

Statnett

Rapport fra Systemansvarlig

Om kraftsystemet i Norge 2017



Innhold

1	Innledning	4
2	Systemansvarskostnader	4
2.1	Sammendrag av systemansvarskostnader	4
2.2	Utviklingen i kostnader over tid (2008-2017)	6
2.3	Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene	8
3	Flaskehalskostnader og spesialregulering	15
3.1	Markedskostnader ⁴ ved flaskehals mellom elspotområder	15
3.2	Spesialregulering	18
3.3	Prognose for spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett.....	20
3.4	Produksjonstilpasning.....	21
4	Handelsgrenser	28
4.1	Redegjørelse for reduserte handelsgrenser	28
4.2	Nøkkeltall for handelsgrensene	29
4.3	Varighetskurver for handelsgrensene	30
5	Anmelding og planlegging av produksjon	34
5.1	Vesentlige hendelser med overtredelse om krav til å anmelde i balanse	34
6	Systemtjenester og effektreserver	34
6.1	Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver	34
6.1.1	Primærreserver(FCR)	34
6.1.2	Sekundærreserver (aFRR)	35
6.1.3	Tertiærreserver(RKOM)	35
6.1.4	Produksjonsflytting.....	36
6.1.5	Produksjonsglatting	36
6.1.6	Reaktiv effekt	37
6.1.7	Systemvern	37
6.1.8	Omfang og bruk av systemvern i Norge	38
6.2	Vurdering av frekvensutviklingen og tiltak for forbedring	41
6.2.1	Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år	41
6.2.2	Tiltak for å bedre frekvenskvaliteten	43
7	Koblingsbilder	45
7.1	Beskrivelse av endringer i faste koblingsbilder etter fos § 16	45
8	Samordning av driftsstanser	46
8.1	Oppdatert status i arbeidet med samordning av driftsstanser	46
8.2	Statistikk over planlagte driftsstanser	47
9	Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet.....	51

9.1	Liste over vedtak fattet etter fos § 14	51
10	Anleggsdata og overføringsgrenser	56
10.1	Status for arbeid med innsamling av anleggsdata via Fosweb	56
11	Internasjonal koordinering	58
11.1	Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret	58
11.2	Status for de nordiske investeringsplanene	59
11.2.1	Mellomlandsforbindelser ut av Norden	59
11.2.2	Mellomlandsforbindelser internt i Norden	61
11.3	Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC	61
12	Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser	64
12.1	Driftsspenninger i sentralnettet	64
12.2	Oversikt over områder med redusert driftssikkerhet	66
12.3	Områder hvor ombygging har bedret driftssikkerheten	68
12.4	Oversikt over større separatområder	69
12.5	Større nasjonale driftsforstyrrelser	71
12.6	Tvangsmessig utkobling av forbruk	71
12.7	Driftsforstyrrelser og tilgjengelighet på utenlandskablene	71
12.8	Oversikt over roterende masse	72
13	Endringer i praktisering av systemansvaret	74
13.1	Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2017	74
14	Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova	75
14.1	Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak	75
14.2	Oversikt over antall systemkritiske vedtak	76
15	Fordypningsemne	77
15.1	Oversikt over RKOM og RK	77
15.2	Beskrivelse av reservemarkedene	77
15.3	Reserver og frekvensstabilitet	78
15.4	Reserveoversikt i Norden	80
15.5	Avregning av balansetjenester	81
15.5.1	Avregning av balansereserver og balanseenergi	81
15.5.2	Utteksling av balansetjenester med utlandet	82

1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet på bakgrunn av *Vedtak om rapport fra Statnett SF som systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2017*.

2 Systemansvarskostnader

2.1 Sammendrag av systemansvarskostnader

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Primærreserver (FCR), herav	68	117	201	199	98	135	104	104	85	87
• <i>Grunnleveranse</i>	9	22	25	25	24	30	21	21	21	21
• <i>Marked</i>	66	98	190	200	84	147	103	130	97	105
• <i>Salg</i>	-7	-2	-14	-26	-10	-42	-20	-48	-33	-39
Sekundærreserver (aFRR)					12	62	20	29	7	13
Tertiærreserver (mFRR)	34	50	79	31	65	87	34	46	75	66
Spesialregulering	117	153	145	173	124	104	275	173	146	110
Systemvern	11	4	6	4	9	13	9	13	11	15
Produksjonsflytting	10	5	19	10	9	9	5	4	7	7
Produksjonsglatting								6	10	9
Energiopsjoner	24	9	19	48	35	30	28	20	5	-
Reaktiv effekt	5	13	17	7	3	6	6	4	6	6
Omberamming av planlagte driftstanser	1	1	0	1	1	2	1	1	1	2
Netto kjøp av balanse- og effektkraft	-3	0	-4	5	22	19	32	20	15	10
Sum	267	351	482	478	378	467	514	420	368	325

Tabell 1: Systemdrifts-kostnader og inntekter 2008-2017 (MNOK).

Marked FCR-N	74
Marked FCR-D	0
Marked Aktiviseringskostnad	12
Marked SK1-4	19
Salg FCR-N	-19
Salg FCR-D	-2
Salg SK1-4	-18
RKOM-sesong	5
RKOM-uke	61

Tabell 2: Spesifisering av primær- og tertiærreserver for 2017(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 flaskehalser 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 balanseoppgjøret aktørene imellom.

Systemvern

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

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

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

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

Systemansvarlig betaler produsenter en årlig godtgjørelse for å ha PFK installert, i tillegg til en ekstra godtgjørelse ved frakobling av aggregater. Forbruk tilkoblet regional- eller sentralnettet, som er

omfattet av BFK, får kompensasjon for de reelle kostnadene ved en frakopling. Kostnader ved utkobling av sluttbrukere tilknyttet distribusjonsnett dekkes gjennom KILE-ordningen.

Produksjonsflytting

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

Produksjonsglatting

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

Energiopsjoner

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

Reaktiv effekt

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

Netto kjøp av balanse- og effektkraft

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

Omberamning av planlagte driftsstanser

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

2.2 Utviklingen i kostnader over tid (2008-2017)

De totale systemdriftskostnadene hadde en stigende tendens frem til 2010, mens kostnadsnivået fra 2010 til 2014 var forholdsvis stabilt. I 2015-2017 har det vært en nedgang, og man må tilbake til 2008 for å finne lavere total kostnad enn i 2017. Nedgangen i 2017 fra de foregående år skyldes i hovedsak reduserte spesialreguleringskostnader.

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 driftsstanser 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 2016/2017 var forholdsvis mild, mens forvinteren 2017/2018 var forholdsvis kald. I sum kom året 2017 ut omtrent som budsjettet. Det er forventet at kostnaden til sikring av tertiærreserver vil bli vesentlig høyere de kommende årene med økt eksportkapasitet. Det ble gjort flere endringer før sesongen 2014/2015 som reduserte kostnadene. Reservebehovet ble redusert fra 2000 MW til 1700 MW, og RKOM ble delt i to produkter (med og uten begrensinger i varighet og hviletid).

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 ikke burde produsert. Det kan også bli høye priser i perioder hvor tilsiget er høyt og magasinverkene produserer opp mot maksimal effekt. Dette er fordi leveranse av primærreserver krever ledig effekt på aggregatet.

Nasjonale krav til primærreserver fastsettes i den nordiske systemdriftsavtalen. Ved introduksjonen av markedet for primærreserver i januar 2008 ble kravet til generell statikk på aggregater i Norge endret fra 6 % til 12 %. For Statnetts del har dette medført at et større kvantum må anskaffes gjennom markedsordningene. I tillegg kommer faktorer som økt importkapasitet og større innslag av ikke-regulerbar produksjon, som kan medføre at enkelte magasinverk ikke produserer. Om økt utvekslingskapasitet øker kostnadene, avhenger av den hydrologiske situasjonen i sommermånedene. I en eksportsituasjon kan den økte utvekslingskapasiteten tvert om redusere kostnadene. Sommeren 2017 var produksjonen fra magasinverk høy, som den har vært hver sommer siden 2011. Kostnadene i 2017 ble omtrent på nivå med foregående år, og omtrent halvparten av toppårene 2010 og 2011. En endring som ble gjort før sommeren 2016, som isolert sett kunne økt kostnadene, var at det generelle kravet til statikkinnstilling forble på 12 % gjennom sommeren. Dette prinsippet ble videreført også i 2017.

Spesialreguleringskostnadene var forholdsvis lave i 2017. Spesialreguleringskostnaden henger tett sammen med energisituasjonen, hvor spesielt tørre og våte perioder medfører behov for stor overføring i nettet og dermed regionale flaskehalser. Størstedelen av kostnadene kommer av feil, planlagte driftsstanser eller spesielle hydrologiske situasjoner innenfor et kort tidsrom. Sommeren 2014 hadde en slik periode med driftsstanser, pga. Ørskog-Sogndal prosjektet, kombinert med sterk snøsmelting og uvanlig høye temperaturer. Siden 2014 har det ikke vært noen slike ekstreme perioder. Dagens elspotinndeling er også robust med tanke på å håndtere mange ulike situasjoner i planfasen, med mindre bruk av spesialregulering. Planlagte driftsstanser hvor flyten kan begrenses ved å redusere handelskapasitetene vil kunne gi langt lavere spesialreguleringskostnader enn andre driftsstanser som ikke har denne muligheten. Redusert kapasitet ut fra et område reduserer også flyten innenlands og avlaster dermed også flaskehalser som normalt håndteres med spesialregulering. En medvirkende årsak til lave spesialreguleringskostnader i 2017, er at det har vært lange perioder med redusert handelskapasitet ut fra både Sør-Norge og Nord-Norge. I Sør-Norge ble

eksportkapasiteten redusert i sommerhalvåret fordi 420 kV-kabelen Sylling-Tegneby ble skiftet ut. Kapasiteten ut fra Nord-Norge ble redusert i en lenger periode pga. spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV i nettet mellom Nord-Norge og Midt-Norge.

Antall systemvern har økt siste årene, og mange nye systemvern er i ferd med å bli satt i drift. Dette vil medføre en økning i kostnadene til systemvern fremover, både for installasjon og drift. 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.

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 2017 blir det fremdeles anskaffet et begrenset volum i et forholdsvis lavt antall timer. Det ble også lagt inn en innkjøpspause i sommermånedene. Forventningene er at antall timer med sekundærreserver, og dermed også kostnadene, øker i 2018 og fremover.

Øvrige systemdriftskostnader har variert noe fra år til år, uten at det er en fast trend.

- Antall produksjonsflyttinger av produsentenes produksjonsplaner økt merkbart siste årene, mens enhetskostnaden er avhengig av prisen i energimarkedene. Prisen i energimarkedene har vært lave siste årene, så kostnaden reflekterer ikke at omfanget har økt. Fra 2015 ble det innført en ordning med produksjonsglatting som dekker noe av det samme behovet i planfasen.
- I 2017 er det ikke gjort anskaffelser av energiopsjoner.

Statnett bruker interne ressurser på utvikling av markedsløsningene og kjøp av de ulike systemtjenestene i Statnetts markedsordninger. Disse kostnadene fremkommer ikke i Tabell 1. Omfanget av markedsordninger har økt, og økt utnyttelse av nettet har gitt en mer kompleks systemdrift. Dette har medført at den totale ressursbruken i Statnett knyttet til systemansvaret er større enn tidligere. Utvikling av markedsløsninger har gitt vesentlig ressursbruk knyttet til utvikling av IT-systemer. På Landssentralen har bemanningen økt hele døgnet siste fire årene, delvis begrunnet i dette.

