehalsinntekter (mill. €)	Tapskostnad (mill. €)	Tap som andel av flaskehalsinntektene (%)	Differanse (mill. €)
<b>2009</b>	<b>48,6</b>	<b>4,8</b>	<b>10 %</b>	<b>43,7</b>
1. kvartal	13,2	1,3	10 %	11,9
2. kvartal	4,4	0,7	17 %	3,6
3. kvartal	14,2	1,2	9 %	13,0
4. kvartal	16,8	1,5	9 %	15,3
<b>2010</b>	<b>29,9</b>	<b>6,0</b>	<b>20 %</b>	<b>23,9</b>
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
<b>2011</b>	<b>75,3</b>	<b>7,9</b>	<b>10 %</b>	<b>67,5</b>
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
<b>2012</b>	<b>110,3</b>	<b>6,7</b>	<b>6 %</b>	<b>103,6</b>
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
<b>2013</b>	<b>67,1</b>	<b>6,5</b>	<b>10 %</b>	<b>60,6</b>
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

<b>2014</b>	<b>81,8</b>	<b>5,9</b>	<b>7 %</b>	<b>75,9</b>
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
<b>2015</b>	<b>116,5</b>	<b>4,5</b>	<b>4 %</b>	<b>112,0</b>
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
<b>2016</b>	<b>36,6</b>	<b>4,0</b>	<b>11 %</b>	<b>32,6</b>
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
<b>2017</b>	<b>58,9</b>	<b>5,6</b>	<b>9 %</b>	<b>53,4</b>
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
<b>2018</b>	<b>55,1</b>	<b>6,7</b>	<b>12 %</b>	<b>48,4</b>
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
<b>2019</b>	<b>25,8</b>	<b>4,9</b>	<b>19 %</b>	<b>20,9</b>
1. kvartal	4,4	1,2	27 %	3,2
2. kvartal	5,6	1,1	19 %	4,6
3. kvartal	9,3	1,5	16 %	7,8
4. kvartal	6,4	1,2	18 %	5,3

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

Skagerrak	Flaskehalsinntekter (mill. €)	Tapskostnad (mill. €)	Tap som andel av Flaskehalsinntektene (%)	Differanse (mill. €)
<b>2009</b>	<b>28,6</b>	<b>6,1</b>	<b>21 %</b>	<b>22,5</b>
1. kvartal	4,4	1,8	40 %	2,7
2. kvartal	2,8	1,4	49 %	1,4
3. kvartal	11,9	1,3	11 %	10,6
4. kvartal	9,5	1,7	18 %	7,8
<b>2010</b>	<b>44,7</b>	<b>9,0</b>	<b>20 %</b>	<b>35,6</b>
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
<b>2011</b>	<b>68,1</b>	<b>9,7</b>	<b>14 %</b>	<b>58,4</b>
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

<b>2012</b>	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
<b>2013</b>	<b>40,6</b>	<b>6,9</b>	<b>17 %</b>	<b>33,8</b>
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
<b>2014</b>	<b>40,4</b>	<b>4,9</b>	<b>12 %</b>	<b>35,5</b>
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
<b>2015</b>	<b>46,0</b>	<b>4,2</b>	<b>9 %</b>	<b>41,8</b>
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
<b>2016</b>	<b>34,3</b>	<b>5,5</b>	<b>16 %</b>	<b>28,8</b>
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
<b>2017</b>	<b>45,8</b>	<b>5,7</b>	<b>12 %</b>	<b>40,1</b>
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
<b>2018</b>	<b>46,2</b>	<b>8,0</b>	<b>17 %</b>	<b>38,2</b>
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
<b>2019</b>	<b>48,9</b>	<b>7,1</b>	<b>15 %</b>	<b>41,8</b>
1. kvartal	16,4	2,3	14 %	14,1
2. kvartal	10,6	1,6	15 %	9,0
3. kvartal	11,5	1,7	15 %	9,8
4. kvartal	10,4	1,5	14 %	9,0

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

Skagerrak	Systemtjenester (mill. €)	Inntekter Jylland-Tyskland (mill. €)	Sum øvrige handelsinntekter Skagerrak (mill. €)
<b>2015</b>	<b>6,9</b>	<b>2,8</b>	<b>9,7</b>
1. kvartal	1,5	0,7	2,2
2. kvartal	1,5	0,8	2,3
3. kvartal	1,7	0,8	2,5
4. kvartal	1,7	0,5	2,2
<b>2016</b>	<b>6,9</b>	<b>0,9</b>	<b>7,8</b>
1. kvartal	1,6	0,0	1,7
2. kvartal	1,7	0,4	2,1
3. kvartal	1,7	0,2	1,9
4. kvartal	1,3	0,3	1,6
<b>2017</b>	<b>6,7</b>	<b>2,9</b>	<b>9,6</b>
1. kvartal	1,7	0,6	2,3
2. kvartal	1,7	0,7	2,4
3. kvartal	1,5	0,4	1,9
4. kvartal	1,7	1,3	3,0
<b>2018</b>	<b>6,9</b>	<b>2,6</b>	<b>9,5</b>
1. kvartal	1,7	0,7	2,4
2. kvartal	1,7	0,4	2,1
3. kvartal	1,8	0,5	2,3
4. kvartal	1,8	0,9	2,7
<b>2019</b>	<b>7,7</b>	<b>1,4</b>	<b>9,1</b>
1. kvartal	1,9	0,6	2,4
2. kvartal	1,9	0,5	2,4
3. kvartal	2,0	0,2	2,2
4. kvartal	1,9	0,2	2,1

**Tabell 10: Statnetts inntekter fra systemtjenester Skagerrak og Jylland-Tyskland [MEUR].**



## 14 Flaskehalskostnader og spesialregulering

### 14.1 Markedskostnader<sup>3</sup> ved flaskehals mellom elspotområder

Markedskostnadene er presentert i Tabell 11. 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 for 2010. Fra 2011 er feil/driftsstanser på utenlandsk side tatt med når de påvirker handelsgrensene. 2010-tallene er derfor ikke uten videre sammenlignbare med øvrige år i tabellen. Flaskehalskostnader ved intakt nett er ikke tatt med for noen av årene.

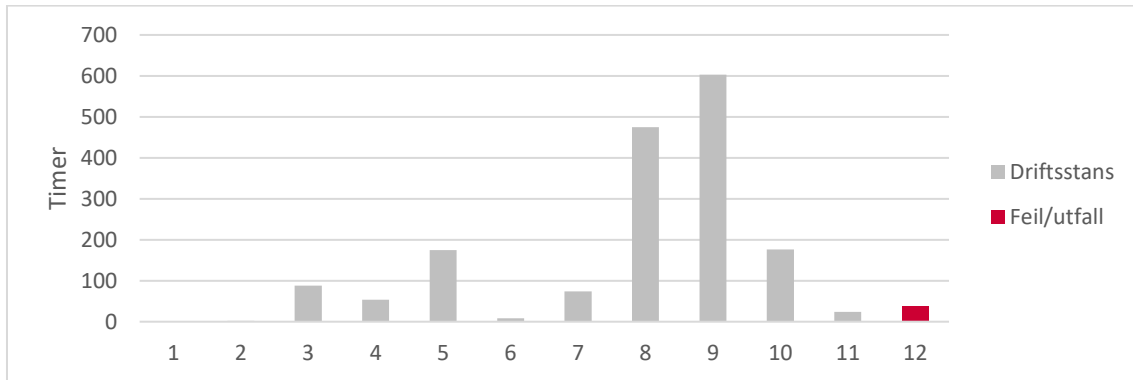
Figur 46 til Figur 57 viser antall timer med flaskehals på hver elspotkorridor (import og eksport) ved kapasitetsreduksjon grunnet feil og driftsstans.

Korridor	Årsak	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
NO1 – SE3	Driftsstans	73	112	126	251	303	97	96	192	53	294
	Feil/utfall	0	0	0	4	0	12	164	34	15	0
NO3 – SE2	Driftsstans	14	3	3	10	1	10	9	9	14	37
	Feil/utfall	0	2	0	0	0	0	0	0	0	2
NO4 – SE1 <sup>2</sup>	Driftsstans	14	11	13	11	5	40	133	118	45	22
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	2	0	3	0	19
NO4 – SE2	Driftsstans			4	4	2	15	65	70	26	23
	Feil/utfall			0	0	0	1	0	1	0	3
NO2 – DK1	Driftsstans	20	16	95	96	90	170	55	133	148	70
	Feil/utfall	3	5	0	0	0	7	0	20	5	189
NO2 – NL	Driftsstans	8	12	47	55	34	71	40	61	42	29
	Feil/utfall	168	38	1	147	3	0	4	4	63	43
NO1 – NO2	Driftsstans	1	0	10	6	3	2	6	13	39	4
	Feil/utfall	0	0	8	9	5	4	41	27	0	0
NO1 – NO5	Driftsstans	1	6	1	0	4	6	3	7	55	0
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	4	87	14	0	0
NO2 – NO5	Driftsstans	0	17	4	0	0	0	1	0	1	1
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans	9	2	9	6	3	28	165	152	26	5
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	1	0	2	0	3
NO5-NO3	Driftsstans								12	2	9
	Feil/utfall								0	0	0
<b>Sum</b>		<b>311</b>	<b>224</b>	<b>321</b>	<b>599</b>	<b>453</b>	<b>470</b>	<b>869</b>	<b>872</b>	<b>534</b>	<b>753</b>

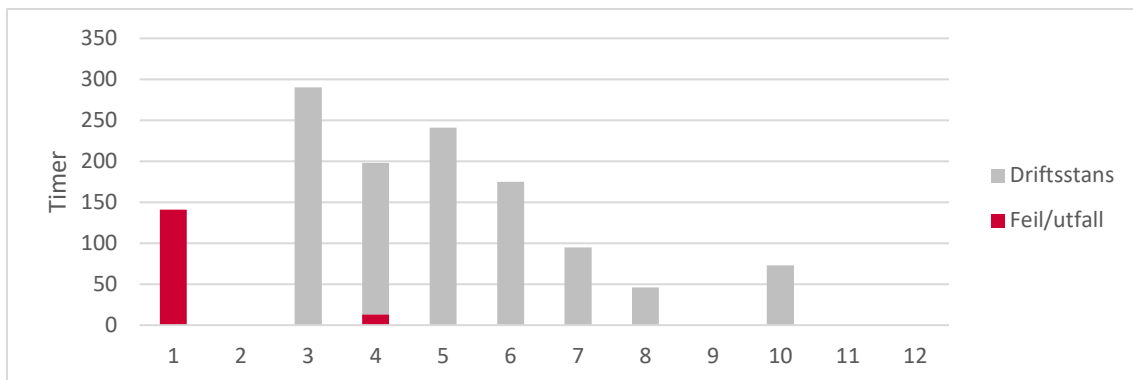
Tabell 11: Markedskostnader<sup>3</sup> (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet.

<sup>2</sup> Flaskehalser NO4 – SE2 ligger inne i NO4 – SE1 t.o.m. 2011.

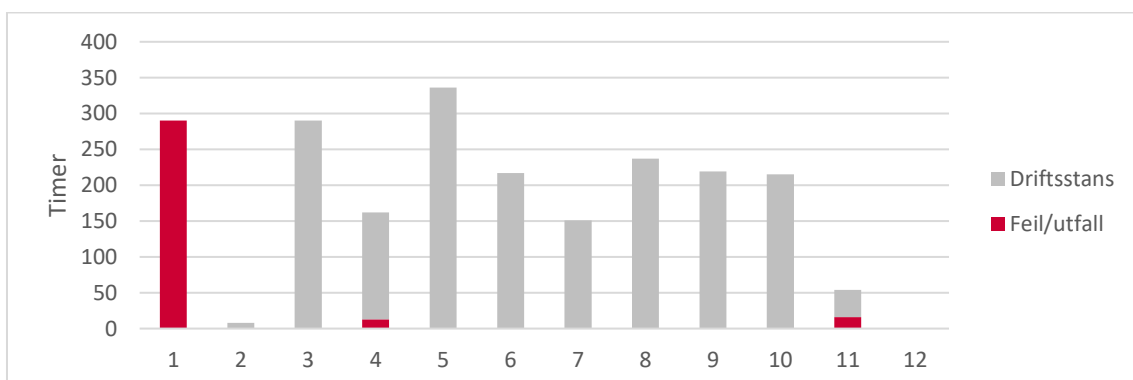
<sup>3</sup> Markedskostnader beregnes som: kapasitetsreduksjon\*prisforskjell (mellom områdene).