2.3 Flaskehalsinntekter og overføringstap på utenlandsforbindelsene

Handelsinntekter på alle forbindelser

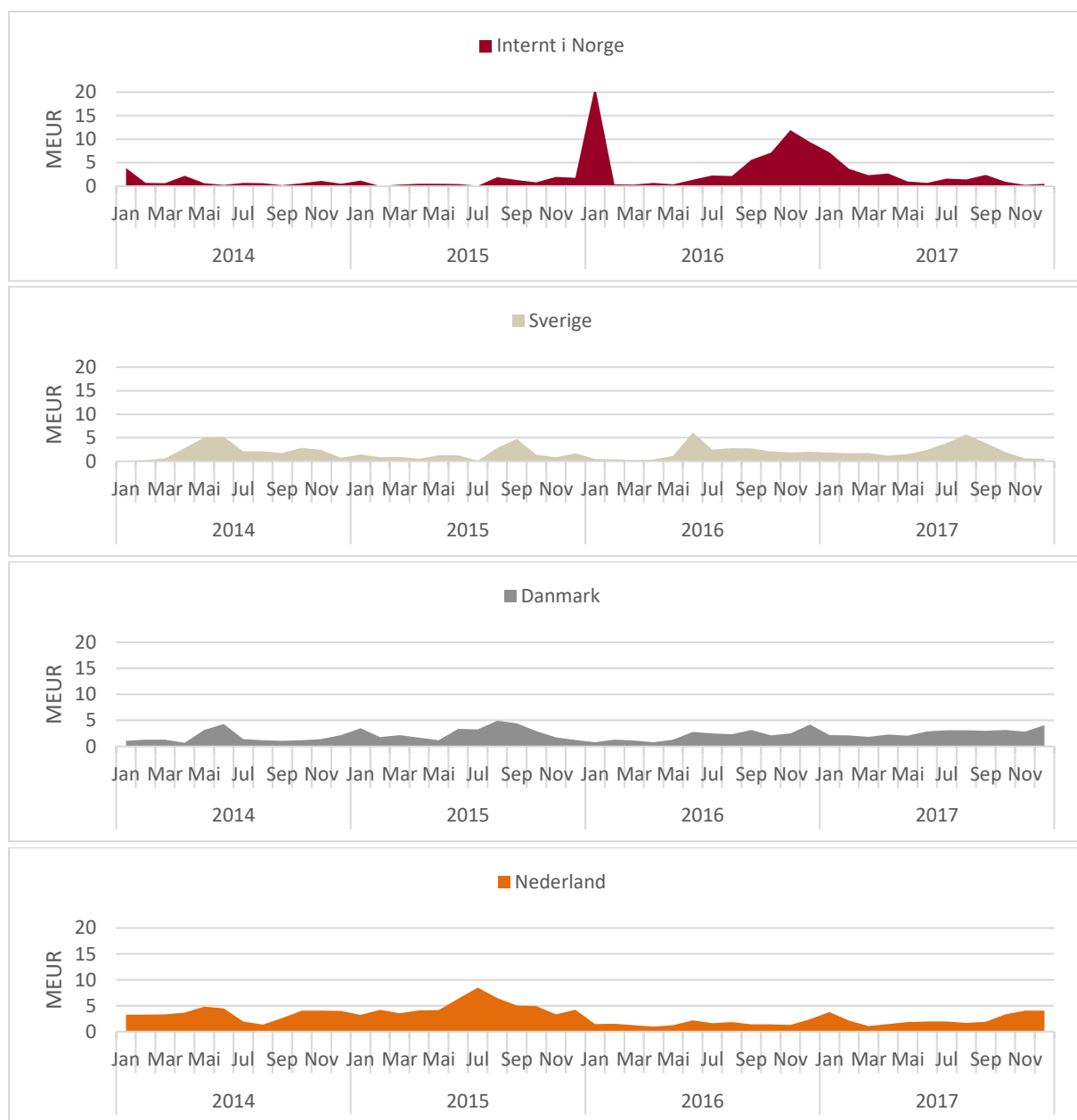
Tabell 3 viser Norges andel av handelsinntektene internt og mot andre land på månedsbasis. I dag får Norge 50 % av handelsinntektene på alle grenseforbindelser, og 100 % av handelsinntektene på forbindelsene internt i Norge. Norges andel passerte i 2015 for første gang en milliard kroner, og dette ble fulgt opp i 2016 og 2017 med henholdsvis 1170 MNOK og 1030 NOK. Den største andelen av handelsinntektene i 2017 ble generert som følge av krafthandel med utlandet. Både mot Sverige og Danmark var handelsinntektene på et høyere nivå enn de senere årene, og nivået mot Nederland er tilbake på et nivå nærmere gjennomsnittet etter at 2016 genererte særdeles lave handelsinntekter. Også internt i Norge er nivået nærmere normalen etter rekordåret 2016 da det ble generert eksepsjonelt høye handelsinntekter som følge av høyt forbruk på Østlandet på vinteren.

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

Figur 1 viser Norges andel av handelsinntektene 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

Tabell 3: Norges andel av handelsinntektene mot utlandet og mellom budområdene i Norge [MEUR].



Figur 1: Norges andel av handelsinntektene [MEUR].

Flaskehalsinntekter og kostnader for overføringstap på likestrømsforbindelsene til utlandet

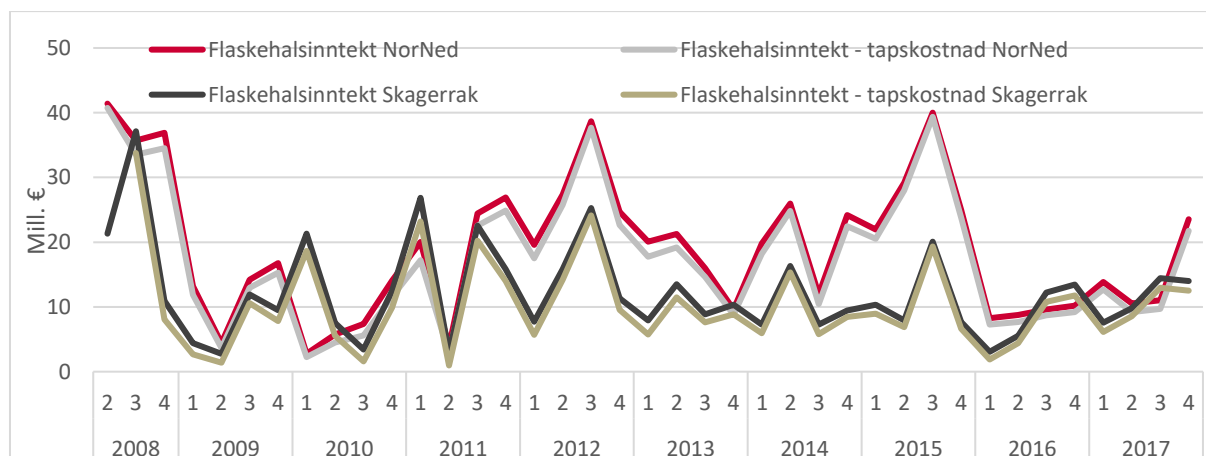
Figur 2 viser de totale flaskehalsinntektene generert på likestrømsforbindelsene, NorNed- og Skagerrak-kablene, på kvartalsbasis, med tilhørende kostnader i forbindelse med overføringstap.

Verdiene rapportert under er totale flaskehalsinntekter på forbindelsene, og ikke Norges andel. Flaskehalsinntektene for begge kablene deles nå likt mellom de to relevante TSOene.

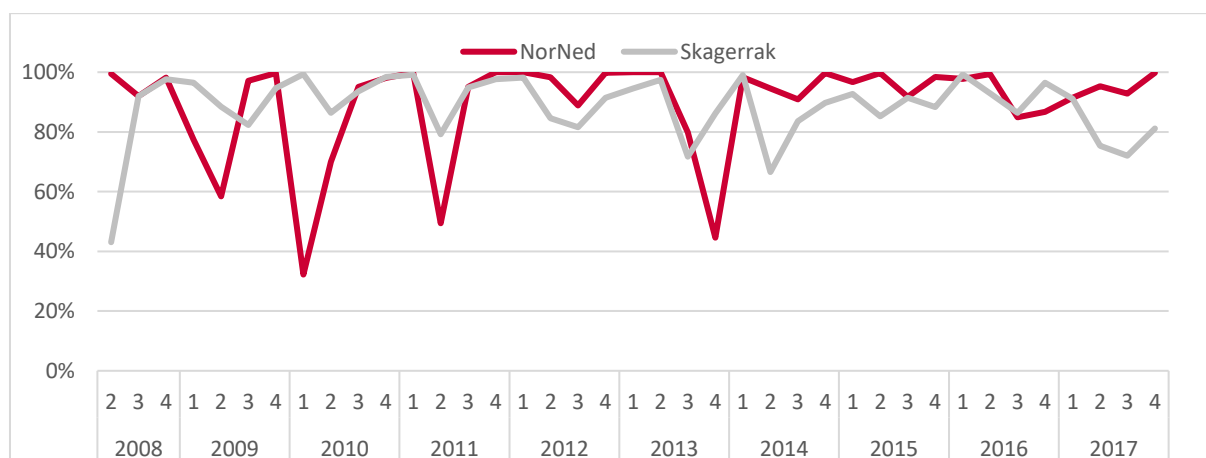
På NorNed var det eksplisitt auksjon frem til januar 2011. Flaskehalsinntekten som er rapportert er beregnet ut fra planlagt flyt på kabelen og prisforskjell i de to spotmarkedene. Statnetts faktiske inntekt fra den eksplisitte auksjonen har i snitt vært noe lavere. Det betyr at Statnett har mottatt noe under 50 % av de oppgitte flaskehalsinntektene i denne perioden. Januar 2011 gikk man over til implisitt auksjon på NorNed.

Inntekten generert over kablene varierer mye fra kvartal til kvartal. Dette skyldes prisforskjeller, samt varierende kraftoverføring over forbindelsene. Prisene i Norge avhenger av hydrologien og vannmagasinbeholdningen, mens prisene på kontinentet har en viss korrelasjon mot brenselprisene på kull og gass. Figur 3 viser den varierende tilgjengelighet på kablene. Feil og revisjoner er de viktigste årsakene til redusert kapasitet.

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



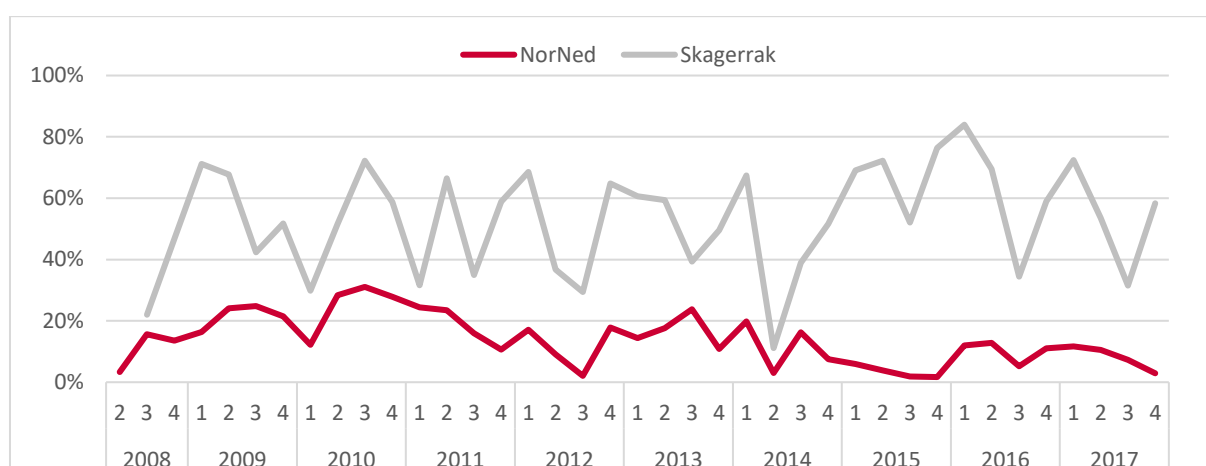
Figur 2: Flaskehalsinntekter og tap på NorNed og Skagerrak.



Figur 3: Tilgjengelig kapasitet på NorNed og Skagerrak.

Figur 4 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 2017 overgår tapskostanden flaskehalsinntekten i 54% av timene på Skagerrak og 8% 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 ikke vil være kraftoverføring over kabelen i de timene hvor tapskostnaden tilknyttet overføringen overgår nytten generert av handelen. Unntaket er timer med ramping, når kraftflyten over forbindelsen snur retning.

Tabell 4 og tabell 5 viser de totale handelsinntektene generert på likestrømsforbindelsene på kvartalsbasis, med tilhørende kostnader i forbindelse med overføringstap. Verdiene rapportert under er totale handelsinntekter på forbindelsene, og ikke Norges andel. Handelsinntektene for begge kablene deles nå likt mellom de to relevante TSO-ene.



Figur 4: Andel timer der tapskostnaden overstiger flaskehalsinntekten.

NorNed	Handelsinntekter (mill. €)	Tapskostnad (mill. €)	Tap som andel av handelsinntektene (%)	Differanse (mill. €)
2009	48.6	4.8	10 %	43.7
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
2010	29.9	6.0	20 %	23.9
1. kvartal	2.8	0.5	19 %	2.2
2. kvartal	5.7	1.2	21 %	4.5
3. kvartal	7.4	1.8	25 %	5.6
4. kvartal	14.0	2.4	17 %	11.6
2011	75.3	7.9	10 %	67.5
1. kvartal	20.0	2.8	14 %	17.2
2. kvartal	4.0	1.2	29 %	2.8
3. kvartal	24.4	1.9	8 %	22.5
4. kvartal	26.9	2.0	7 %	24.9
2012	110.3	6.7	6 %	103.6
1. kvartal	19.6	2.1	11 %	17.5
2. kvartal	27.3	1.6	6 %	25.8
3. kvartal	38.7	1.0	3 %	37.7
4. kvartal	24.7	2.1	8 %	22.6
2013	67.1	6.5	10 %	60.6
1. kvartal	20.1	2.3	12 %	17.8
2. kvartal	21.3	2.1	10 %	19.2
3. kvartal	16.2	1.3	8 %	14.9
4. kvartal	9.6	0.8	8 %	8.8
2014	81.8	5.9	7 %	75.9
1. kvartal	19.8	1.6	8 %	18.2
2. kvartal	26.0	1.1	4 %	24.8
3. kvartal	11.9	1.5	13 %	10.4
4. kvartal	24.2	1.7	7 %	22.5
2015	116.5	4.5	4%	112.0
1. kvartal	22.0	1.5	7%	20.5
2. kvartal	29.2	1.2	4%	28.0
3. kvartal	40.0	0.6	2%	39.4
4. kvartal	25.4	1.2	5%	24.2
2016	36.6	4.0	11%	32.6
1. kvartal	8.2	1.0	12%	7.2
2. kvartal	8.7	1.1	12%	7.7
3. kvartal	9.6	0.9	9%	8.7
4. kvartal	10.0	1.0	10%	9.0
2017	58.9	5.6	9%	53.4
1. kvartal	13.9	1.1	8%	12.7
2. kvartal	10.5	1.3	13%	9.2
3. kvartal	11.0	1.3	12%	9.7
4. kvartal	23.5	1.8	8%	21.8

Tabell 4: Flaskehalsinntekter og overføringstap på NorNed [MEUR].

Skagerrak	Handelsinntekter (mill. €)	Tapskostnad (mill. €)	Tap som andel av handelsinntektene (%)	Differanse (mill. €)
2009	28.6	6.1	21 %	22.5
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
2010	44.7	9.0	20 %	35.6
1. kvartal	21.3	2.6	12 %	18.7
2. kvartal	7.5	2.0	26 %	5.5
3. kvartal	3.4	1.8	54 %	1.6
4. kvartal	12.5	2.6	21 %	9.9
2011	68.1	9.7	14 %	58.4
1. kvartal	26.8	3.6	14 %	23.2
2. kvartal	2.9	2.0	67 %	1.0
3. kvartal	22.5	2.3	10 %	20.2
4. kvartal	15.8	1.8	11 %	14.0
2012	60.1	6.5	11 %	53.6
1. kvartal	7.7	2.0	26 %	5.7
2. kvartal	15.8	1.6	10 %	14.2
3. kvartal	25.3	1.1	4 %	24.2
4. kvartal	11.3	1.8	16 %	9.6
2013	40.6	6.9	17 %	33.8
1. kvartal	8.0	2.1	27 %	5.8
2. kvartal	13.5	2.0	15 %	11.5
3. kvartal	8.9	1.3	14 %	7.6
4. kvartal	10.3	1.4	14 %	8.9
2014	40.4	4.9	12%	35.5
1. kvartal	7.3	1.4	19 %	5.9
2. kvartal	16.3	1.0	6 %	15.3
3. kvartal	7.3	1.1	15 %	6.2
4. kvartal	9.4	1.0	11%	8.4
2015	46.0	4.2	9%	41.8
1. kvartal	10.3	1.4	13%	9.0
2. kvartal	7.9	1.0	13%	6.9
3. kvartal	20.1	0.7	4	19.3
4. kvartal	7.7	1.1	14%	6.6
2016	34.3	5.5	16	28.8
1. kvartal	3.1	1.2	39%	1.9
2. kvartal	5.6	1.2	21%	4.4
3. kvartal	12.2	1.4	12	10.8
4. kvartal	13.4	1.7	12%	11.8
2017	45.8	5.7	12%	40.1
1. kvartal	7.6	1.4	19%	6.1
2. kvartal	9.8	1.3	13%	8.5
3. kvartal	14.5	1.5	10%	12.9
4. kvartal	14.0	1.5	11%	12.5

Tabell 5: Flaskehalsinntekter og overføringstap på Skagerrak [MEUR].

3 Flaskehalskostnader og spesialregulering

3.1 Markedskostnader⁴ ved flaskehals mellom elspotområder

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

Figur 5 til figur 15 viser antall timer med flaskehals på hver elspotkorridor (import og eksport) ved kapasitetsreduksjon grunnet feil og driftsstans.

Korridor	Årsak	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
NO1 – SE3	Driftsstans	9	0	73	112	126	251	303	97	96	192
	Feil/utfall	1159	117	0	0	0	4	0	12	164	34
NO3 – SE2 ¹	Driftsstans			14	3	3	10	1	10	9	9
	Feil/utfall			0	2	0	0	0	0	0	0
NO4 – SE1 ²	Driftsstans	55	116	14	11	13	11	5	40	133	118
	Feil/utfall	10	0	0	0	0	0	0	2	0	3
NO4 – SE2	Driftsstans					4	4	2	15	65	70
	Feil/utfall					0	0	0	1	0	1
NO2 – DK1	Driftsstans	25	19	20	16	95	96	90	170	55	133
	Feil/utfall	474	1	3	5	0	0	0	7	0	20
NO2 – NL	Driftsstans	29	24	8	12	47	55	34	71	40	61
	Feil/utfall	16	61	168	38	1	147	3	0	4	4
NO1 – NO2 ³	Driftsstans			1	0	10	6	3	2	6	13
	Feil/utfall			0	0	8	9	5	4	41	27
NO1 – NO5 ³	Driftsstans			1	6	1	0	4	6	3	7
	Feil/utfall			0	0	0	0	0	4	87	14
NO2 – NO5 ³	Driftsstans			0	17	4	0	0	0	1	0
	Feil/utfall			0	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3	Driftsstans			9	2	9	6	3	28	165	152
	Feil/utfall			0	0	0	0	0	1	0	2
NO5-NO3	Driftsstans										12
	Feil/utfall										0
Sum		1777	338	311	224	321	599	453	470	869	872

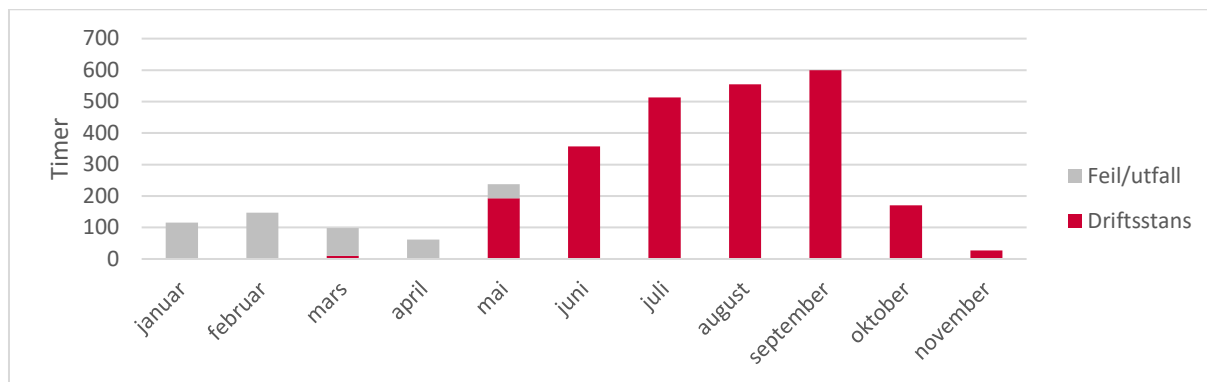
Tabell 6: Markedskostnader⁴ (MNOK) ved bortfall av overføringskapasitet.

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

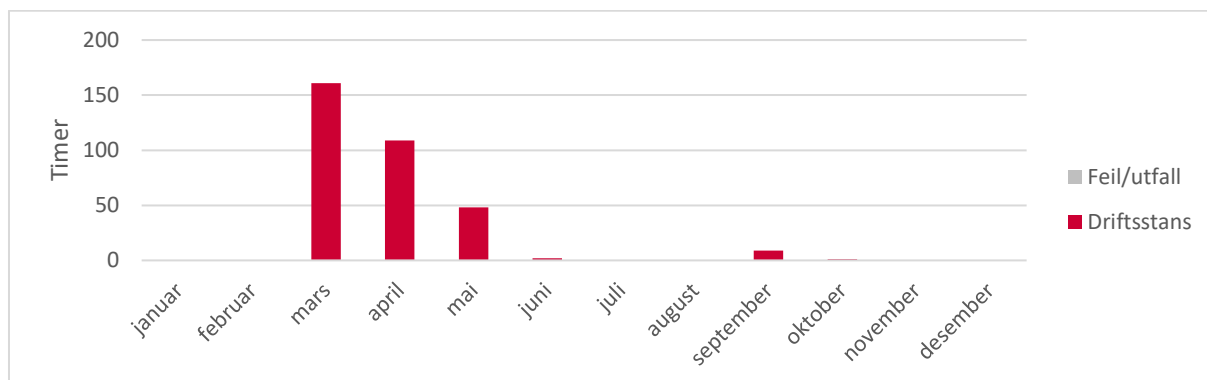
² Flaskehalser NO4 – SE2 ligger inne i NO4 – SE1 t.o.m. 2011.

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

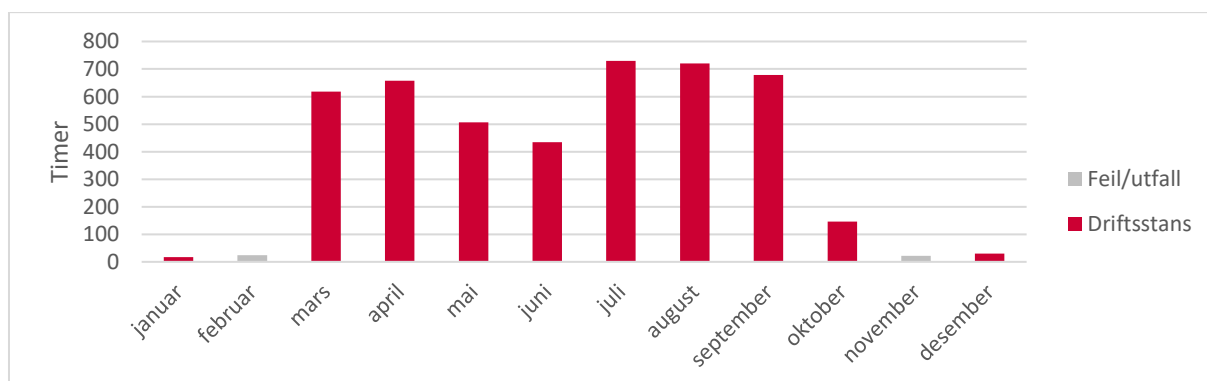
⁴ Markedskostnader beregnes som: kapasitetsreduksjon*prisforskjell (mellom områdene).



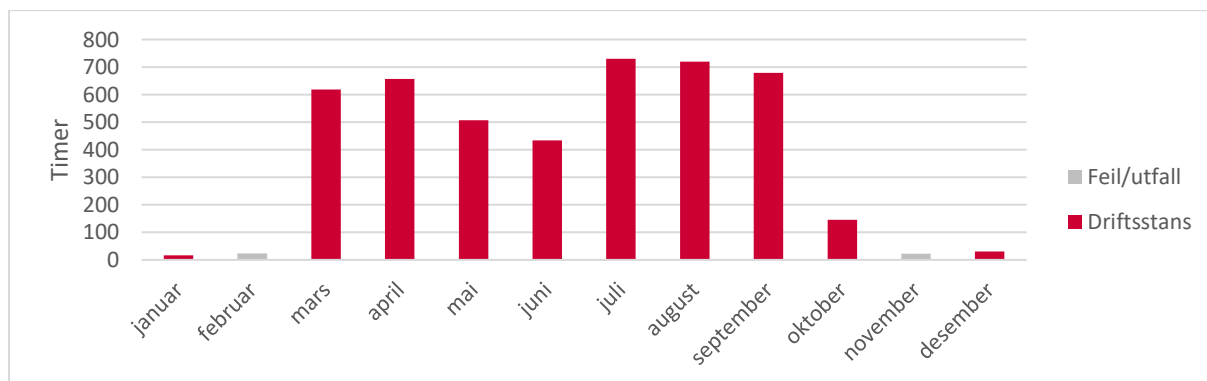
Figur 5: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO1 og SE3.