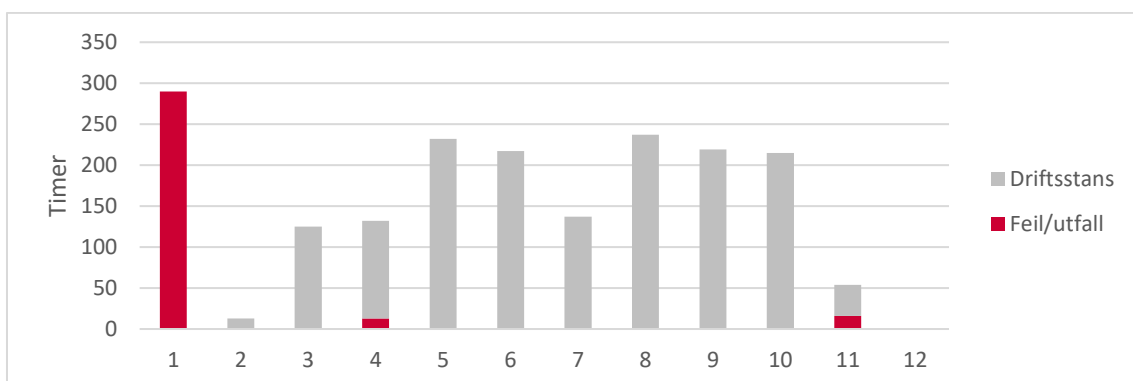
Figur 47: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO1 og SE3 per mnd.



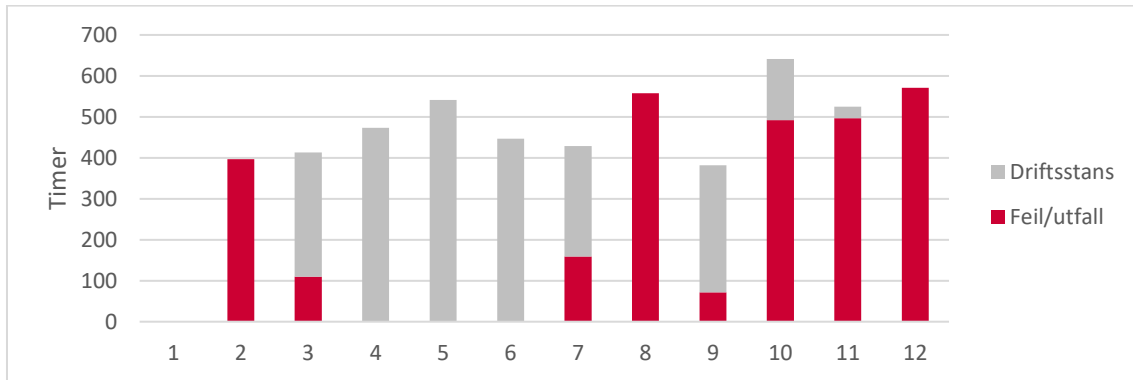
Figur 48: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO3-SE2 per mnd.



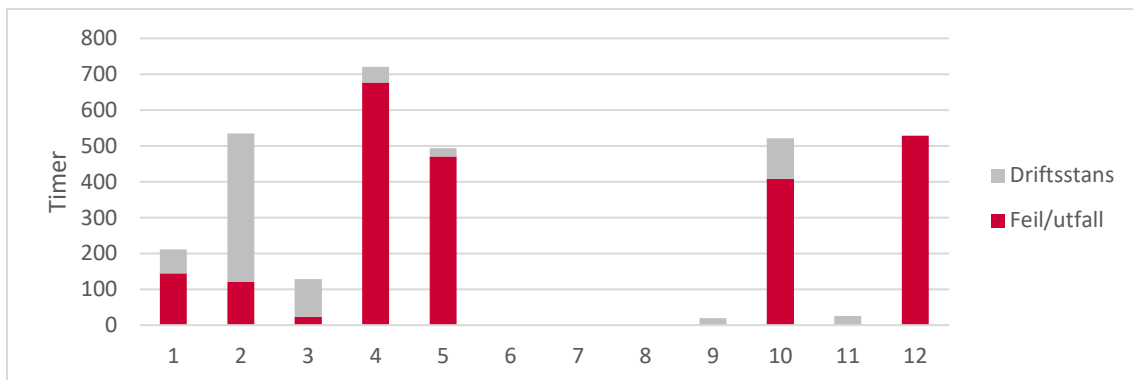
Figur 49: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE2 per mnd.



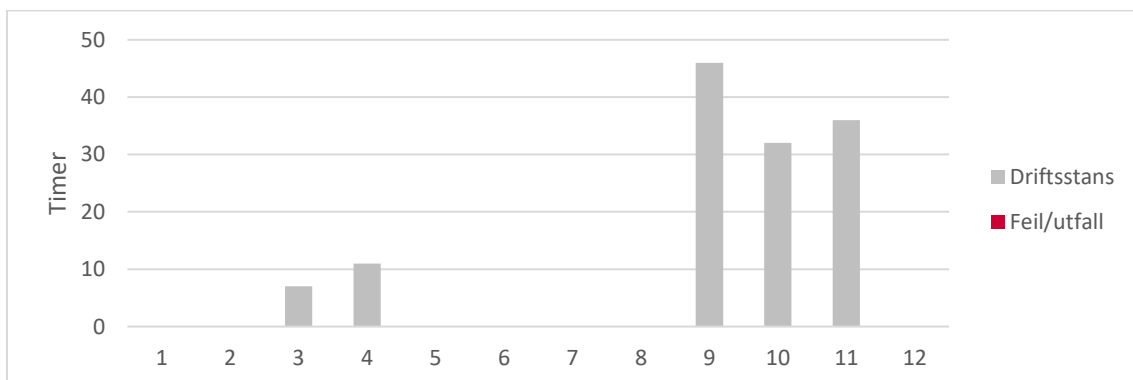
Figur 50: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE1 per mnd.



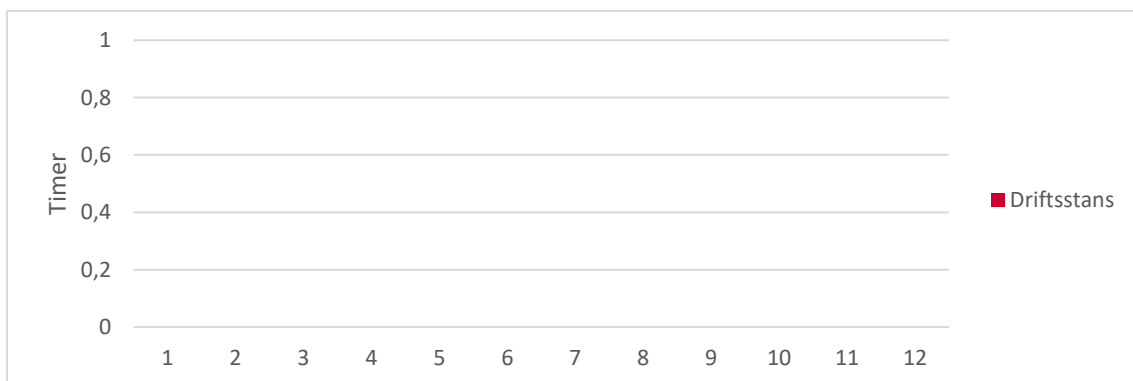
Figur 51: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO2-DK1 per mnd.



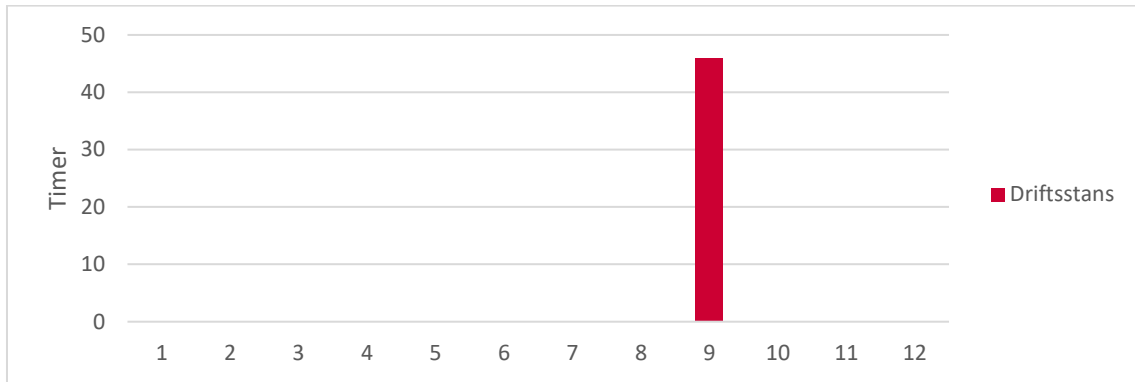
Figur 52: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NL per mnd.



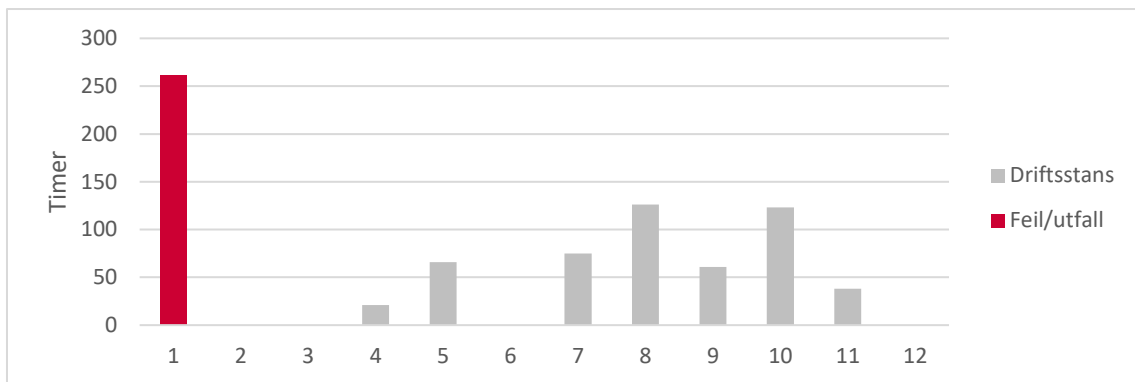
Figur 53: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NO1 per mnd.



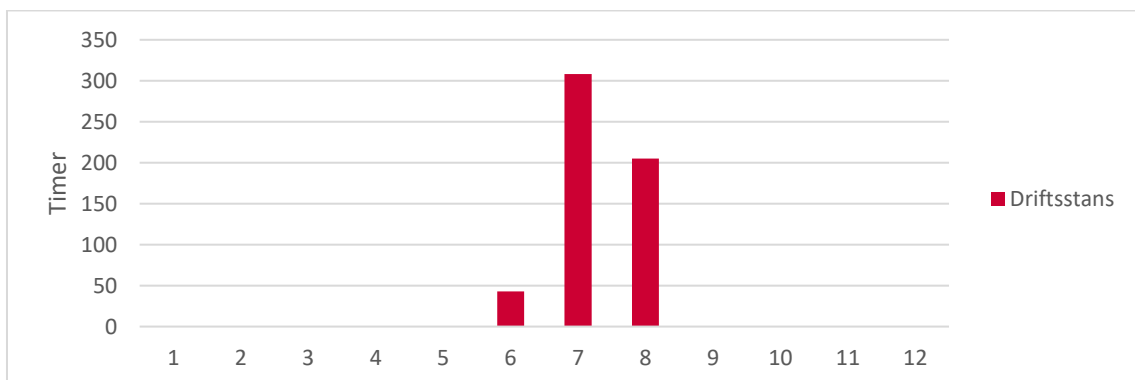
Figur 54: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO1 per mnd.



Figur 55: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO2 per mnd.



Figur 56: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO4-NO3 per mnd.



Figur 57: Antall timer med flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO3 per mnd.

## 14.2 Spesialregulering

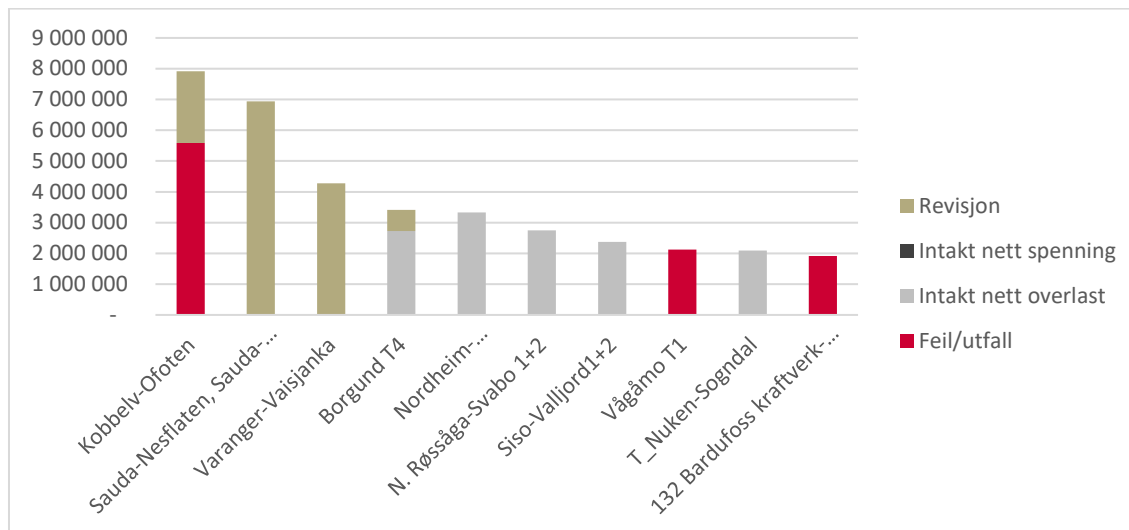
Spesialreguleringer er delt inn i følgende hovedtyper:

- 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.