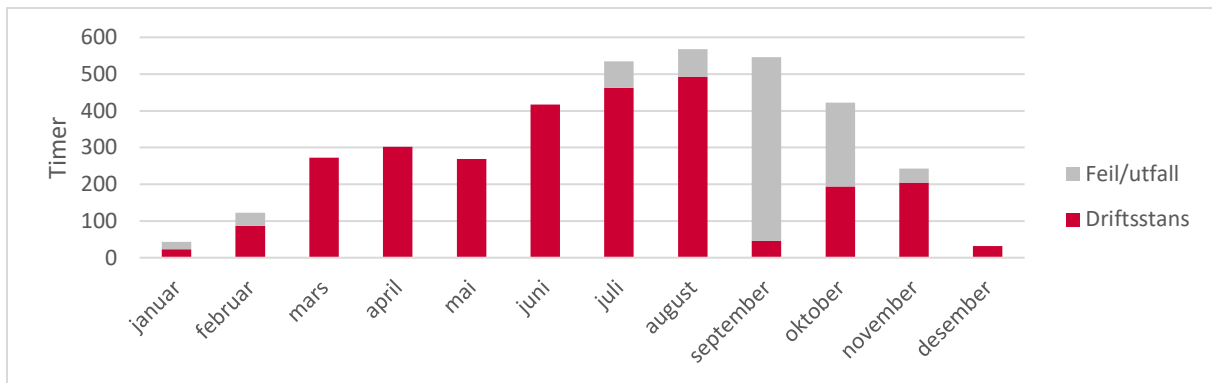
Figur 6: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO3-SE2.



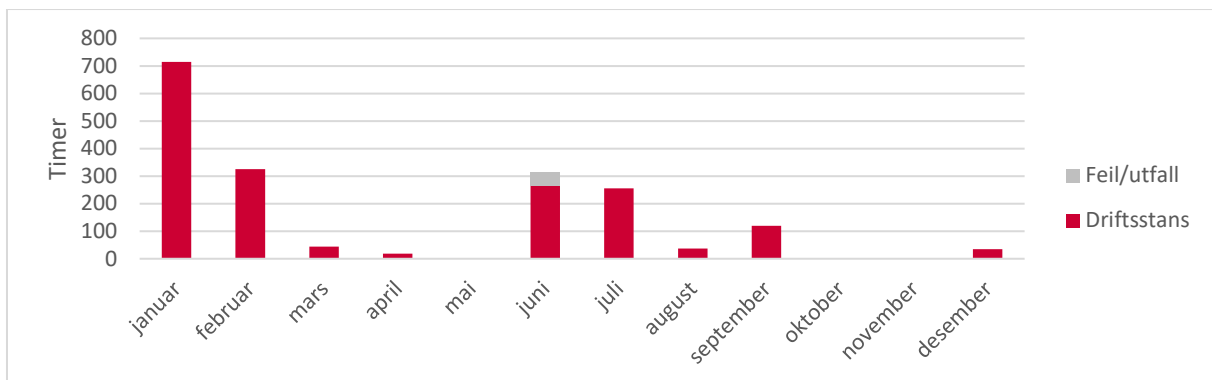
Figur 7: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE2.



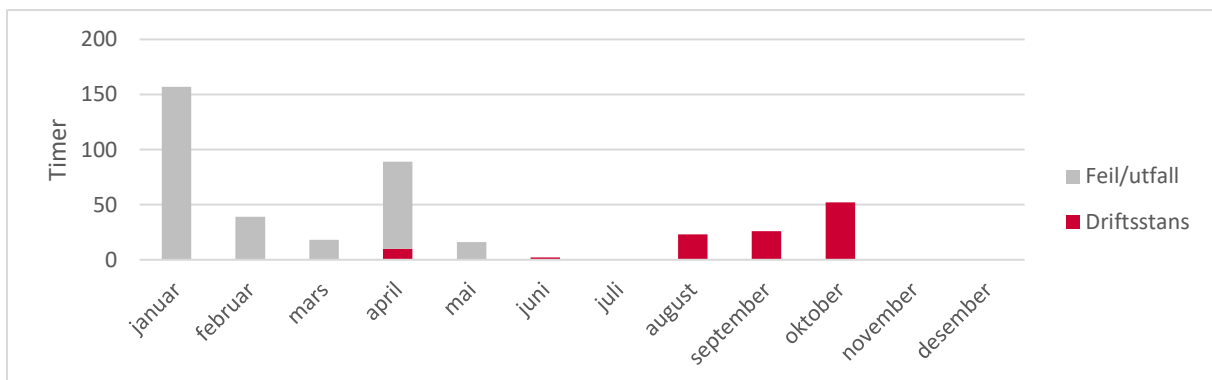
Figur 8: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-SE1.



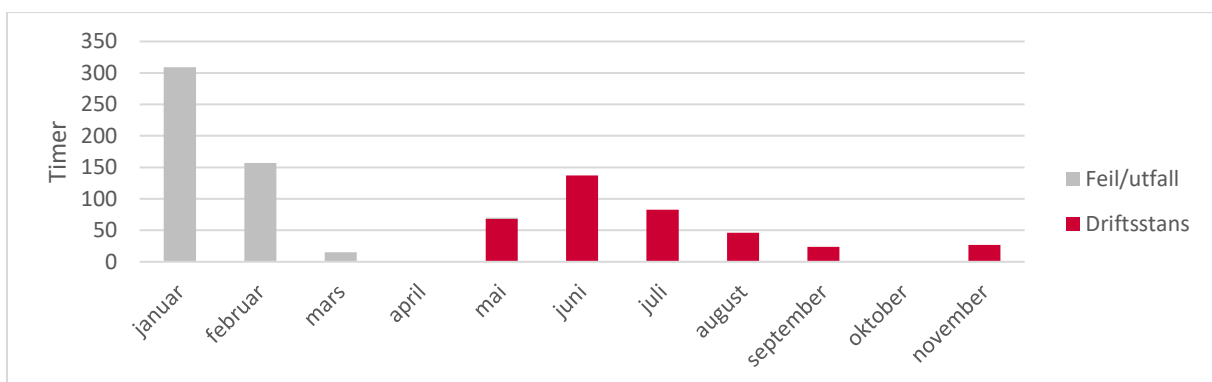
Figur 9: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-DK1.



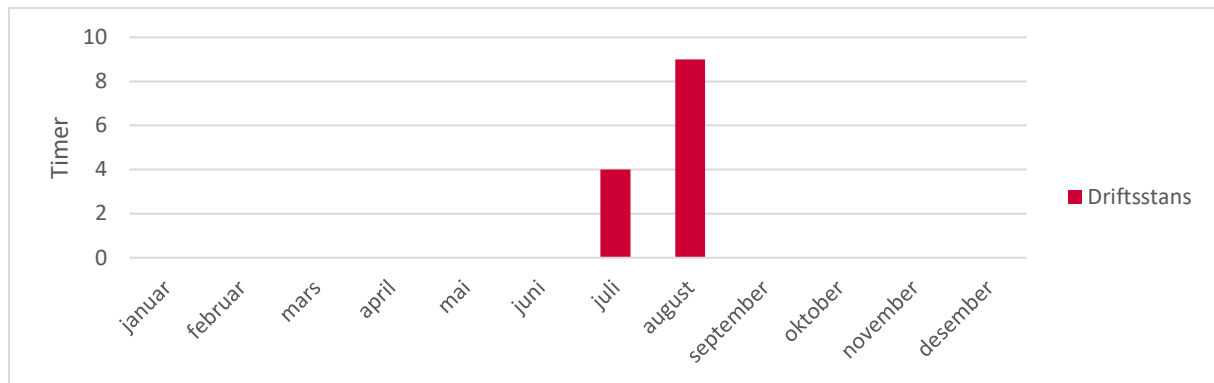
Figur 10: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NL.



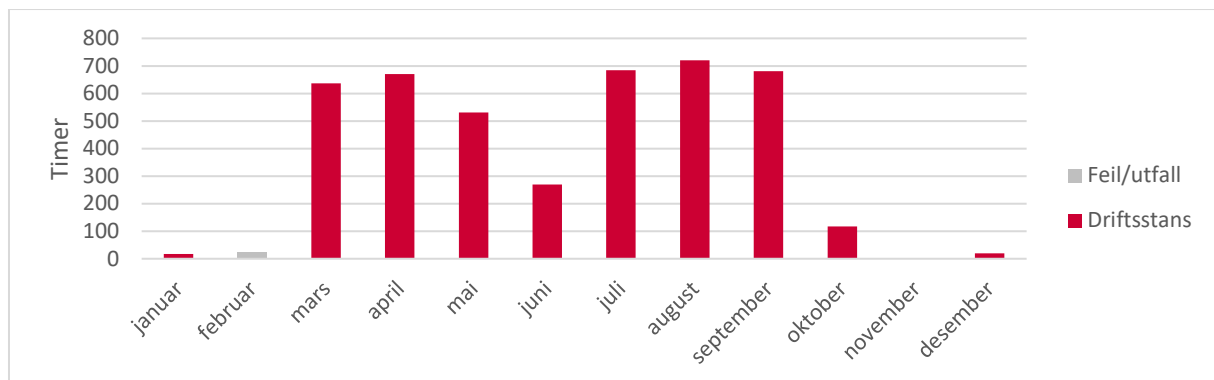
Figur 11: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO2-NO1.



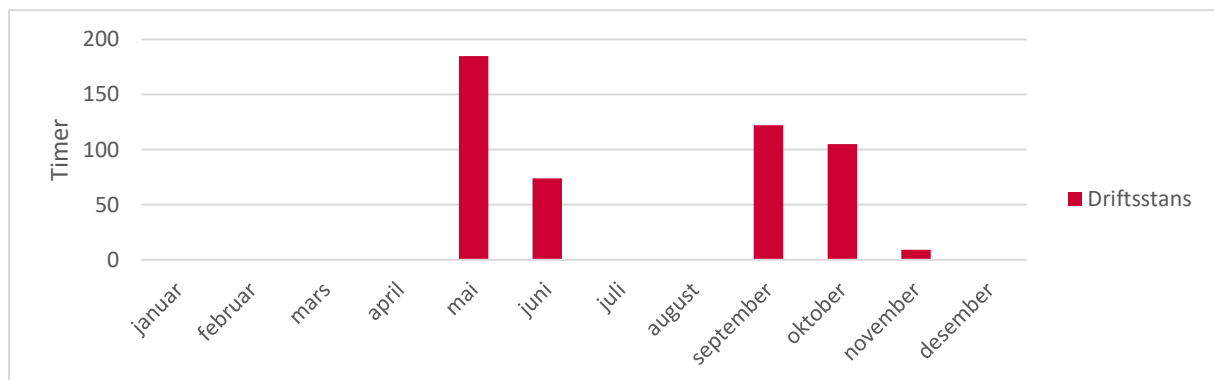
Figur 12: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO1.



Figur 13: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO2.



Figur 14: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO4-NO3.



Figur 15: Antall timer flaskehals (eksport og import) mellom NO5-NO3.