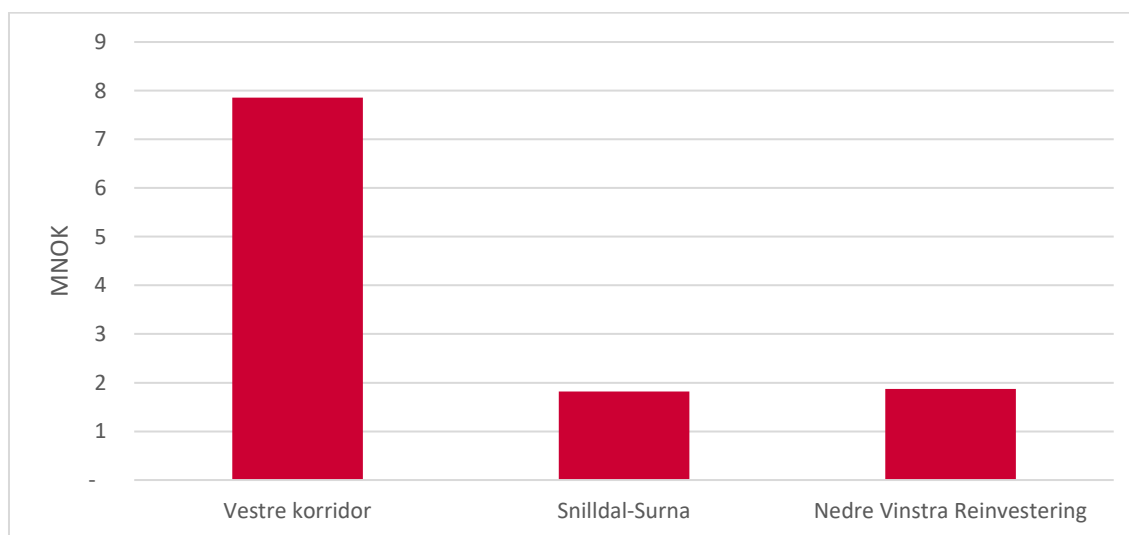
Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringene, se Figur 58.

- Kobbelv-Ofoten: Linjen var utkoblet i januar pga mastehavari etter snøskred. Grunnet underskudd i nettet nord for Ofoten var det behov for oppregulering i dette området. I nettet sør for linjen var det overskudd av kraftproduksjon og behov for nedregulering. Linjen var også utkoblet for planlagt driftsstans i april og august.
- Sauda-Nesflaten, Sauda-Saurdal: Begge linjene var planlagt utkoblet i siste del av november. Samtidig med lav produksjon på Vestlandet, skapte dette underskuddsproblematikk i nettet mellom Sauda og Modalen og behov for oppregulering.
- Varanger-Vaisjanka: Planlagt driftsstans i juni/juli. Skapte en flaskehals på i 132 kV nettet i Finnmark med behov for nedregulering.
- Borgund T4: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i 66 kV nettet under Borgund. Det var behov for nedregulering i periodene mai-juni. I september-oktober var transformatoren utkoblet for planlagt vedlikehold.
- Nordheim-Kristiansund+Trollheim-Ranes-Aura: Flaskehals ved intakt nett. Oppstår i perioder med høy produksjon på Smøla og Trollheim. Det har vært flere perioder med behov for nedregulering gjennom året.
- N.Røssåga-Svabo1+2: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy eller lav produksjon i 132 kV nettet i Helgeland. Det har vært flere perioder med behov for nedregulering gjennom året.
- Siso-Valljord1+2: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved lav eller høy produksjon i 132 kV nettet under Salten. Det har hovedsakelig vært behov for oppregulering, i siste halvdel av 2019.
- Vågåmo T1: Transformatoren var utilgjengelig i mai pga feil. Samtidig med høy produksjon i området skapte dette en flaskehals i 132 kV nettet mellom Vågåmo og Aura.
- T\_Nuken-Sogndal: Flaskehals ved intakt nett som oppstår i perioder med høy produksjon i Indre Sogn.
- 132 Bardufoss kraftverk-Finnfjordbotn: Linjen var utilgjengelig pga feil noen få timer på slutten av året. Grunnet flaskehals på gjenværende linje til Finnfjordbotn var det nødvendig å redusere forbruket der.

Figur 59 viser kostnader som kan knyttes til de dyreste utbyggingsprosjektene i 2018.



Figur 58: De 10 dyreste spesialreguleringsårsakene.



Figur 59: Spesialreguleringskostnader knyttet til utbyggingsprosjekter.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Intakt nett, overlast</b>	75	44	44	38	84	45	58	29	43	25
<b>Intakt nett, spenning</b>	28	-	2	1	4	2	0	3	1	1
<b>Revisjoner</b>	32	57	54	43	159	88	70	64	65	44
<b>Feil/utfall</b>	5	46	19	20	20	29	8	10	10	16
<b>Annet</b>	2	1	2	2	3	9	9	4	2	2
<b>Totalt</b>	<b>143</b>	<b>147</b>	<b>121</b>	<b>104</b>	<b>270</b>	<b>173</b>	<b>145</b>	<b>110</b>	<b>121</b>	<b>88</b>

Tabell 12: Spesialreguleringskostnader (MNOK) fordelt på hovedtypene.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Regulert opp</b>	542	381	242	366	804	528	274	125	194	256
<b>Regulert ned</b>	318	638	791	475	1 159	1 000	1 138	762	677	372
<b>Totalt</b>	<b>860</b>	<b>1 019</b>	<b>1 033</b>	<b>841</b>	<b>1 963</b>	<b>1 528</b>	<b>1 412</b>	<b>887</b>	<b>871</b>	<b>628</b>

**Tabell 13: Mengde (GWh) spesialregulering.**

### 14.3 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.
- Prisenivå 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.

## 15 Produksjonstilpasning

Tabell 14 viser gir en oversikt over produksjonstilpasninger i 2019. 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]
02.01-04.01	Saurdal T8	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre, div småkraft	1 054
07.01-05.05	Snillfjord-Malnes	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	70 932
07.01-10.01	Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen2	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Lysebotn2	5 280
11.01	Saurdal 300 B/AY	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre	-1 808
23.01-24.01	Mår-Mæl	Markedsmakt	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	1 207
23.01	Evanger-Voss	Markedsmakt	Planlagt	Voss	Ulvik, Hodnaberg	-
05.02	Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen-3	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Lysebotn2	721
18.02-28.02	Vågamo-Rosten	Separatområde	Planlagt	Otta	Rosten	19 321
18.02-22.02	Nesflaten-Røldal, Røldal-Novle, Åsen-Røldal	Separatområde	Planlagt	Odda	Oksla, Tyssoll, Mågeli, Røldal, Novle, Svandalsflona, div småkraft	58 834
22.02-18.03	Røldal-Novle	Markedsmakt	Planlagt	Røldal	Røldal, Novle, Svandalsflona	149 028
18.03-22.03	Nesflaten-Røldal, Røldal-Novle, Åsen-Røldal	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tyssol, HER	53 886
25.02-27.02	Sønnå-Sauda	Markedsmakt	Planlagt	Sauda	Saudefaldene	5 775
26.02	Skogfoss-Bjørnevatn	Separatområde	Planlagt	Sør-Varanger	Skogfoss	94



<b>27.02</b>	Mår-Såheim-2	Markedsmakt	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	1 735
<b>27.02</b>	Norheim-Øystese-Bjølvo	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo	140
<b>28.02</b>	Skogfoss-Bjørnevatn	Markedsmakt	Planlagt	Sør-Varanger	Skogfoss	108
<b>04.03-15.11</b>	Bogna-Følling	Markedsmakt	Planlagt	Snåsa	NTE	43 067
<b>04.03-06.03</b>	Dalen-Jøssang	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Lysebotn2, Flørli	9 395
<b>04.03-07.03</b>	Holandsvika-Drevvatn	Markedsmakt	Planlagt	Vefsn	Helgeland	385
<b>07.03</b>	Tussa-Haugen	Markedsmakt	Planlagt	Ørsta	Tussa-Haugen	17
<b>11.03-13.03</b>	Tafjord 2, Tafjord 3	Separatområde	Planlagt	Tafjord	Tajord	3 120
<b>11.03-01.10</b>	Snillfjord-Jøsnøya	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	107 681
<b>13.03</b>	Mår-Moflåt	Markedsmakt	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	327
<b>15.03</b>	Saurdal-Kvilldal-Holen	Markedsmakt	Planlagt	Suldal, Rjukan	Ulla-Førre, Rjukanverkene	7 680
<b>18.03-01.04</b>	Siso-Lakshola	Separatområde	Planlagt	Sørfold	Siso	10 447
<b>18.03-23.03</b>	Kvilldal-Rjukan	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	93 355
<b>18.03</b>	Lysebotn2-Moen_LK	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Lysebotn2	2 032
<b>19.03</b>	Lysebotn-Lysebotn2	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn2	598
<b>20.03</b>	Kjelland T1	Markedsmakt	Planlagt	Egersund	Dalane, Svåheia, Egersund	343
<b>20.03-24.03</b>	Saurdal-Moe	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla Førre, div småkraft	2 073
<b>20.03</b>	Myster-Dale-Ravneberget 1	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	224
<b>21.03</b>	Kjelland T2	Markedsmakt	Planlagt	Egersund	Dalane, Svåheia, Egersund	264
<b>25.03-03.05</b>	Harpefossen- Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Nedre Vinstra, Harpefossen	366 152
<b>24.05-29.05</b>	Harpefossen- Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Nedre Vinstra, Harpefossen	49 920
<b>25.03-28.03</b>	Borgund T4	Markedsmakt	Planlagt	Lærdal	Borgulnd, Småkraft-f5, Vindedal	3 205
<b>26.03-29.03</b>	Abjøra_K-Skrautvål	Markedsmakt	Feil	Valdres	Valdres	6 570
<b>01.04-02.04</b>	Malnes-Fillan	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	658
<b>01.04-05.04</b>	Holandsvika-Mosjøen	Markedsmakt	Planlagt	Vefsn	Helgeland	516
<b>01.04-12.04</b>	Vågåmo-Skjåk 1-Øyberget	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Øvre Otta	47 584

<b>01.04-04.10</b>	Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen-3	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Lysebotn2	491 817
<b>01.04-03.04</b>	Båtsfjord-Smelror	Markedsmakt	Planlagt	Varanger	Hamnefjellet, Raggovidda	2 209
<b>01.04-05.04</b>	Kjøpsvik 132 A	Separatområde	Planlagt	Tysfjord	Sørfjord	4 844
<b>04.04</b>	Ormsetfoss-Follafoss-Steinkjer, Follafoss-Fosdalen	Markedsmakt	Planlagt	Nordtrøndelag	NTE	787
<b>08.04-11.04</b>	Skrautvål-Heggenes-Hyggjande	Separatområde	Planlagt	Valdres	Valdres	8 606
<b>09.04-11.04</b>	Varangerbotn-Vadsø	Markedsmakt	Planlagt	Varanger	Hamnefjellet, Raggovidda	2 236
<b>23.04-25.04</b>	Aurland 1-Aurland 2-Aurland 3	Markedsmakt	Planlagt	Aurland	Aurland	7 182
<b>23.04</b>	Nore 1 T1	Markedsmakt	Planlagt	Nore	Nore 1	12
<b>24.04-06.05</b>	Gylthalsen-Trollheim	Markedsmakt	Planlagt	Surnadal	Trollheim	3 600
<b>29.04-10.05</b>	Lio T2	Markedsmakt	Planlagt	Midt-Telenark	Tokke, Skafså	19 040
<b>29.04-09.05</b>	Tonstad-Solhom-Kvinen	Markedsmakt	Planlagt	Kvinesdal	Sira-Kvina	48 520
<b>30.04</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	237
<b>04.05</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	-
<b>06.05-09.05</b>	Åbjøra K-Faslefoss	Markedsmakt	Planlagt	Valdres	Valdres	228
<b>06.05-16.05</b>	Sauda-Saurdal, Saurdal-Førre, Saurdal 300 AX, 300 AY, 300 B, T7, T9, T8, Sauda-Saurdal	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla Førre, div småkraft	161 843
<b>06.05-10.05</b>	Åmli-Høgefoss	Separatområde	Planlagt	Agder	Agder-Syd	7 373
<b>06.05-17.05</b>	Tafjord-K4G1	Markedsmakt	Planlagt	Tafjord	Tafjord	5 400
<b>29.05-08.07</b>	Harpefossen-Nedre Vinstra	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Harpefossen	23 967
<b>07.05-09.05</b>	S H. Høyen T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	2 069
<b>07.05</b>	Fillan-Hitra	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	-
<b>08.05-09.05</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	1 287
<b>08.05</b>	Åsen-Røldal, Røldal 300 A/C	Separatområde	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso, HER	3 002
<b>13.05-21.06</b>	Matre-Stordal	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	30 171
<b>14.05-15.05</b>	Bessakerfjellet-Straum-Bratli	Markedsmakt	Planlagt	Nordtrøndelag	Bessakerfjellet	568
<b>20.05-24.05</b>	Tussa-Bondal-Haugen	Markedsmakt	Planlagt	Ørsta	Tussa-Haugen	836

<b>20.05-23.05</b>	Bjørgedalen-Biolvik 1 og 2	Markedsmakt	Planlagt	Fyresdal	Finndøla, Fjone	13 227
<b>21.05</b>	Hallandsbru-Hundsfos Øst	Markedsmakt	Planlagt	Vest-Agder	Øie	250
<b>21.05</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	271
<b>21.05</b>	Kjelland T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Egersund	Dalane, Svåheia, Egersund	358
<b>21.05</b>	Nore 1 T1 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Nore	Nore 1	283
<b>22.05</b>	Nore 1 T9/T5	Markedsmakt	Planlagt	Nore	Uvdal, Nore 1	438
<b>27.05</b>	Åmli T1	Markedsmakt	Planlagt	Aust-Agder	Agder-Syd	98
<b>27.05-29.05</b>	Bjørgedalen-Skrimsdalen 1 og 2	Markedsmakt	Planlagt	Fyresdal	Fjone	789
<b>27.05-11.06</b>	Åsen 66	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso	14 000
<b>28.05</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	224
<b>29.05</b>	Merkesvik-Kartveit	Markedsmakt	Planlagt	Mongstad	Mongstad	-2 872
<b>29.05-05.07</b>	Samnange T1	Separatområde	Feil	Hardanger	Bjølvo, BKK, Kvam	160 398
<b>03.06-05.06</b>	Evje-Nomeland	Markedsmakt	Planlagt	Agder	Agder-Syd	-
<b>03.06-07.06</b>	Tussa-Bondal-Haugen	Markedsmakt	Planlagt	Ørsta	Tussa-Haugen	832
<b>03.06-21.06</b>	Valljord-Sjønstå	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	56 657
<b>03.06</b>	Dokka Kraftverk-Dokka	Markedsmakt	Planlagt	Valdres	Dokka	292
<b>05.06</b>	Sønnå-Sauda	Markedsmakt	Planlagt	Sauda	Saudefaldene	637
<b>07.06</b>	Mauranger-Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	444
<b>07.06</b>	Dokka Kraftverk-Dokka	Markedsmakt	Planlagt	Valdres	Dokka	396
<b>07.06</b>	Lysebotn-Tronsholen-2	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Flørli	261
<b>11.06-27.06</b>	Lysebotn-Helmikstøl 3, Lysebotn 132 A/B	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn, Lysebotn 2	114 539
<b>11.06-25.06</b>	Abjøra_K-Skrautvål	Separatområde	Planlagt	Valdres	Valdres	43 651
<b>11.06</b>	Førre-Stølsdal	Markedsmakt	Planlagt	Hjelmeland	Ulla-Førre	47
<b>12.06</b>	Evje-Nomeland	Markedsmakt	Planlagt	Agder	Agder-Syd	513
<b>13.06-17.06</b>	Vågåmo-Otta	Markedsmakt	Planlagt	Otta	Tesseverkene	1 347
<b>13.06</b>	Vegusdal-Evje	Markedsmakt	Planlagt	Agder	Agder-Syd	-
<b>17.06-21.06</b>	Jøsnøya-Fillan	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	2 074

<b>18.06</b>	Honna-Logna	Markedsmakt	Planlagt	Vest-Agder	Øie	134
<b>19.06</b>	Kjelland T1	Markedsmakt	Planlagt	Egersund	Dalane, Svåheia, Egersund	75
<b>19.06</b>	S Kjelland T2 Transformator	Markedsmakt	Planlagt	Egersund	Dalane, Svåheia, Egersund	185
<b>19.06-20.06</b>	Bessakerfjellet-Straum-Bratli	Markedsmakt	Planlagt	Nordtrøndelag	Bessakerfjellet	426
<b>24.06-28.06</b>	Håheim-Ulstein-Hareidsberget	Markedsmakt	Planlagt	Ulstein	U-Tussa-F7	104
<b>24.06-25.06</b>	Førre T1	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	952
<b>25.06</b>	Osmoen-Osa	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	546
<b>27.06</b>	Adamselv-Hopseidet	Markedsmakt	Planlagt	Lebesby	Kjøllefjord	1
<b>01.07</b>	Åbjøra K-Åbjøra-1	Markedsmakt	Planlagt	Valdres	Åbjøra	600
<b>01.07-05.07</b>	Fauske-Sjonstad	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sulitjelma	17 421
<b>02.07</b>	Nesflate 300 B	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	HER	3 961
<b>02.07</b>	Lysebotn-Helmikstøl-Tronshlen 2	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Flørli	488
<b>03.07-05.07</b>	Førde-Stakaldefossen-Sande	Markedsmakt	Planlagt	Sunnfjord	Sunnfjord	616
<b>05.07</b>	Åbjøra K-Åbjøra-1	Markedsmakt	Planlagt	Valdres	Åbjøra	425
<b>08.07-11.07</b>	Åna-Sira T10 og T1	Markedsmakt	Planlagt	Flekkefjord	Tellenes	12 531
<b>09.07-27.07</b>	Duge-Roskrepp	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Sira-Kvina	11 800
<b>15.07-15.09</b>	Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	IHK-F4, Ulla-Førre, Nordkraft-F4	54 000
<b>16.07</b>	Åna-Sira stasjon	Markedsmakt	Planlagt	Flekkefjord	Tellenes	2 360
<b>18.07</b>	Åna-Sira stasjon	Markedsmakt	Planlagt	Flekkefjord	Tellenes	987
<b>24.07-25.07</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	1 045
<b>29.07-04.08</b>	Kvilldal stasjon	Separatområde	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	182 094
<b>30.07</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	403
<b>05.08-07.08</b>	Tinfos-Svelgfoss-1 og 2, Rød-Svelgfoss	Separatområde	Planlagt	Notodden	Svelgfoss, Tinfos	4 050
<b>12.08-13.08</b>	Vinje-Songa-Vemorktoppen, Kjela-Songa	Markedsmakt	Planlagt	Vinje	Tokke	4 443
<b>12.08-14.08</b>	Ofoten T1	Separatområde	Planlagt	Narvik	Skjomen	514

<b>13.08</b>	Røldal-Novle	Markedsmakt	Planlagt	Odda	HER	526
<b>13.08</b>	Skotselv-Setersberg-Flesaker	Markedsmakt	Planlagt	Eggedal	BKP-Flesaker, MKP	612
<b>13.08-14.08</b>	Rød-Hjartdøla-Ålamoen	Markedsmakt	Planlagt	Hjartdal	Hjartdøla	3 368
<b>19.08-30.08</b>	Skotselv-Setersberg 1 og 2	Markedsmakt	Planlagt	Eggedal	BKP-Flesaker, MKP	16 383
<b>19.08-23.08</b>	Fillan-Frøya	Markedsmakt	Planlagt	Hitra	Hitra	11 832
<b>19.08</b>	Evenstad-Bøylefoss	Markedsmakt	Planlagt	Froland	Bøylefoss	160
<b>20.08-23.08</b>	Saurdal 300 AY/AX	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	-25 616
<b>20.08-23.08</b>	Ballangen-Kjøpsvik	Markedsmakt	Planlagt	Sørfjord	Sørfjord	6 325
<b>20.08-23.08</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	3 103
<b>26.08-13.09</b>	Åbjøra K-Åbjøra-1	Separatområde	Planlagt	Valdres	Åbjøra	43 685
<b>26.08-28.08</b>	Svarholtet-Osmoen	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark, Raskiftet	10 681
<b>26.08-31.08</b>	S 132 Samnanger-Norheimsund	Markedsmakt	Planlagt	Hardanger	Bjølvo, BKK, Kvam	23 569
<b>28.08</b>	Sauda T1	Markedsmakt	Planlagt	Sauda	Saudefaldene	750
<b>01.09-08.09</b>	Vrangfoss-Kåsa	Markedsmakt	Planlagt	Nome	Skag-mini-ekst-NO2	-2 035
<b>02.09</b>	Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen 2	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Flørli	443
<b>02.09-17.09</b>	Leirdøla-Fortun	Separatområde	Planlagt	Indre Sogn	Tyin, Fortun, Naddvik	168 766
<b>03.09</b>	Kvandal-Sildvik	Separatområde	Planlagt	Narvik	Nygårdsfjell vind	210
<b>03.09-04.09</b>	Hyggjnade-Slidre	Separatområde	Planlagt	Valdres	Valdres	3 599
<b>04.09</b>	Eidum-T_Funna-Meråker	Separatområde	Planlagt	Meråker	NTE	220
<b>05.09</b>	Kalvedalen-T_Raudalen	Separatområde	Planlagt	Valdres	Valdres	75
<b>05.09</b>	Blåfalli-Mauranger-Samnanger	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	3 073
<b>09.09-12.09</b>	Øljustjøen-Hemsil 1	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	21 747
<b>09.09-03.10</b>	Lyse-Tonstad, T_Tjørhom-Tjørhom	Separatområde	Planlagt	Tjørhom	Sira-Kvina	69 594
<b>09.09-12.09</b>	Hemsil 1-Hemsil 2	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	20 407
<b>09.09</b>	Lysebotn-Helmikstøl-Tronsholen 2	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Flørli	3
<b>12.09</b>	Førre-Lyse, Førre-Lyse	Separatområde	Planlagt	Forsand	Tjodan	424

<b>12.09</b>	Lyse T2	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn 2	339
<b>16.09-23.09</b>	Jostedal-Leirdøla	Separatområde	Planlagt	Jostedal	Jostedal	51 631
<b>16.09-27.09</b>	Sundsford-Hopen	Markedsmakt	Planlagt	Salten	Sundsford	16 071
<b>16.09-18.09</b>	T_Hol-Usta	Separatområde	Planlagt	Hallingdal	Hallingdal	1 518
<b>16.09-19.09</b>	Åmli-Høgef_TS	Separatområde	Planlagt	Agder	Agder-Syd	5 206
<b>17.09-18.09</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	895
<b>17.09</b>	H. Høyanger T2	Markedsmakt	Planlagt	Høyanger	Høyanger	-1 697
<b>18.09-19.09</b>	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	1 003
<b>23.09</b>	Lysebotn2-Moen-Breiava	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Breiava, Lysebotn 2	1 610
<b>23.09-21.11</b>	Lyse T2, Lyse-Moen	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn 2	262 515
<b>23.09-27.09</b>	Mår-Mæl	Separatområde	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	3 857
<b>25.09</b>	Skotselv-Setersberg-Flesaker	Markedsmakt	Planlagt	Eggedal	BKP-Flesaker, MKP	711
<b>30.09-07.11</b>	Borgund T4	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgulnd, Småkraft-f5, Vindedal	36 834
<b>30.09-05.11</b>	Fåberg-Balbergskaret	Markedsmakt	Planlagt	Rendalen	Rendalen	87 553
<b>01.10</b>	Førre-Stølsdal	Markedsmakt	Planlagt	Hjelmeland	Ulla-Førre	189
<b>01.10</b>	Mauranger T3	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	137
<b>01.10</b>	Vittingfoss-Brår	Markedsmakt	Planlagt	Kongsberg	Vittingfoss	249
<b>01.10</b>	S Borgund 66 A Samleskinne	Markedsmakt	Planlagt	Lærdal	Borgulnd, Småkraft-f5, Vindedal	195
<b>07.10-10.10</b>	Tjodan-Lyse	Separatområde	Planlagt	Forsand	Tjodan	8 814
<b>07.10-10.10</b>	Dalen-Lysebotn-1	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn2, Flørli, Jøssang	2 168
<b>07.10-10.10</b>	Borgund 300 A Samleskinne	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	22 391
<b>07.10-09.10</b>	Dale T11	Markedsmakt	Planlagt	Hordaland	BKK	1 788
<b>08.10-09.10</b>	Roskrepp-Duge-Lyse	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Sira-Kvina	6 330
<b>08.10-09.10</b>	Førre T1	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Ulla-Førre	954
<b>08.10</b>	Setersberg T3, Setersberg-Embretsfoss	Separatområde	Planlagt	Modum	BKP-Flesaker	676
<b>09.10</b>	Uvdal T1, Uvdal-Uvdal 1	Separatområde	Planlagt	Uvdal	Uvdal	707