3.2 Spesialregulering

Spesialreguleringer er delt inn i følgende hovedtyper:

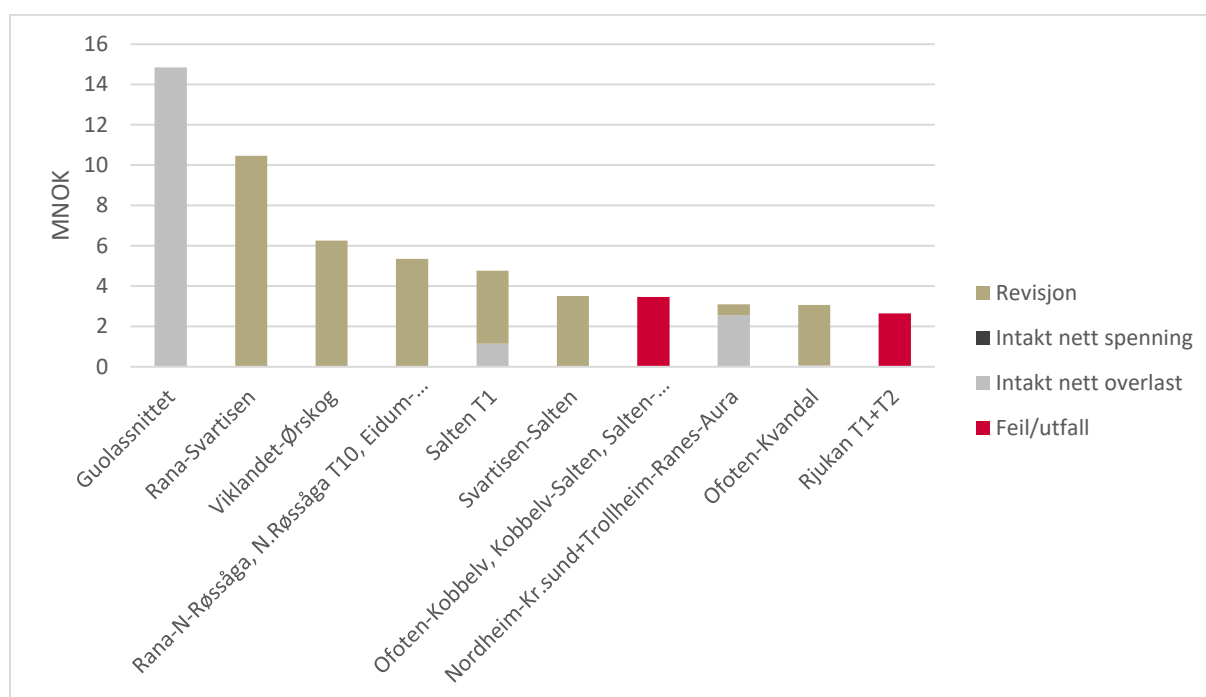
- Intakt nett overlast: Reguleringer for å unngå overlast eller overskride N-1 ved intakt nett.
- Intakt nett spenning: Reguleringer for å ha tilfredsstillende spenning ved intakt nett.
- Revisjoner: Reguleringer ved planlagte driftsstanser.
- Feil/utfall: Reguleringer etter feil/utfall i nettet.
- Annet: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

Beskrivelse av de viktigste/største spesialreguleringene, se figur 16.

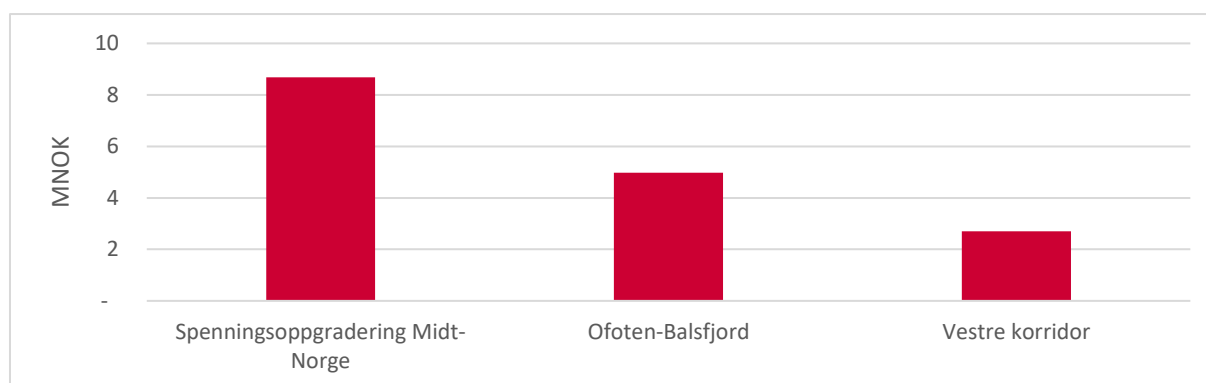
- *Guolassnittet*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon nord for Guolas. Det var spesielt behov for nedregulering i juli og august.
- *Rana-Svartisen*: Planlagt driftsstans i juni og juli. Gav flaskehals både nord og sør for driftsstansen med behov for nedregulering.
- *Viklandet-Ørskog*: Planlagt driftsstans i mai og juni. Høy produksjon i området mellom Sogndal og Viklandet skapte en flaskehals i sentralnettet sør for Sogndal.

- *Rana-N.Røssåga, N.Røssåga T10*: Planlagt driftsstans i mars og april. Høy produksjon i Salten-området gav en flaskehals nordover fra Kobbelv med behov for nedregulering.
- *Salten T1*: Planlagt driftsstans i oktober. Høy produksjon i Salten-området gav flaskehals i 132kV-nettet med behov for nedregulering.
- *Svartisen-Salten*: Planlagt driftsstans fra juli til september. Gav flaskehals både nord og sør for driftsstansen med behov for nedregulering.
- *Ofoten-Kobbelv, Kobbelv-Salten*: Under ekstremværet Ylva var det utfall av flere linjer mellom Rana og Ofoten med behov for regulering, eller utfall av produksjon
- *Nordheim-Kr.sund+Trollheim-Ranes*: Flaskehals ved intakt nett i regionalnettet på Nordmøre. Oppstår i perioder med stor samtidig kraftproduksjon på Trollheim og Smøla.
- *Ofoten-Kvandal*: Planlagt driftsstans i august og september. Gav flaskehals ut av nettet fra Troms og Finnmark med behov for nedregulering.
- *Rjukan T1+T2*: Utfall av begge transformatorene(420/132kV) i Rjukan 5 dager i oktober. Grunnet høy produksjon i 132kV nettet i området var det behov for nedregulering.

Figur 17 viser samlede kostnader som kan knyttes til de dyreste utbyggingsprosjektene i 2017.



Figur 16: De 10 dyreste spesialreguleringsårsakene.



Figur 17: Spesialreguleringskostnader knyttet til utbyggingsprosjekter.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Intakt nett, overlast	50	50	75	44	44	38	84	45	58	29
Intakt nett, spenning	6	8	28	-	2	1	4	2	0	3
Revisjoner	38	75	32	57	54	43	159	88	70	64
Feil/utfall	19	18	5	46	19	20	20	29	8	10
Annet	4	4	2	1	2	2	3	9	9	4
Totalt	117	154	143	147	121	104	270	173	145	110

Tabell 7: Spesialreguleringskostnader(MNOK) fordelt på hovedtypene.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Regulert opp	377	399	542	381	242	366	804	528	274	125
Regulert ned	566	791	318	638	791	475	1 159	1 000	1 138	762
Totalt	943	1 190	860	1 019	1 033	841	1 963	1 528	1 412	887

Tabell 8: Mengde(GWh) spesialregulering.

3.3 Prognose for spesialregulering for oppgradering og bygging av regional- og sentralnett

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

- Hydrologiske forhold.
- Prisnivå i spotmarkedet.
- Været.
- Feil i nettet eller på produksjonseenheter.
- 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.

3.4 Produksjonstilpasning

Tabell 11 viser gir en oversikt over produksjonstilpasninger i 2017. 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	Berørt område	Berørte stasjonsgrupper	Omfang[MWh]
03.01-10.02	Lio T1	Markedsmakt	Tokke	Tokke	36 537
17.01-18.01	Kvilldal 420 A	Markedsmakt	Suldal	Ulla Førre	1 050
07.02	Tjodan-Lyse	Separatområde	Forsand	Tjodan	473
13.02-05.04	Harpefos T1	Markedsmakt	Gudbrandsdalen	Harpefossen	85 890
23.02	Maurange T3	Markedsmakt	Kvinnherad	Følgefonn	155
02.03	Høgeli-Mjavatn-2	Markedsmakt	Åmli	Agder-Syd	286
09.03-10.03	Jostedal-Leirdøla	Separatområde	Luster	Jostedal	8 487
09.03	Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Gudbrandsdalen	Nedre Vinstra	332
13.03-17.03	Forsand-Jøssang-Dalen	Markedsmakt	Jørpeland	Jøssang	3 714
13.03-29.03	Nedre Røssåga-Rana, Nedre Røssåga T10	Markedsmakt	Hemnes	Røssåga	87 862
15.03	Mauranger RT1 og T3	Markedsmakt	Kvinnherad	Følgefonn	347
20.03-03.04	Siso-Lakshola	Separatområde	Sørfold	Siso	10 447
20.03-24.03	Jostedal-Leirdøla	Separatområde	Luster	Jostedal	28 533
21.03	Voss T3	Markedsmakt	Voss	BKK	320
27.03-29.03	Gausbu T1	Markedsmakt	Tokke	Skafså	435
27.03-07.04	Kolsvik-Namskogan	Markedsmakt	Bindal	Kolsvik	12 722
27.03-28.04	Svarholtet-Osa	Separatområde	Åmot	Hedmark	52 112

28.03	Skree T1	Separatområde	Fyresdal	Skafså	80
28.03-30.03	Maurange RT1 og T3	Markedsmakt	Kvinnherad	Følgefonn	2 227
28.03-05.04	Skogfoss-Bjørnevatn	Markedsmakt	Sør-Varanger	Skogfoss	4 549
28.03	H. Høyen T1	Markedsmakt	Høyanger	Høyanger	1 137
03.04-07.04	Holla-Hemne	Separatområde	Hemne	Tek	4 100
04.04	Tessa-Vågåmo-Dombås-1, Vågåmo-Otta	Markedsmakt	Ottadalen	Tesseverkene	411
06.04-19.04	Harpefos T1	Markedsmakt	Gudbrandsdalen	Harpefossen	13 954
16.04	Skjomen-Ballangen	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	215
18.04-21.04	Matre-Myster	Markedsmakt	Masfjorden	BKK	2 845
18.04-19.04	Granvin-Ulvik	Markedsmakt	Ulvik	BKK	655
18.04	Nesflaten-Røldal	Separatområde	Odda	Oksla, Tysso	1 755
18.04-19.04	Vågåmo T2	Markedsmakt	Ottadalen	Tesseverkene	-
18.04-26.04	Refsdal-Hove-Sogndal	Separatområde	Vik	Vik	15 320
18.04-19.04	Fillan A	Separatområde	Hitra	Hitra	840
19.04-21.04	Røldal-Novle, Åsen-Røldal, Nesflaten-Røldal	Separatområde	Odda	HER, Oksla, Tysso	31 012
20.04-29.04	Skjomen-Ofoten	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	11 294
20.04-21.04	Balsfjord-Storsteinnes	Separatområde	Dividalen	Dividalen	482
23.04	Ofoten-Skjomen-Ballangen	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	880
24.04-28.04	Sunde-Myklebustdalen-Mel	Separatområde	Jølster	Kjøsnesfjorden	8 571
25.04-26.04	Kjøllefjord-Futelv	Separatområde	Lebesby	Kjøllefjord	130
27.04-02.06	Ofoten P1	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	7 779
03.05-09.05	Ofoten-Båtsvann	Separatområde	Narvik	Skjomen	4 569
08.05-12.05	Evanger-Voss	Markedsmakt	Voss	BKK	3 290
08.05-11.05	Lio T2	Markedsmakt	Tokke	Tokke	1 425
08.05-16.05	Nedre Vinstra-Fåberg	Markedsmakt	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen	4 876
19.05	Transport av transformator til Saurdal	Markedsmakt	Suldal	Ulla Førre	320
20.05	Transport av transformator til Saurdal	Markedsmakt	Suldal	Ulla Førre	320
20.05-21.05	Grytten-GryttenKraftverk	Separatområde	Rauma	Grytten	3 432