<b>09.10</b>	Faslefos T2	Markedsmakt	Planlagt	Valdres	Valdres	92
<b>10.10</b>	Skotselv-Setersberg-Flesaker	Markedsmakt	Planlagt	Eggedal	BKP-Flesaker, MKP	758
<b>14.10</b>	Vemorktoppen-Flesaker	Separatområde	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	2 050
<b>14.10-22.10</b>	Dale T11	Markedsmakt	Planlagt	Hordaland	BKK	34 454
<b>14.10-18.10</b>	Enga-Glomfjord	Markedsmakt	Planlagt	Salten	SKSKS Salten, Sundsfjord, Svartisen	3 239
<b>14.10-18.10</b>	Holandsvika-Mosjøen	Markedsmakt	Planlagt	Vefsn	Helgeland	505
<b>14.10-24.10</b>	Kjelland T1	Markedsmakt	Planlagt	Egersund	Dalane, Svåheia, Egersund	15 056
<b>17.10</b>	Nedre Vinstra 300 ssk	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Nedre Vinstra, Harpefossen	-1 826
<b>21.10-24.10</b>	Kjelland T1	Markedsmakt	Planlagt	Egersund	Dalane, Svåheia, Egersund	5 036
<b>21.10-24.10</b>	Åsen T3	Markedsmakt	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso	7 693
<b>23.10-24.10</b>	Evanger T5	Markedsmakt	Planlagt	Voss	BKK	1 191
<b>25.10</b>	Hydro Høyanger T1	Separatområde	Planlagt	Høyanger	Årøy	88
<b>28.10-15.11</b>	Vemorktoppen-Flesaker	Separatområde	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	89 206
<b>28.10-15.11</b>	Nore 1 T1	Separatområde	Planlagt	Nore	Nore 1	44 053
<b>28.10-31.10</b>	Midtfjellet T2	Markedsmakt	Planlagt	Stord	Midtfjellet vind	5 455
<b>28.10-12.11</b>	Fåberg-Hunderfossen-2	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	Hunderfoss	6 565
<b>28.10-03.11</b>	Dagali-Nore1-Syilling	Separatområde	Planlagt	Nore og Uvdal	Uvdal, Nore1	49 901
<b>30.10-31.10</b>	Elverum T2	Markedsmakt	Planlagt	Elverum	Hedmark	382
<b>31.10-04.11</b>	Mauranger-Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	4 071
<b>02.11</b>	Rana 132 A og B ssk	Separatområde	Planlagt	Rana	Rana	2 546
<b>04.11-10.11</b>	Siso T1 og T2	Separatområde	Planlagt	Salten	Siso	28 260
<b>04.11-07.11</b>	Nesflaten-Sauda, Vemorktoppen-Flesaker	Markedsmakt	Planlagt	Suldal	Suldal	27 840
<b>06.11-17.12</b>	Forsand-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn 2, Flørli,	135 374
<b>06.11</b>	Borgund 300 A ssk	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund	1 554
<b>07.11</b>	Borgund 66 A ssk	Separatområde	Planlagt	Lærdal	Borgund, Vindedal	1
<b>11.11-15.11</b>	Vemorktoppen-Vemork	Separatområde	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	20 815

11.11-13.11	Tjodan-Lyse	Separatområde	Planlagt	Forsand	Tjodan	6 102
11.11-13.11	Mår-Såheim-2	Markedsmakt	Planlagt	Rjukan	Rjukanverkene	6 756
12.11-13.11	Forsand-Tronsholen-1	Markedsmakt	Planlagt	Rogaland	Lysebotn 2, Flørli,	4 389
15.11-18.11	Mauranger-Jukla	Markedsmakt	Planlagt	Kvinnherad	Folgefonn	2 991
18.11-04.12	Nore 1 T9	Separatområde	Planlagt	Nore og Uvdal	Uvdal, Nore	94 550
18.11-19.11	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Markedsmakt	Planlagt	Nome	Vranfoss-MTE	1 299
19.11	Oftedal-Finså	Markedsmakt	Planlagt	Vest-Agder	Øie	184
19.11-21.11	Nesflaten stasjon	Separatområde	Planlagt	Odda	Oksla, Tysso, HER	30 589
20.11	Lysebotn2-Moen-Lyse	Markedsmakt	Planlagt	Forsand	Lysebotn 2	2 000
20.11	Kjøpsvik-Sørfjord	Separatområde	Planlagt	Sørfjord	Sørfjord	405
24.11	Smørfjord-Havøysund	Markedsmakt	Planlagt	Porsanger	Havøygavlen	-
26.11-27.11	Ålfoten-Svelgen	Markedsmakt	Planlagt	Bremanger	Hennøy	1 500
02.12-05.12	Øvre Årdal-Årdalstangen	Separatområde	Planlagt	Indre Sogn	Naddvik	8 260
09.12-10.12	Svarholtet-Osmoen	Markedsmakt	Planlagt	Hedmark	Hedmark	2 613
10.12	Dale-Ravneberget 1	Markedsmakt	Planlagt	Nordhordaland	BKK	147
11.12	Rosten-Vågåmo	Separatområde	Planlagt	Gudbrandsdalen	Rosten	12
11.12	Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	N. Vinstra, Hunderfoss	-245
17.12	Nordheimsund-Øystese-Bjølvo	Separatområde	Planlagt	Hardanger	Bjølvo	690
18.12	Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Planlagt	Gudbrandsdalen	N. Vinstra, Hunderfoss	-207
18.12	Røldal-Novle	Separatområde	Planlagt	Røldal	HER	86

Tabell 14: Produksjonstilpasninger.



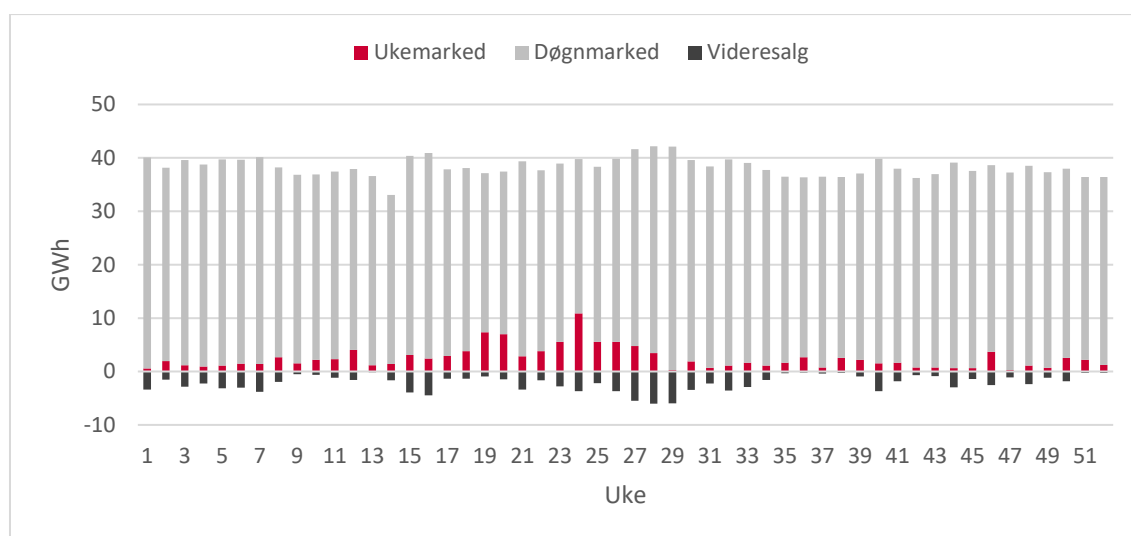
## 16 Systemtjenester og effektreserver

### 16.1 Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver

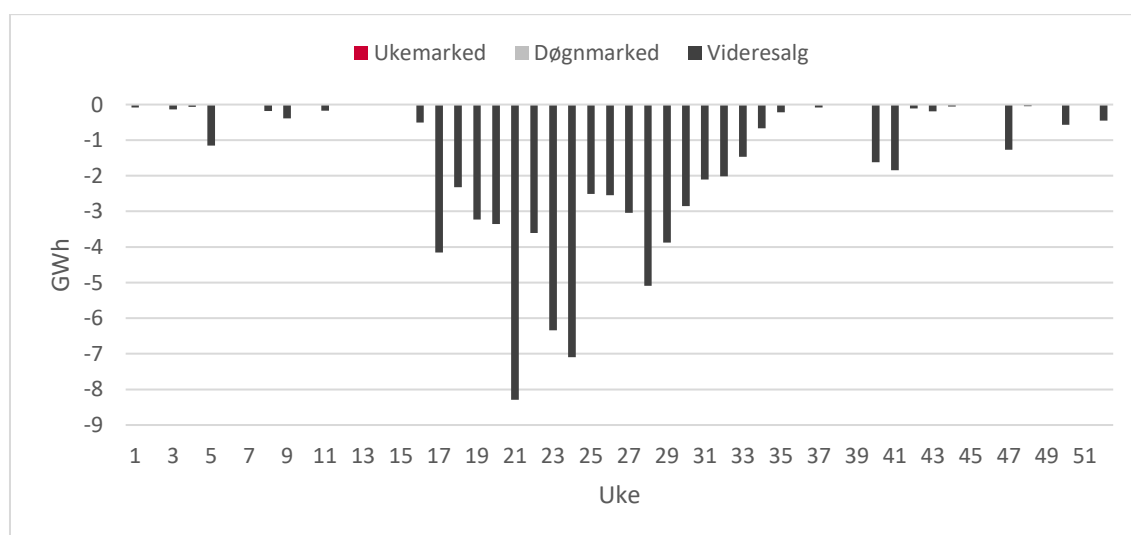
I henhold til Forskrifter om systemansvar (fos) definerer og rekvirerer Statnett de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. Fos definerer hvilke systemtjenester det skal betales for og sier videre at betalingen skal fastsettes ved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

#### 16.1.1 Primærreserver (FCR)

Se kapittel 13.1 og 13.2 for kostnadsutvikling og beskrivelse.



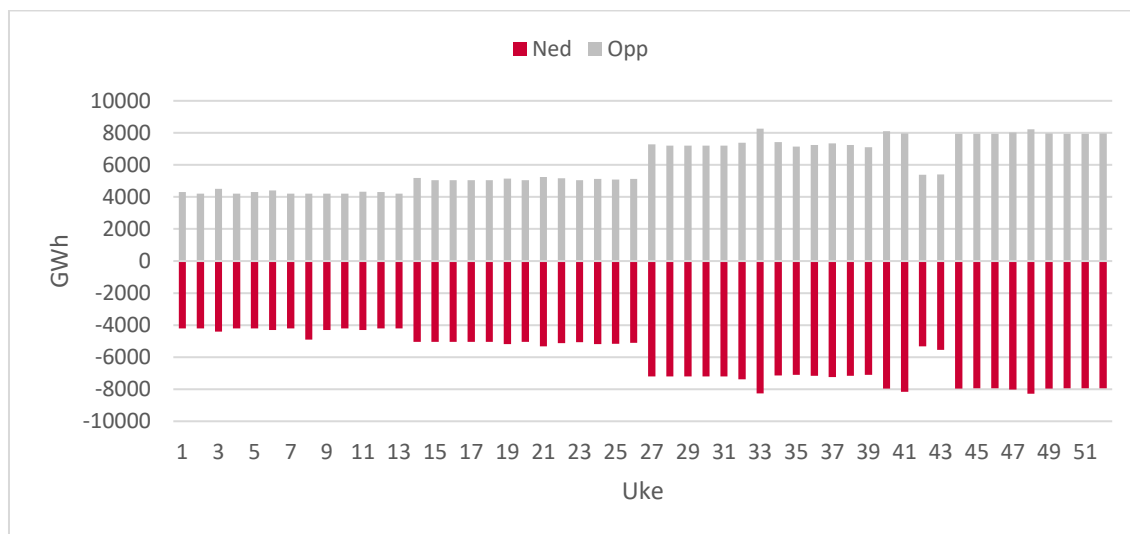
Figur 60: Innkjøp og videresalg av FCR-N per uke.



Figur 61: Innkjøp og videresalg av FCR-D per uke.

### 16.1.2 Sekundærreserver (aFRR)

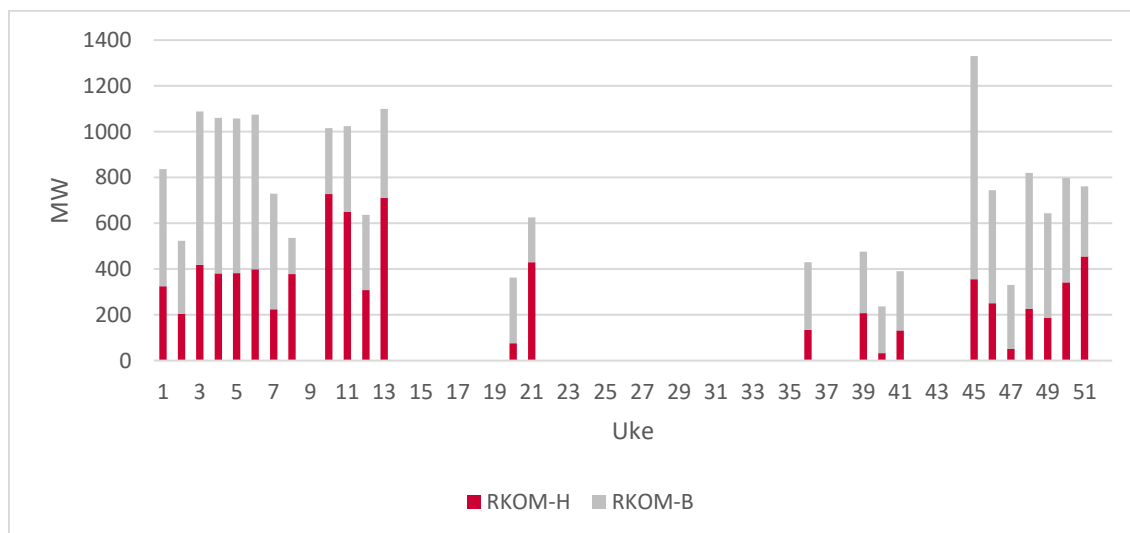
Se kapittel 13.1 og 13.2 for kostnadsutvikling og beskrivelse.



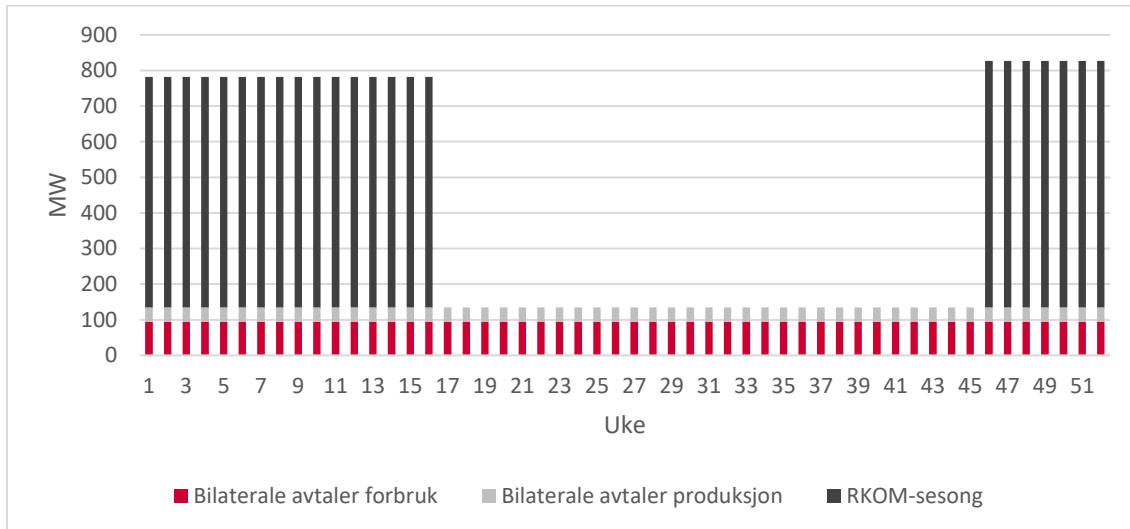
Figur 62: Innkjøp av sekundærreserver per uke.

### 16.1.3 Tertiærreserver (RKOM)

Se kapittel 13.1 og 13.2 for kostnadsutvikling og beskrivelse.



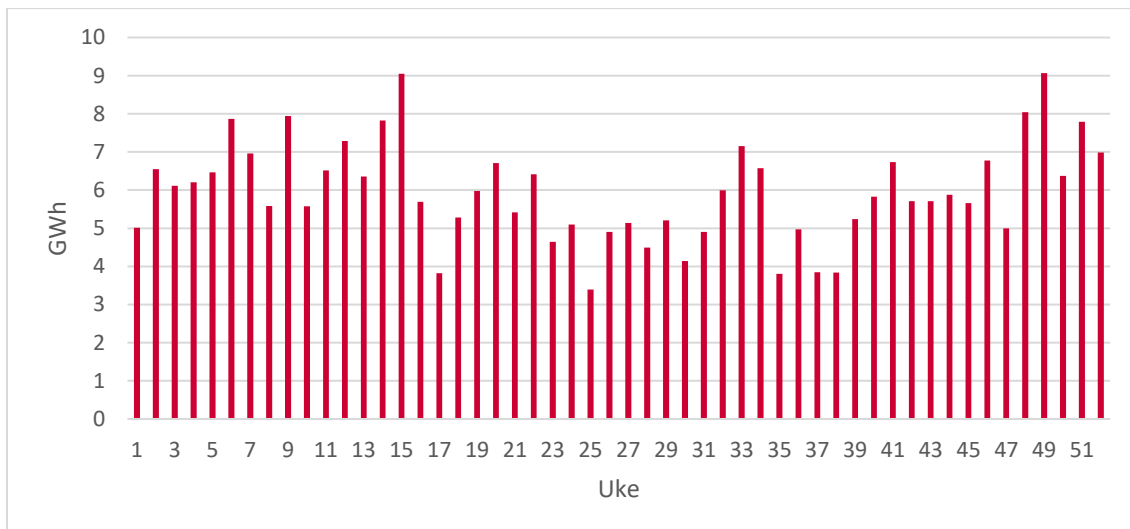
Figur 63: Kjøpte RK-opsjoner på dagtid pr. uke.



Figur 64: Kjøpte RK-opsjoner sesongmarkedet pr. uke.

### 16.1.4 Produksjonsflytting

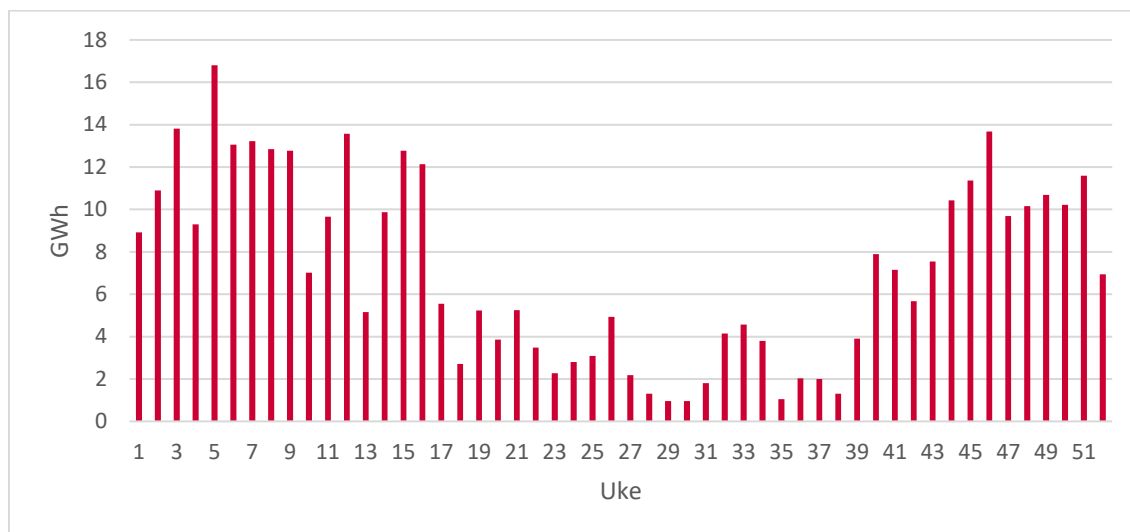
Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette.



Figur 65: Omfang av produksjonsflytting pr. uke.

### 16.1.5 Produksjonsglatting

Kraftprodusenter som jevnlig, normalt ukentlig, har produksjonsendringer  $\geq 200$  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 66: Omfang av produksjonsglatting pr. uke.**

### 16.1.6 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.

### 16.1.7 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. 152.500,- pr. aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 232.000,- pr. aggregat.

Ved frakobling av aggregat tilknyttet PFK gis følgende godtgjørelse:

- For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 131.000,- pr. frakoplet aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 152.500,- pr. frakoplet aggregat.

#### Belastningsfrakobling (BFK)

Forbruk tilkoblet regional- eller transmisjonsnettet, 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
10.01	Nettsplitt Varangerbotn		
10.01	Nettsplitt Varangerbotn		
18.02	PFK Svartisen	200	1 aggregat
22.02	BFK Kollsnes	450	
08.04	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
11.06	PFK Nedre Vinstra	300	5 aggregat
02.07	BFK Kollsnes	350	
06.07	BFK Kollsnes	400	
06.07	BFK Kollsnes	400	
02.08	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
26.08	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
26.08	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
08.10	BFK Øvre Årdal	130	
06.11	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
13.11	Nødefekt Skagerrak		
01.12	Nettsplitt Sildvik-Tornehamn		
04.12	PFK Suldal	120	2 aggregat

**Tabell 15: Tilfeller med utløst BFK og PFK.**

#### 16.1.8 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**

Nytt vern i 2019 - PFK132 kV Kvaløya

##### *Funksjoner:*

Det er installert BFK på Melkøya og Goliat. Disse øker forsynings sikkerheten ved stort underskudd nord for Mestervik. PFK på Kvaløya er installert for å hindre overlast utfall ut fra Kvaløya etter etablering av vindkraft. Det er i tillegg installert midlertidig nettsplittingsvern i Guolas-snittet for å hindre overlast på linjene ut fra Guolas ved overskudd.

##### *Hva utløser vernene:*

BFK Melkøya og Goliat vil løse ved overlast i 132 kV nettet mellom Mestervik og Lakselv. PFK Kvittfjell og Raudfjell vil løse ved overlast på linjer fra Kvaløya til Charlottenlund og Håkøybotn-Mestervik. Nettsplitt vil løse ved overlast på linjer fra Guolas til Balsfjord og Guolas til Ullsfjord.

##### *Når blir vernene brukt:*

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

##### **Nord-Norge sør for Ofoten**

Nytt vern i 2019 - PFK Tunnsjødal-Verdal-Klæbu utvidet med Storheia.

*Funksjoner:*

Det er installert PFK på Kobbelv, Svartisen, Storheia 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 vernene:*

Utfall av 420kV mellom Klæbu og Svartisen og utfall av 300kV mellom Klæbu og Tunnsjødal gir PFK på Svartisen, Storheia og Roan ved utfall sør for Tunnsjødal. Utfall mellom Nedre 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 vernene brukt:*

Bruken følger kjøremønsteret til Svartisen, Kobbelv, Storheia og Roan. I perioder med høy produksjon er de i bruk daglig. Det er stor variasjon fra år til år avhengig av den hydrologiske balansen i området. De siste årene er bruken av nettsplittingsvernet Ofoten-Kobbelv vesentlig redusert til fordel for PFK. Nettsplittingsvernet på T5 Rana er i bruk når PFK Svartisen ikke er tilstrekkelig eller ved samlet drift i Svabo. Nettsplitt Sildvik-Tornehamn er normalt alltid på.

**Midt-Norge****Nytt vern i 2019 – BFK Viklandet-Fræna utvidet med funksjon for restlast på Ormen Lange.***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 forsynings sikkerheten til Møre og Romsdal. BFK funksjonalitet tillater 20MW restlast på Ormen Lange etter feil. 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 vernene:*

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 utløst ved underfrekvens eller overspenning. Nettsplitt blir utløst av utfall 420 kV Ørskog-Sogndal og overlast 132 kV Giskemo-Sogndal. Nettet splittes mellom Sula-Hareidsberget, Svelgen-Grov og Moskog-Skei.

*Når blir vernene 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***Funksjoner:*

Det er installert BFK på Kollsnes, Lille Sotra, Fana og Jordal for å øke forsynings sikkerheten 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 vernene:*

BFK blir utløst ved overlast på 300 kV Arna-Dale eller underspenning/-frekvens i Fana. Utfall av 300 kV Fana-Lille Sotra Kollsnes eller overlast 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 vernene brukt:*

Overlastvern i Bergensområdet står normalt på, mens underfrekvens og underspenning brukes ved ensidig forsyning. Utfallsvernet brukes dersom det er brudd i ringen mellom Lindås og Modalen. PFK Tyin blir brukt daglig i perioder med høy produksjon, spesielt sommerhalvåret. PFK i 132 kV BKK blir brukt ved behov. PFK Høyanger og BFK Hydro Karmøy står normalt alltid på.

**Sørlandet**

Nytt vern i 2019

- Funksjoner som gir nødeffekt i Lyse er redusert og PFK Tonstad er fjernet for overlast i Lyse.

*Funksjoner:*

Det er installert nødeffekt 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.

*Hva utløser vernene:*

Utløsning av nødeffekt på Skagerrak ved overlast på 300 kV linjene Lyse-Tonstad, Lyse-Førre, 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 nødeffekt ved overlast på 300 kV linjene Lyse-Tonstad, Lyse-Førre og Solhom-Tonstad. Utløsning av PFK Tonstad ved overlast på 420 kV Arendal til Bamble, samt utfall av 420 kV fra Holen til Kristiansand.