22.05-23.05	Lio T2	Markedsmakt	Tokke	Tokke, Skafså, Skagerak-mini-NO2	1 986
22.05-23.05	Nesflaten-Røldal	Separatområde	Odda	HER, Oksla, Tysso	13 899
23.05-24.05	Leirdøla T2	Separatområde	Luster	Leirdøla	4 706
23.05	Leirdøla-Fortun	Separatområde	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik	1 261
29.05-09.06	Skjerka-T_Smeland	Markedsmakt	Åseral	Øie	4 066
29.05	Mosjøen-Holandsvika-Drevvatn	Markedsmakt	Vefsn	Helgeland	7
29.05-30.05	Dokka-Torpa	Separatområde	Valdres	Dokka	3 966
29.05-01.06	Bardufoss-Bardufoss Krv	Markedsmakt	Bardufoss	Innset/Straumsmo	-706
29.05-30.05	Matre-T_Vemundsbotn-Myster	Markedsmakt	Masfjorden	BKK	888
31.05-16.06	Lysebotn-Moen_LK-1	Markedsmakt	Forsand	Lysebotn, Jøssang, Flørli	40 958
01.06	Mosjøen-Holandsvika-Drevvatn	Markedsmakt	Vefsn	Helgeland	8
06.06-09.06	Granvin-Ulvik	Markedsmakt	Ulvik	BKK	-1 471
06.06-08.06	Grytten CX	Separatområde	Rauma	Grytten	7 527
07.06	Kjøpsvik-Sørfjord	Separatområde	Sørfjorden	Sørfjord	552
12.06-16.06	Kulia-Grødal, Skjerka-T_Håverstad-2	Markedsmakt	Marnadal	Øie	2 437
13.06-15.06	Monehagen-Bøylefoss	Markedsmakt	Åmli	Åmli	2 370
18.06-19.06	Fillan-Barmvatnet	Markedsmakt	Hitra	Hitra	180
19.06	T_Engene-Rygene	Separatområde	Grimstad	Agder-Syd	591
19.06-22.06	Kjela T1	Separatområde	Vinje	Tokke	5 015
20.06	Monehagen-Nelaug	Markedsmakt	Åmli	Åmli	344
20.06	Lomen-Slidre-Ylja	Separatområde	Valdres	Valdres	217
20.06	Leirdøla-Fortun	Separatområde	Luster	Tyin, Fortun, Naddvik	1 392
21.06	Haugen-T2	Markedsmakt	Ørsta	Tussa-Haugen	782
27.06-28.06	Kristiansand-Steinsfoss	Separatområde	Vennesla	Agder-Syd	2 599
28.06-29.06	Kristiansand-Steinsfoss	Separatområde	Vennesla	Agder-Syd	2 110
03.07-04.07	Sjona-Fagervollan	Separatområde	Rana	Helgeland	308
06.07-08.07	Vemorktoppen-Vemork	Separatområde	Tinn	Rjukanverkene	12 060
06.07-05.09	Harpefos T1	Markedsmakt	Gudbrandsdalen	Harpefossen	146 108
07.07	Rana-Svabo-3	Separatområde	Rana	Rana	1 500

12.07	Lio T2	Markedsmakt	Tokke	Skafså, Skagerak-mini-NO2	181
12.07	Skogfoss-T_Melkefoss	Separatområde	Sør-Varanger	Skogfoss	69
17.07-19.07	Nordheim-Smøla	Separatområde	Smøla	Smøla	4 680
21.07-31.07	Rana-Svabo-3	Separatområde	Rana	Rana	29 250
24.07-27.07	Ofoten-Båtsvann	Separatområde	Narvik	Skjomen	2 404
24.07-25.07	Skjomen-Ofoten	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	1 573
24.07	Ofoten T1	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	127
24.07	T_Engene-Rygene	Markedsmakt	Grimstad	Agder-Syd	352
25.07-28.07	Dalen-Lysebotn-1,	Markedsmakt	Forsand	Lysebotn, Jøssang, Flørli	6 360
31.07-13.09	Saurdal-Moe	Markedsmakt	Suldal	Suldal	4 256
01.08-21.08	Flørli-Helmikstol-1	Separatområde	Forsand	Flørli	39 315
07.08-14.08	Vemorktoppen-Vemork	Separatområde	Tinn	Rjukanverkene	35 843
08.08-09.08	Øvre Vinstra-Fåberg, Øvre Vinstra-Vågåmo	Separatområde	Gudbrandsdalen	Øvre Vinstra	3 910
08.08-11.08	Aurland 1-Aurland 2-Aurland 2	Separatområde	Aurland	Aurland	1 144
10.08	Grana-Brattset	Markedsmakt	Rennebu	KVO	986
14.08-17.08	Skjerka-Logna	Markedsmakt	Marnadal	Øie	3 583
14.08-22.08	Brandhol-Rensvik	Markedsmakt	Smøla	Smøla	7 166
14.08-31.08	Nesflaten-Kvanndal	Separatområde	Suldal	HER	18 717
14.08-31.08	Kolsvik-Namskogan	Markedsmakt	Bindal	Kolsvik	19 951
14.08	Kvandal-Sildvik	Separatområde	Narvik	Nygårdsfjell-vind	115
15.08	Govddesåga-Glomfjord-Sundsfjord	Markedsmakt	Gildeskål	Sundsfjord	612
17.08	Dokka-Torpa	Separatområde	Valdres	Dokka	2 132
18.08	Kvandal-Sildvik	Separatområde	Narvik	Nygårdsfjell-vind	112
21.08	Krossen-T_Aukland	Separatområde	Vennesla	Agder-Syd	371
21.08-25.08	Strand-Rørvik	Markedsmakt	Vikna	Ytre Vikna	927
21.08-25.08	Trollheim T2	Markedsmakt	Surnadal	Trollheim, Svorka	3 092
21.08-23.08	T_Oftedal-Finså	Markedsmakt	Tonstad	Øie	1 263
21.08-24.08	Kongsvinger-Skarnes	Separatområde	Kongsvinger	Hedmark	3 262
22.08-25.08	Hol1-Hol2-Usta	Separatområde	Hol	Hallingdal	19 283

28.08-31.08	Åsen-Oksla,	Separatområde	Odda	Oksla, Tysso	24 096
28.08-07.09	Nore 1-Uvdal 2, Uvdal 1-Uvdal 2	Separatområde	Uvdal	Uvdal	34 249
29.08-30.08	Sønnå-Sauda	Separatområde	Sauda	Saudefaldene	9 419
04.09-19.09	Ofoten T1	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	3 336
04.09-08.09	Mår-Moflåt	Separatområde	Tinn	Rjukanverkene	3 067
04.09-07.09	Nore 1 T9	Markedsmakt	Uvdal	Uvdal, Nore1	27 319
04.09	Samnange T1	Markedsmakt	Samnanger	BKK, Kvam	427
04.09-06.09	Hemsil 1-Hemsil 2	Separatområde	Hemsedal	Hallingdal,	21 853
04.09-15.09	Samnanger-Norheimsund	Separatområde	Samnanger	Bjølvo, BKK	19 658
04.09-12.09	Skrautvål-Heggenes	Separatområde	Valdres	Valdres	19 787
05.09	Moflåt T1	Separatområde	Tinn	Rjukanverkene	210
05.09	Blåfalli 3-Blåfalli	Separatområde	Kvinnherad	SKL	691
06.09	Høyanger T2	Markedsmakt	Høyanger	Høyanger	-87
11.09-17.09	Kjøpsvik-Pæsa-Bolevatn	Markedsmakt	Salten	SKSKS Nord-Salten	1 090
18.09-29.09	Matre-Frøyset	Markedsmakt	Mongstad	Mongstad	42 142
18.09-23.09	Øvre Årdal-Årdalstangen	Separatområde	Indre Sogn	Naddvik	13 227
18.09-29.09	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Markedsmakt	Samnanger	Bjølvo	15 920
18.09-21.09	Mår-Såheim-2	Markedsmakt	Tinn	Rjukanverkene	10 695
18.09	Lyse-Tonstad	Separatområde	Tonstad	Sira-Kvina	698
18.09-21.09	Ofoten-Kobbelv-Salten	Separatområde	Sørfold	Kobbelv	22 865
19.09	Selbu-Slind	Separatområde	Selbu	Selbu	125
21.09	Svartisen 420 A	Separatområde	Svartisen	Svartisen	12
25.09-20.10	Vågåmo-Osby,	Markedsmakt	Ottadalen	Ø-Otta, Skjåk	125 150
25.09-28.09	Voss-Granvin	Markedsmakt	Ulvik	BKK	1 560
25.09-02.10	Sogndal-Leirdøla	Separatområde	Luster	Jostedal, Leirdøla	70 990
26.09	Bjerka T1	Separatområde	Hemnes	Bjerka	200
26.09-28.09	Smeland-Honna-Logna	Separatområde	Marnadal	Øie	2 479
26.09-11.10	Leirdøla-Fortun,	Separatområde	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik	140 179
28.09	Nesflaten-Kvanndal	Separatområde	Suldal	HER, Tokke	90
28.09	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Separatområde	Nome	Vrangfoss-MTE	124

28.09	Såheim-Frøystul	Separatområde	Tinn	Rjukanverkene	270
02.10-31.10	Åsen 66 B	Markedsmakt	Odda	Tysso	42 180
04.10-06.10	Matre-Myster	Markedsmakt	Masfjorden	BKK	814
06.10-07.10	T_Kongsvinger-Skarnes	Separatområde	Kongsvinger	Hedmark	806
10.10-12.10	Såheim 132 B	Markedsmakt	Tinn	Rjukanverkene	660
10.10	Narvik-Skjomen-Ofoten	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	762
11.10	Faslefos T2	Separatområde	Valdres	Valdres	36
12.10-20.10	Myster-Dale	Markedsmakt	Masfjorden	BKK	11 072
12.10	Åsen 66 A/B	Markedsmakt	Odda	Tysso, Oksla	1 940
12.10-13.10	Ofoten 132 A	Markedsmakt	Narvik	Skjomen	875
13.10-14.10	Rjukan T1/T2	Begrenset kapasitet	Tinn	Rjukanverkene, Mår	11 869
16.10	Kvandal-Sildvik	Separatområde	Narvik	Nygårdsfjell-vind	154
16.10-20.10	Skjerka-T_Håverstad-2,	Markedsmakt	Marnadal	Øie	144
16.10-27.10	Snillfjord-Malnes	Markedsmakt	Hitra	Hitra	-
17.10-18.10	Jukla-Eidesfoss	Markedsmakt	Jondal	Nordkraft-F4, Stølsdalselva	383
17.10-19.10	Nesna-Sjona-Langvatn	Separatområde	Rana	Helgeland	3 068
23.10-03.11	Seim-Padøy-Madøy,	Markedsmakt	Masfjorden	BKK	25 678
23.10	Sauda T1	Markedsmakt	Sauda	Saudefaldene	271
23.10-24.10	Oksla-Åsen-Røldal	Separatområde	Odda	Oksla, Tysso	10 355
23.10-25.10	Stoen-Leksvik	Markedsmakt	Mosvik	NTE	1 568
24.10-26.10	Arlifoss-Grønvollfoss	Markedsmakt	Notodden	Hjartdøla	1 116
25.10	Sønnå-Sauda	Separatområde	Sauda	Saudefaldene	3 195
25.10	Sulitjelma RT1	Separatområde	Sulitjelma	Sulitjelma	4
30.10-09.11	Lysebotn-Moen_LK-1	Markedsmakt	Forsand	Lysebotn, Jøssang, Flørli	25 389
30.10-02.11	Fosse-Kaldestad	Markedsmakt	Vaksdal	BKK	772
31.10	Driva-Lønset	Markedsmakt	Sunndalen	Vassli	-82
02.11-30.11	Snillfjord-Malnes	Markedsmakt	Hitra	Hitra	16 954
06.11-17.11	Mongstad-Frøyset	Markedsmakt	Mongstad	Mongstad	42 044
07.11-09.11	Svartholtet-Osa	Separatområde	Åmot	Hedmark	3 688
08.11-09.11	Blåfalli	Separatområde	Sauda	Saudefaldene	7 188

13.11-24.11	Sokna-Sagberget	Markedsmakt	Melhus	TEK	2 155
14.11-15.11	Ofoten-Båtsvann	Separatområde	Narvik	Skjomen	641
15.11	Gresslifoss-Hegsetfoss	Markedsmakt	Tydal	Nea-Nidelva, Hynna	63
15.11	Bolvik-Eie-Vrangfoss	Markedsmakt	Nome	Vrangfoss-MTE	8
20.11-23.11	Kvanndal-T_Kjela-Songa	Separatområde	Suldal	Tokke	5 463
24.11-25.11	Fosdalen-Bratli	Markedsmakt	Roan	Bessakerfjellet	-
01.12	Songa-Vemorktoppen-Flesaker	Separatområde	Tinn	Rjukanverkene	602
04.12-22.12	Snillfjord-Malnes	Markedsmakt	Hitra	Hitra	4 323
05.12	Harpefossen-Nedre Vinstra	Markedsmakt	Gudbrandsdalen	N-Vinstra, Harpefossen	575
12.12	Lille Sotra-Kollsnes	Markedsmakt	Mongstad	Mongstad	-573
19.12	Stølsdal-Førre-Hjorteland	Separatområde	Suldal	Ulla Førre	78
01.12	Songa-Vemorktoppen-Flesaker	Separatområde	Tinn	Rjukanverkene	602
04.12-22.12	Snillfjord-Malnes	Markedsmakt	Hitra	Hitra	4 323
05.12	Harpefossen-Nedre Vinstra	Markedsmakt	Gudbrandsdalen	N-Vinstra, Harpefossen	575
12.12	Lille Sotra-Kollsnes	Markedsmakt	Mongstad	Mongstad	-573
19.12	Stølsdal-Førre-Hjorteland	Separatområde	Suldal	Ulla Førre	78

Tabell 9: Produksjonstilpasninger.