*Når blir vernene brukt:*

Nødeffekt som følge av overlast står normalt alltid på. Nødeffekt som følge av utfall blir brukt i perioder med stor eksport/import, ofte i kombinasjon med en eller flere driftstanser 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**

Nytt vern i 2019 – PFK/Nettsplitt Fåberg-Ulven og Fåberg-Røykås

*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 Suldal 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. Det er installert PFK på Nedre Vinstra og nettsplitt på Øvre Vinstra-Fåberg for å øke kapasitet på 300 kV i Gudbrandsdalen. I tillegg er det installert

nettsplitt i 132 kV Vågåmo for å øke forsyningssikkerheten lokalt. I Frogner er det installert BFK for å øke forsyningssikkerheten til 66 kV under Frogner.

*Hva utløser vernene:*

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 linjene Fåberg-Røykås og Fåberg mot Ulven gir PFK på Nedre Vinstra og/eller nettsplitt Øvre Vinstra-Fåberg. Overlast på 132 kV fra Dokka til Gjøvik, 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 Vågåmo-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 vernene 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 Øvre Vinstra-Fåberg og PFK Nedre Vinstra blir brukt sommerstid for økt kapasitet i Gudbrandsdalen. Bruk av nettsplitt på Hasle T6, Eidskog og Vågåmo er vesentlig redusert etter idriftsettelse av Ørskog-Sogndal og brukes kun i forbindelse med driftsstanser. Nettsplitt i Tegneby brukes sjelden og kun i perioder med høy import til Hasle fra Sverige. BFK i Frogner er i regelmessig bruk vinterstid.



## 17 Anmelding og planlegging av produksjon

### 17.1 Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse

Statnett gjennomfører etter hver ukentlig rapporteringsfrist av avregningsdata en ubalanseanalyse. 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.

I 2019 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 rutinene.

## 18 Reservemarkeder

### 18.1 Oversikt over RKOM og RK

	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	5	10	27
Forbruk	4	14	5
Produksjon og forbruk	1	1	3

Tabell 16: Antall aktører som har deltatt i RKOM og RK.

	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	28%	57%	97%
Forbruk	72%	43%	3%
	100%	100%	100%
RKOM-H	28%	65%	-
RKOM-B	72%	35%	-
	100%	100%	-

Tabell 17: Fordeling av tilbudt volum mellom forbruk, produksjon, RKOM-H og RKOM-B.

	Antall aktører	Antall stasjonsgrupper
NO1	9	18
NO2	13	39
NO3	13	33
NO4	10	30
NO5	9	19

Tabell 18: Antall aktører og stasjonsgrupper per elspotområde.

### 18.2 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.

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.

Sekundærreserver (aFRR) kjøpes kun inn i utvalgte timer gjennom døgnet og uken, hvor 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 siste halvdel av 2019 skjedde en endring både i innkjøpt kapasitet og for hvilke timer det gjøres innkjøp. I morgentimene ble kapasiteten økt fra 300 MW til 400 MW, antallet timer med aFRR på kveld ble økt og i tillegg ble det kjøpt inn på kveldstid i helgene.

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.

	FCR-D	FCR-N	aFRR(morgen/kveld)	mFRR
<b>Norge</b>	350	215	105/140*	1200+500
<b>Sverige</b>	428	227	105/140	1430
<b>Danmark (DK2)</b>	180	21	11/11	600
<b>Finland</b>	263	138	60/80	1100

**Tabell 19: Nordiske krav til reserver.**

\*100 MW aFRR levert til DK1 på Skagerrak-forbindelsen kommer i tillegg

## 19 Endringer i praktisering av systemansvaret

### 19.1 Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2017

I løpet av 2019 har systemansvarlig gjort et større arbeid knyttet til utarbeidelse av retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret, iht. fos § 28a.

Retningslinjer for fos §§ 5, 6, 8, 8a, 8b og 21 samt enf § 6-1 (tidligere fos § 14a) ble hørt med bransjen vinteren 2018/2019, og ble oversendt NVE (nå RME) for godkjenning ila. våren 2019. Retningslinjene ble godkjent og gjort gjeldende fra 1.7.2019. Godkjenningen hadde forbehold om oppdateringer innen 1.4.2020. Oppdateringene ble sendt ut på høring til bransjen i desember 2019, med høringsfrist 9.3.2020.

I november 2019 sendte systemansvarlig forslag til retningslinjer for fos §§ 7, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 20 og 22b på høring i bransjen. Høringsfristen var satt til 7.2, og målet er å oversende endelig forslag til retningslinjer til RME ila. våren, slik at endelige retningslinjer kan være gjeldende fra 1.7.2020. Retningslinjene som er foreslått er i stor grad en videreføring og tydeliggjøring av dagens

praksis, hvor det er lagt vekt på å tydeligere beskrive hva som legges til grunn for systemansvarliges vedtak. Innenfor enkelte områder er det foreslått oppdateringer av praksis.

## 20 Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova

### 20.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Bestemmelse	Beskrivelse	Antall ikke-systemkritiske vedtak
<b>§ 7 første ledd</b>	Overføringsgrenser	1038
<b>§ 12 første ledd</b>	Planer for å gjenopprette normal drift	1
<b>§ 13 første ledd</b>	Planer for manuell utkobling av forbruk	3
<b>§ 14</b>	Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg	108
<b>§ 17</b>	Planlagte driftsstanser	3818
<b>§ 18</b>	Målinger og meldinger	0
<b>§ 19</b>	Jordstrømskompensering	0
<b>§ 20 første ledd</b>	Vern og releplanlegging	0
<b>§ 21 første ledd</b>	Systemvern	11
<b>§ 27</b>	Betaling for systemtjenester	61
<b>§ 27</b>	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	12
<b>§ 27</b>	Betaling for omprioritering av driftsstanser	6

**Tabell 20: Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak, fordelt på de aktuelle bestemmelsene.**

Det er ikke fremkommet opplysninger om at ikke-systemkritiske vedtak fattet i 2019 er blitt påklaget.

## 20.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

FoS §	Antall vedtak	Kommentar
§ 5 første og annet ledd	0	
§ 5 tredje ledd	5164	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	14 106 flyttinger. 214 vedtak om prod.tilpasninger	
§ 9 første punktum	3	
§ 11	0	
	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: ca. 57	Anslag
§ 12 annet til femte ledd	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering: ca. 20  Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse: 5  Bruk av tilgjengelig effekt ved feil: 0	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: 20	
§ 16	Fastsettelse av koblingsbildet er en kontinuerlig vurdering, og ikke noe som kan tallfestes. Vedtak om godkjent driftsstans: 3295	
§ 17 tredje og fjerde ledd	Avslag på søknad om driftsstans: 102  Omprioriteringer (endring av tidspunkt): 756  Omprioritering: (avlysning): 650	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: 1400	

**Tabell 21: Systemkritiske vedtak.**

## 21 Internasjonal koordinering

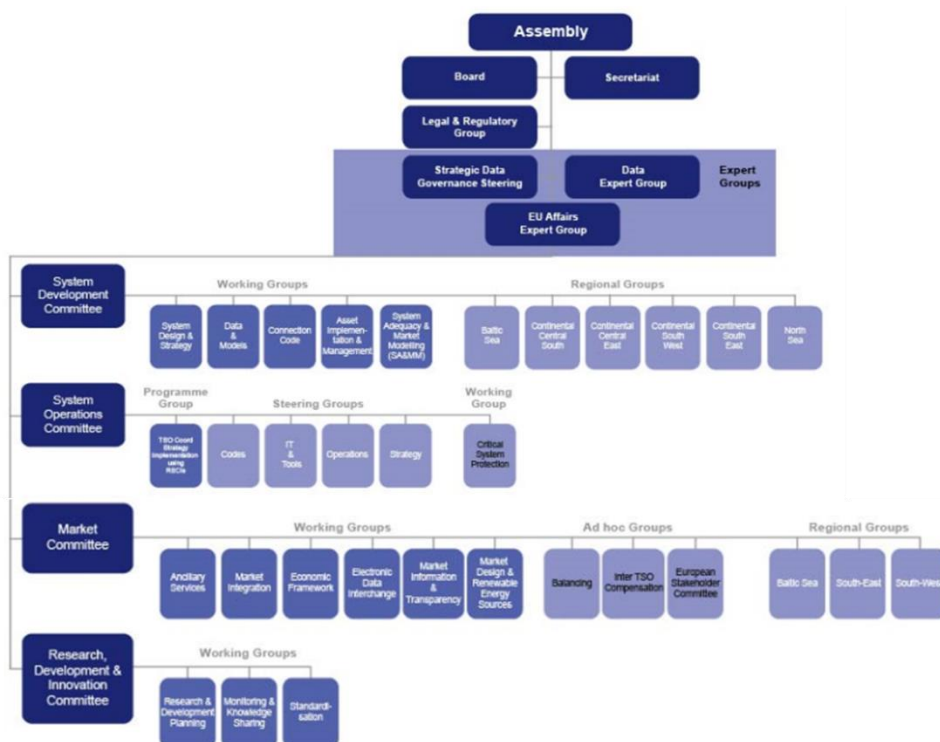
### 21.1 Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret

#### Internasjonal koordinering

Et effektivt kraftmarked er sentralt for utøvelsen av systemansvaret. Norge er gjennom EØS-avtalen et fullverdig medlem av det indre energimarkedet og samarbeider med EU i en rekke energispørsmål. En effektiv utøvelse av systemansvaret er derfor tett knyttet til utviklingen i Norden og Europa. Samtidig er det europeiske energisystemet inne i en omfattende omstilling der tempo går stadig raskere. I Clean Energy for All Europeans' Package (CEP) har EU tatt et ytterligere steg mot målet om mer effektiv energibruk, økt fornybar kraftproduksjon og reduserte klimagassutslipp.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) er en sentral brikke i omstillingen. Statnett er medlem av ENTSO-E og deltar i flere arbeidsgrupper og komiteer.

Organisasjonen har utviklet seg til å bli en organisasjon med et bredt ansvarsområde. En sentral del av ENTSO-E sitt ansvarsområde er implementering av vedtatt regelverk. Dette er et omfattende område som vil kreve mye ressurser av TSOene og regulatorne fremover. Hovedinnsatsen til Statnett i det europeiske arbeidet knytter seg opp mot deltagelse i (ENTSO-E). Statnett var i 2019 representert i Assembly og Board. I komiteene møter seniorpersonell fra Statnett. Utvalgte arbeidsgrupper har deltagelse fra kompetent statnettpersonell. Vi benytter Brusselkontoret som en base for monitorering og påvirkning.



Sentralt i arbeidet er implementering av europeisk regelverk. Tredje energimarkedspakke ble våren 2018 implementert i norsk lovverk. Tredje energimarkedspakke gir i den såkalte

grensehandelsforordningen<sup>4</sup> europeiske TSOer og myndigheter kompetanse til å utvikle og vedta et detaljert regelverk, såkalt Network Codes og Guidelines (nettkoder). Nettkodene som er gjort til bindende EU-regler er merket EØS-relevante og prosessen med å implementere regelverket er igangsatt fra norsk side. Grensehandelsforordningen er oppdatert gjennom CEP-prosessen. Network Codes og CEP stiller krav om at det utarbeides detaljerte vilkår og metoder. Vilkårene og metodene vil enten gjennomføres som engangstiltak eller benyttes jevnlig i utviklingen og styringen av kraftsystemet. Metodene er sentrale for utviklingen og driften av det norske og nordiske kraftsystemet. Statnett deltar aktivt i utformingen og implementeringen av regelverket der vi har system- og/eller verdiskapingsinteresser. Omfanget og kompleksiteten, samt at vi har begrensede ressurser, gjør imidlertid arbeidet utfordrende. Regulatorene godkjenner endelige vilkår og metoder.

Mye av implementeringsarbeidet skjer regionalt i Norden. Prosjekter slik som nordisk arbeid med flytbasert markedskobling, finere tidsoppløsning, nordisk arbeid med oppdatering av systemdriftsavtalen og felles nettmodeller (Common Grid Model) er viktige prosjekter for systemansvarlig.

I lys av europeisk regelverk utarbeides det 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 i arbeidet med å lage Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), samt europeiske og regionale forsyningssikkerhetsanalyser. Effektive markedsløsninger gjennom markedskobling for spothandel og et effektivt intradagmarked er viktig for en god norsk ressursutnyttelse. Statnett deltar derfor i utforming, videreutvikling og implementering 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 europeiske myndigheter.

### **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 forsyningssikkerhet 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, arbeider nordiske TSOer med implementering av en ny balanseringsmodell, basert på såkalt Area Control Error (ACE), for det nordiske kraftsystemet. Det planlegges for stegvis implementering i perioden 2020 – 2024, og inkluderer felles kapasitetsmarkeder, ny modell for ubalanseavregning, finere tidsoppløsning i balansemarkedene, automatisering av balanseringen og tilknytting til europeiske plattformer for balansering (MARI, PICASSO).

Implementeringsstegene gjennomføres i nær dialog med regulatorne. Flere elementer knyttet til regionalt regelverk beror på regulatorgodkjenninger og disse prosessene påvirker i sterk grad om implementeringsplanen for balanseringskonseptet kan følges som oppsatt. Ila 2019 blev søknad for

---

<sup>4</sup> Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and the Council of 13 July 2009

felles kapasitetsmarked for aFRR sendt til nordiske regulatorer, med resulterende "request for amendment" og oppdatert forslag sendt inn rett før nyttåret.

## 21.2 Status for nordiske investeringsplaner

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 21.2.1 og 21.2.1.

### 21.2.1 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 etter 2014:

- **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.
- **COBRA Cable:** 700 MW HVDC-link mellom Jylland (Endrup) og Nederland (Eemshaven). Eies 50/50 av Energinet og TenneT. Idriftsatt september 2019.

#### Under bygging:

- **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 Q1 2020. I tillegg til vindparken på Kriegers Flak tilknyttes også vindparkene Baltic 1 og 2 (336 MW).
- **NordLink:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Ertsmyra/Sirdal) og Tyskland (Wilster, Schleswig-Holstein). Statnett eier 50% og den tyske systemoperatøren TenneT samt den statseide tyske finansieringsinstitusjonen KfW eier 25% hver. Forbindelsen ble gitt konsesjon i 2014 og investeringsbesluttet januar 2015. Prosjektet planlegges idriftsatt des.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 investeringsbesluttet 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 som planlegges ferdigstilt i 2020. Nåværende østkystforbindelse skal spennings-oppgraderes (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.



### Besluttet

- **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.
- **Jylland-Tyskland (Vestkysten):** Energinet og TenneT har besluttet å bygge en ny vestkystforbindelse (400 kV) Jylland-Tyskland, noe som vil løfte den teoretiske kapasiteten fra 2500 til 3500 MW. Forbindelsen planlegges realisert i løpet av 2023.

### Under utredning

- **Danmark-Polen.** Energinet og polsk TSO (PSE) utreder i den europeiske nettutviklingsplanen muligheter for 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.

## 21.2.2 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

Gjennom Nordisk Systemutviklingsplan planla tidligere 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 forsyningssikkerheten 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. Nordre del (AC) ble idriftsatt 2015, mens søndre del (DC) har hatt større forsinkelser.

Planlagt idriftsettelse av denne er oktober 2020. Forbindelsen var tidligere planlagt med en gren mot Norge, men denne 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 er konsesjonssøkt og planlegges idriftsatt 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 juni.2020. I tillegg har SvK og Energinet startet vurderinger rundt reinvestering av Kontiskan-forbindelsen (Jylland-SE3).
- **Nordisk Nettutviklingsplan 2019:** Gjennom planen har de nordiske TSOer utredet 5 korridorer der en har vurdert fremtidig forsterkningsbehov. De fem korridorer er: Norge-Danmark, Norge-Sverige (NO1-SE3), Norge-Finland, Sverige-Finland og Sverige-Danmark. Nordisk Nettutviklingsplan 2019 ble offentliggjort august 2019.

### **21.3 Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC**

Alle TSOer er ifølge Network Codes pålagt å inngå regionale samarbeid gjennom "Regional Security Coordinator" (RSC). De fire nordiske landene inngikk den 7. januar 2016 en avtale om at TSOene i det nordiske synkronsystemet, danner et eget RSC-kontor med lokasjon i København. Kontoret ble dannet som et "Joint Office", og innebærer delt eierskap mellom de fire TSOene Svenska Kraftnät, Energinet.DK, Fingrid og Statnett.

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 nettmodell (Common Grid Model), koordinere sikkerhetsanalyser, koordinere kapasitetsfastsettelsen i elspot- og intradaymarkedene, analysere effekttilstrekkeligheten på ukesbasis, koordinere utkoblinger og koordinert håndtering av kritiske driftssituasjoner. Tre Statnett-ansatte fortsatte i 100%-stillinger ved kontoret i 2019, både som operatører og som utviklere for tjenesten de er involvert i.

I 2019 har både RSC og TSOene oppskalert prosjektet NorCap, som har som mandat å levere sammenstilling av individual grid models, kalkulerere flytbaserte markeds kapasiteter og kjøring av sikkerhetsanalyser i etterkant av mottatte produksjonsplaner fra markedsaktører. Prosjektet inngikk kontrakt med GE GRID Solution 25.03.2019 for utvikling av nødvendige verktøy og funksjoner for å muliggjøre dette. Prosjektet ledes fra NRSC, og nødvendig kompetanse er allokert fra alle TSOene for å bidra til utviklingen. RSCens hovedfokus i 2019 har vært NorCap-prosjektet og leveranser til Major Release 1, som er første leveranse av i alt tre delleveranser fra GE. Mer informasjon under underpunkt CCC 3 – Capacity Calculation Coordination: Flowbased Market Coupling.

Tjenestene RSC leverer har ulik kompleksitet, omfang og krav til datadeling. I 2019 har Statnett prioritert arbeid med å klassifisere data og bidra inn i utforming av ulike sikkerhetsavtaler ved deling av data, følge opp bestillingen til GE GRID Solutions, og utvikle gode dataleveranser til RSC.

I datasikkerhetsarbeidet, arbeider ENTSO-E, TSOer og RSCer med å oppfylle krav som stilles i MVS Security Plan for å kunne utveksle data over ENTSO-E sin datautvekslingsplattform, OPDE. Statnett har engasjert et firma som skal utføre tredjeparts revisjon. Firmaet vil utføre en Type 1-revisjon ila H1 2020 og deretter en Type 2-revisjon i starten av 2021.

I løpet av 2020 planlegger ENTSO-E å etablere en "Generic Security Plan" som har som mål å erstatte den gjeldene sikkerhetsplanen. I tillegg arbeider ENTSO-E med nye avtaleverk knyttet til de ulike tjenestene basert på CGM, på europeisk nivå.

### **Driftssatte tjenester:**

- STA – Short Term Adequacy

Tjenesten sammenstiller nordiske prognoser kapasitet, produksjon og last, og skal varsle om fare for effektbrist i Norden. Tjenesten ble lansert 8. februar 2019, og Statnett sender daglige oppdaterte prognoser for 7 dager frem. Ved avdekket fare for effektbrist skal RSC være koordinator mellom de nordiske TSOene for å avtale tiltak som kan bedre situasjonen. Det har hittil kun vært Statnett, Energinet.DK og Fingrid som har levert data til tjenesten. Det er forventet at SvK skal dele data innen utgangen av mars 2020. I februar 2020 ble det igangsatt parallellkjøring av STA-data mot det pan-europeiske verktøyet utviklet av Entso-E. Nordisk RSC planlegger å delta på parallellkjøringen, og arbeider med å implementere et industrielt verktøy for STA og ferdigstille nødvendige integrasjoner.

- OPC – Outage Planning Coordination

Tjenesten utgjør et ukentlig koordineringsmøte av utkoblinger som påvirker andre lands elspotkapasitet. RSCs rolle i denne koordineringen er å legge til rette for ukentlig avsjekk av planene som ligger inne i det eksisterende planverktøyet NOIS, og verifisering at disse planene er oppdaterte. Det ukentlige OPC-møtet har funnet sted hver uke siden juli 2018. Den nordiske koordineringen av årsplan inngår og i OPC-tjenesten.

- CCC 1a – Capacity Calculation Coordination: Sending av CNTC kapasiteter til NordPool

RSC har sendt kapasiteter på vegene de nordiske TSOene til NordPool siden 28. august 2018. Kapasitetene koordineres og sendes via Nordic Outage Information System (NOIS). Dette vil endres når CCC-tjenesten videreutvikles med flytbasert markedskobling, og når flere børser kan delta i kapasitetsfastsettelsen (Multiple NEMOs).

- D-2 CGM og CGMA – Two days ahead Common Grid Model og Common Grid Model Alignment

For å lage D-2 Individual Grid Model må ulike prognoser justeres nordisk for å få simulert antatt flyt inn og ut av budområder, da dette er dagen før markedsresultater er tilgjengelig. Alignment-prosessen har kjørt fra Statnetts side siden november 2018, og Statnett har produsert D-2 IGM siden da. Fokuset nordisk har hittil vært å få en stabil produksjon og innsending av data, og neste steg er kvalitetsheving. Kvaliteten på D-2-leveransen samt D-1 blir ivarettatt og fasillitert av RSC-initiativet "Quality Plus" med

CGM-ekspert Miloš Bunda som innleid prosjektleder. D-2 CGM er kritisk leveranse til kalkulering av flytbasert markedskobling.

- D-1 CGM – Day Ahead Common Grid Model

Statnett har levert D-1 IGM daglig siden november 2017, og oppnådd en meget stabil og god leveranse kvalitetsmessig i løpet av 2019. Videre kvalitetsarbeid skal prioriteres, da implementasjonen av datautveksling benytter en utdatert versjon av utvekslingsstandarden (CGM Exchange Standard) som ikke fullstendig reflekterer et fysiske nettet og Statnetts behov for innhold. D-1 CGM skal være grunnlaget for sikkerhetsanalysen CSA.

#### **Tjenester under utvikling:**

- D-2 CGM og D-1 CGM – Common Grid Model

For CGM-tjenesten skal RSC tilgjengeliggjøre CGM til TSOene. RSC planlegger med å gjøre dette i Q1 2020.

- CCC 3 – Capacity Calculation Coordination: Flowbased Market Coupling

Omfanget og kompleksiteten av denne tjenesten, har frembrakt underprosjektet NorCap. NorCap har i oppdrag å anskaffe et verktøy som utfører flytbasert kapasitetskalkulering basert på D-2 CGM. Verktøyet skal også kalkulere NTC-kapasiteter for day ahead (CCC 2), og utføre sikkerhetsanalyser på D-1 (CSA). Hovedleveransen er likevel kapasitetsfastsettelsen for day ahead, og verktøyet leveres til NRSC i tre delleveranser fra leverandøren GE Grid Solutions. Etter første delleveransen, vil NRSC starte intern parallellkjøring der resultatene av beregningen hele tiden overvåkes med hva som ble reell flyt. Antatt oppstart for Internal Parallell Run er august 2020. Etter delleveranse to (Major Release 2), vil NRSC igangsette ekstern parallellkjøring, som involverer alle eksterne aktører og publisering av relevant informasjon. External Parallell run skal vare i minst et år.

- 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 ruller ut parallelt med CCC 3 (over).

- CCC 1c – Capacity Calculation Coordination: Multiple NEMOs

Markedet skal tilrettelegge for åpenhet for flere aktører, deriblant flere kraftbørser. Nordisk NMA-prosjekt gjennomgår nå system-og integrasjonstesting, en end-to-end test mellom TSOene, NRSC og de nordiske NEMOer (EMCO «NordPool», EPEX og Nasdaq). Det gjenstår videre å integrere mot den europeiske MRC-plattformen, parallelt med flere andre aktiviteter. Det foreligger ikke pr nå en dato for forventet GO-live, da det er mange avhengigheter innenfor og utenfor de nordiske aktivitetene.

- 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. Denne sikkerhetskoordineringen skal utføres på D-1 nettmodell, og avbøtende tiltak skal koordineres der markedet ikke løser overskridelsen ved intradaghandel. I første omgang, frem til NorCap leverer siste del av sin tredelte leveranse, skal kun resultatene presenteres og undersøkes. Statnett har i løpet av

2019 utviklet semi-automatisk forsendelse av tilleggsdata til tjenesten, og RSC har utviklet en applikasjon for visning og aksept av RSCs resultater. Det er regnet med at testing av resultater og forbedring av inputdata, altså CSA tilleggsdata og D-1 IGM, pluss resultatvisningen vil fortsette med økt intensitet fra februar 2020.

- Year ahead (Y-1) CGM, Week ahead (W-1) CGM, Intraday (ID) CGM og Observed State CGM

Disse tidshorisontene har hittil vært lavere prioritert i det nordiske prosjektet, da fokus har vært på å få D-2 og D-1 CGM på tilfredsstillende kvalitet for å kunne brukes videre til CCC og CSA. Y-1 CGM entrer oppstartsfasen i Q2 2020, med å definere kvartalsscenarioer. W-1 CGM er ikke utviklet nordisk, men Statnett ser stor verdi i å utvikle denne for internt bruk og interne analyser, spesielt i forbindelse med ukeplanleggingen av driften. Statnett planlegger å utvikle W-1 i løpet av 2020. ID CGM, eller Intraday IGM er teknisk krevende å få til på dette stadiet i utviklingen. Dette gjelder og de andre nordiske TSOene. ID CGM skal videre benyttes til løpende CSA-analyser, som hver time skal kunne gi varsel om evt overskridelser av driftsgrenser i døgnets resterende timer. Observed State CGM har mange av de samme tekniske avhengighetene som Intraday.