4 Handelsgrenser

4.1 Redegjørelse for reduserte handelsgrenser

- **NO2-NL:** Redusert i forbindelse med oppgradering av systemvernfunksjonalitet i januar og februar. Flere driftsstanser på Sørlandet i sommer, samt driftsstans på selve forbindelsen i september.
- **NO2-DK1:** Fra april til november har det vært flere planlagte driftsstanser på Sørlandet som har gitt redusert kapasitet, i tillegg til driftsstanser på selve forbindelsen. Kabelfeil på SK2 fra siste del av juli til oktober.
- **NO1-SE3:** Redusert frem til mai pga. kabelfeil på Sylling-Tegneby. Flere driftsstanser på Østlandet og på svensk side reduserte kapasiteten i perioden mai til september. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige. Ved intakt nett, og høyt forbruk i NO1, blir eksportkapasiteten redusert pga. interne snitt i NO1.
- **NO3-SE2:** Hyppige reduksjoner fra mars til september grunnet mange driftsstanser i Midt-Norge. Blant annet i forbindelse med spenningsoppgraderingen mellom Klæbu og N.Røssåga.
- **NO4-SE1:** Hyppige reduksjoner fra mars til september grunnet mange driftsstanser i Midt-Norge. Blant annet i forbindelse med spenningsoppgraderingen mellom Klæbu og N.Røssåga.
- **NO4-SE2:** Hyppige reduksjoner fra mars til september grunnet mange driftsstanser i Midt-Norge. Blant annet i forbindelse med spenningsoppgraderingen mellom Klæbu og N.Røssåga.
- **NO2-NO5:** Lite redusert pga. planlagte driftsstanser. Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde.
- **NO2-NO1:** Redusert frem til mai pga. kabelfeil på Sylling-Tegneby. Flere driftsstanser i NO1 og NO2 reduserte kapasiteten i perioden mai til oktober.
- **NO5-NO1:** Redusert frem til mai pga. kabelfeil på Sylling-Tegneby. Flere planlagte driftsstanser i NO1 og NO5 i perioden mai til september.
- **NO5-NO3:** Hovedsakelig begrenset kapasitet innenfor normalt variasjonsområde. Noen planlagte driftsstanser har også redusert kapasiteten.
- **NO4-NO3:** Hyppige reduksjoner fra mars til september grunnet mange driftsstanser i Midt-Norge. Blant annet i forbindelse med spenningsoppgraderingen mellom Klæbu og N.Røssåga.

4.2 Nøkkeltall for handelsgrensene

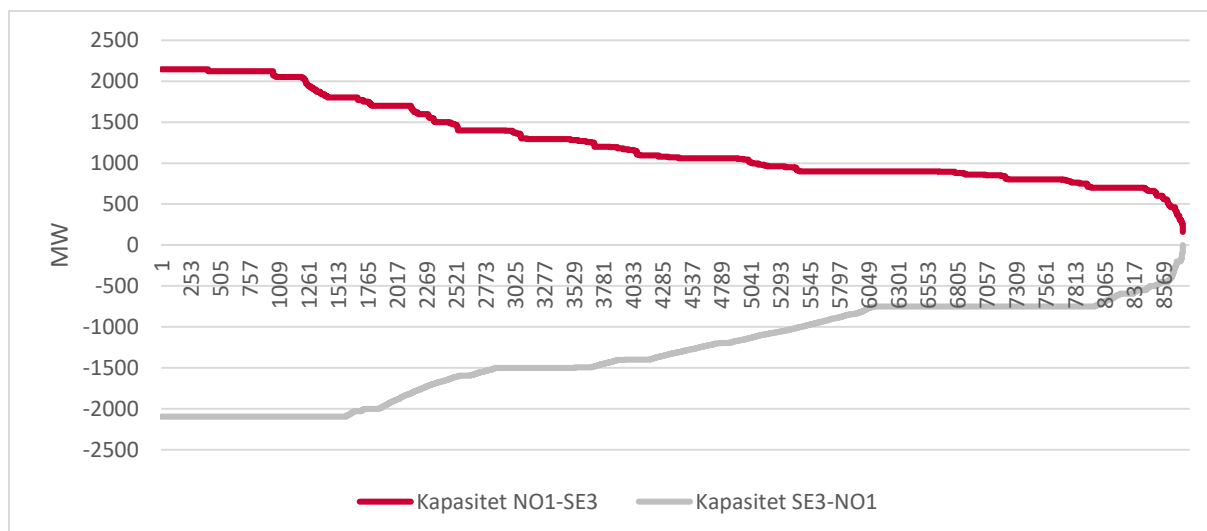
Handels-korridor	Maks. kap.[MW]	Tidsandel maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt	Markedets utnyttelse av tilbudt kap.	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet
NO1-SE3	2145	5 %	58 %	49 %	40 %
NO3-SE2	600	71 %	91 %	43 %	27 %
NO4-SE2	250	0 %	40 %	77 %	63 %
NO4-SE1	700	0 %	63 %	77 %	71 %
NO2-DK1	1632	0 %	75 %	51 %	39 %
NO2-NL	723	78 %	92 %	87 %	81 %
NO2-NO1	3500	0 %	64 %	42 %	5 %
NO2-NO5	500	0 %	54 %	4 %	3 %
NO5-NO1	3900	15 %	59 %	44 %	11 %
NO5-NO3	500	0 %	36 %	0 %	4 %
NO4-NO3	1200	0 %	35 %	43 %	31 %
NO1A-NO1	6850	0 %	66 %	56 %	3 %

Tabell 10: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse, eksport.

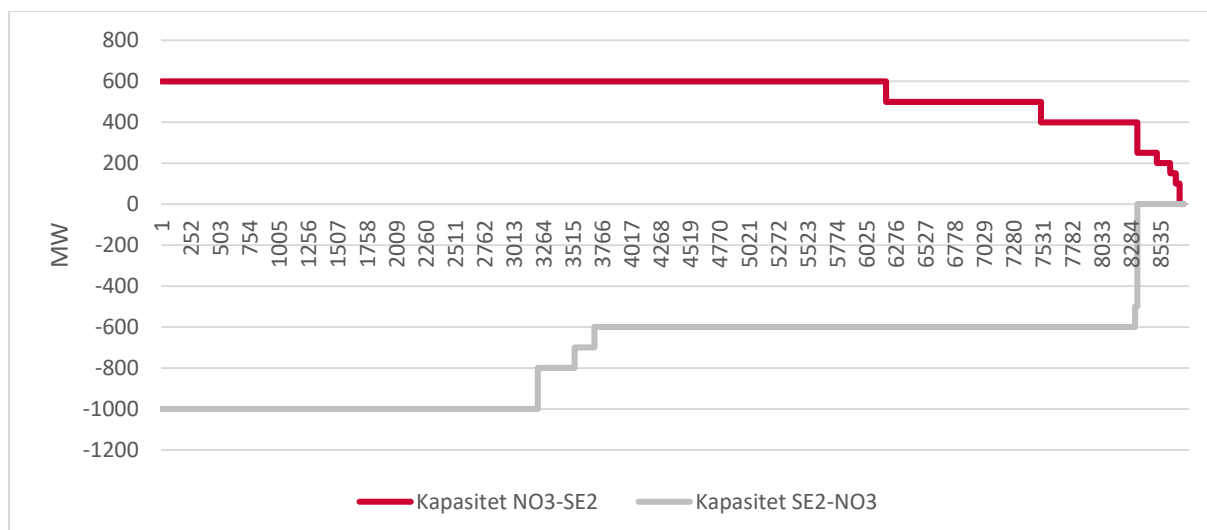
Handels-korridor	Maks. kap.[MW]	Tidsandel maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt	Markedets utnyttelse av tilbudt kap.	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kap. i markedet
SE3-NO1	2 095	18 %	62 %	14 %	11 %
SE2-NO3	1 000	37 %	73 %	18 %	8 %
SE2-NO4	300	0 %	46 %	8 %	4 %
SE1-NO4	600	0 %	50 %	5 %	3 %
DK1-NO2	1 632	0 %	75 %	21 %	13 %
NL-NO2	723	98 %	98 %	2 %	1 %
NO1-NO2	2 200	0 %	77 %	4 %	0 %
NO5-NO2	600	4 %	65 %	34 %	21 %
NO1-NO5	500	76 %	77 %	0 %	0 %
NO3-NO5	500	0 %	28 %	0 %	13 %
NO3-NO4	200	0 %	0 %	-	1 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	1 %	0 %

Tabell 11: Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse, import.

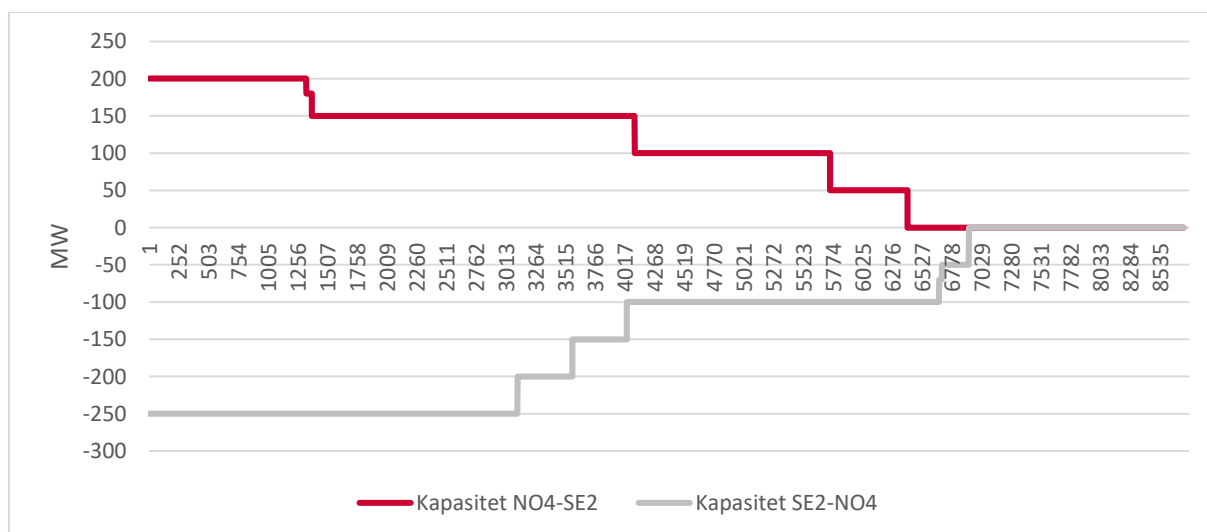
4.3 Varighetskurver for handelsgrensene



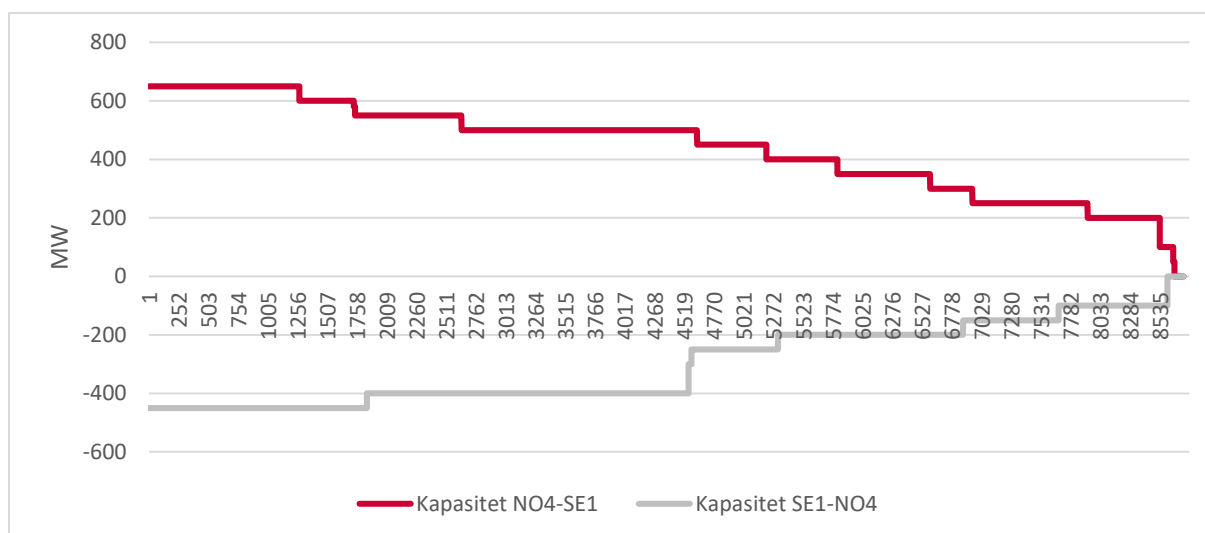
Figur 18: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og SE3.



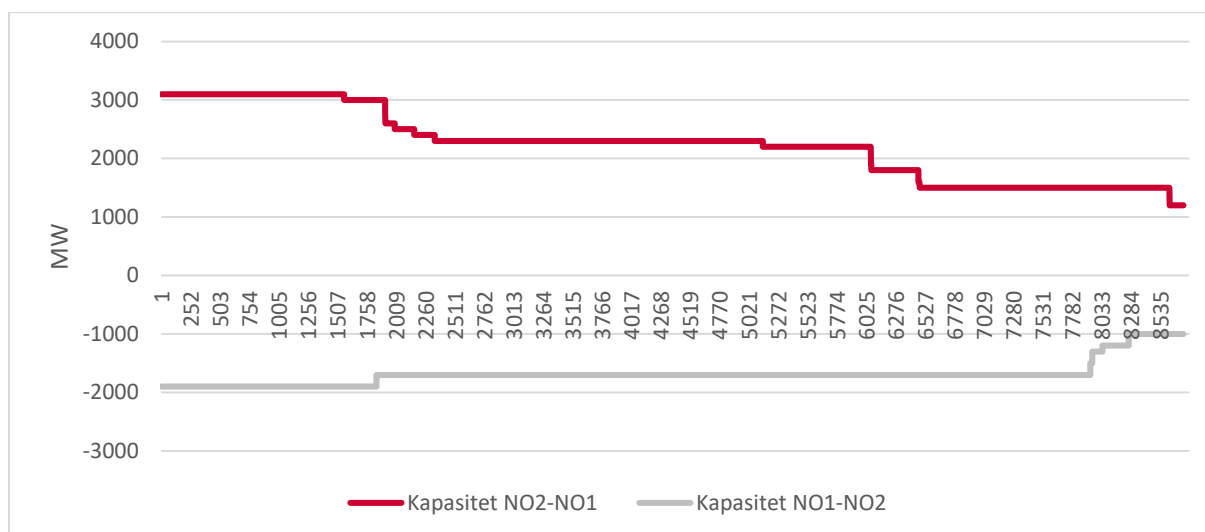
Figur 19: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO3 og SE2.



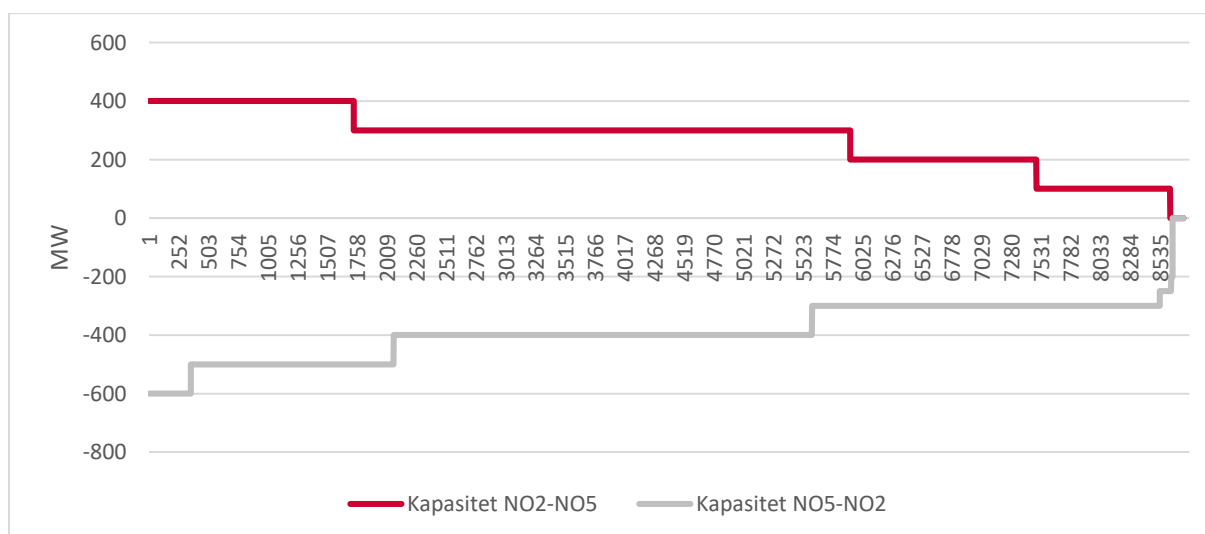
Figur 20: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO4 og SE2.



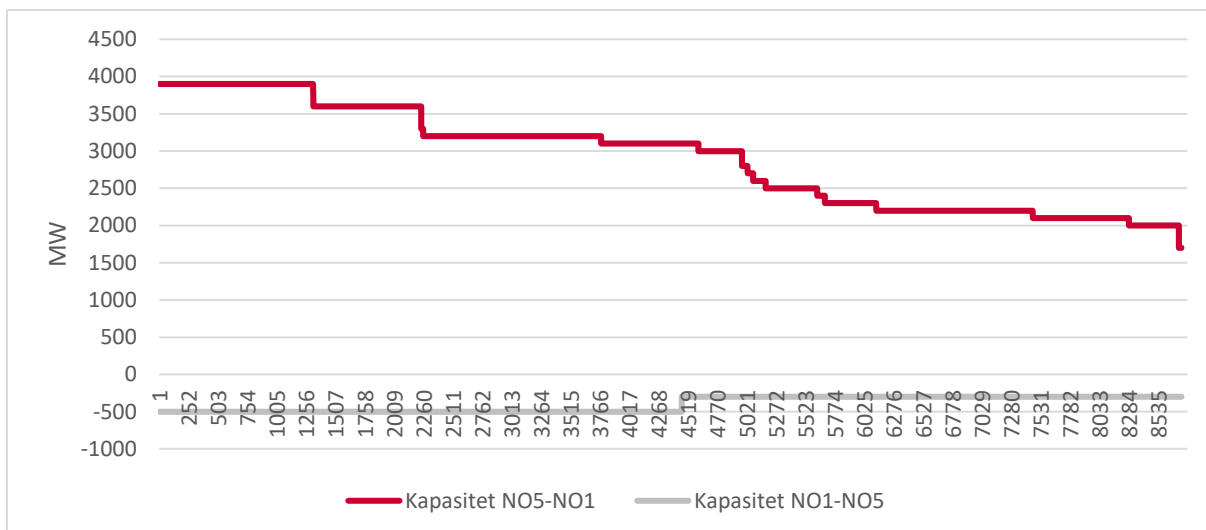
Figur 21: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO4 og SE1.



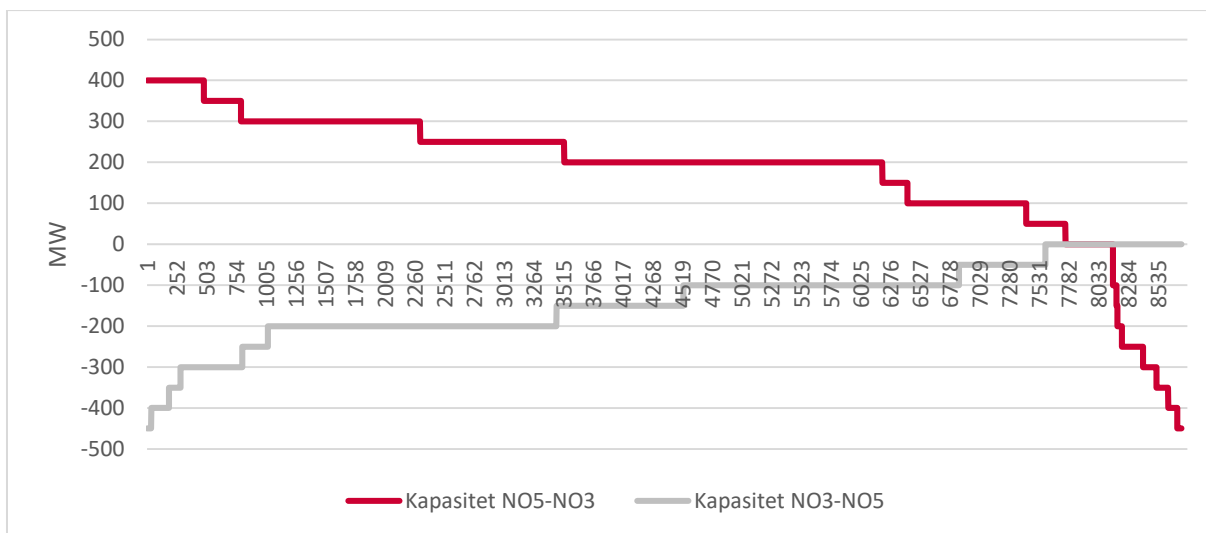
Figur 22: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO2.



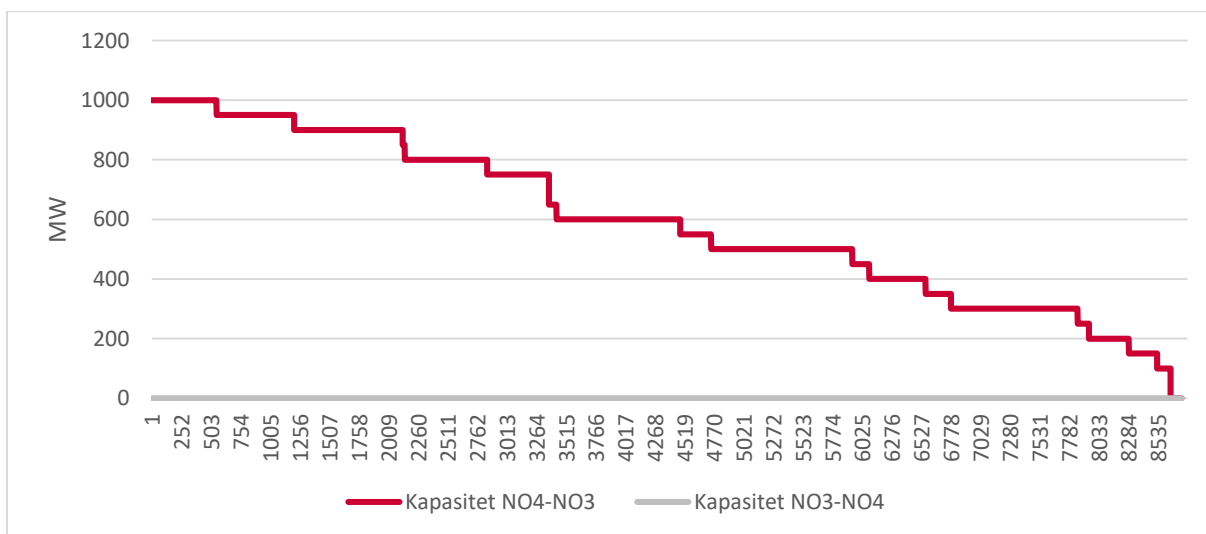
Figur 23: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og NO5.



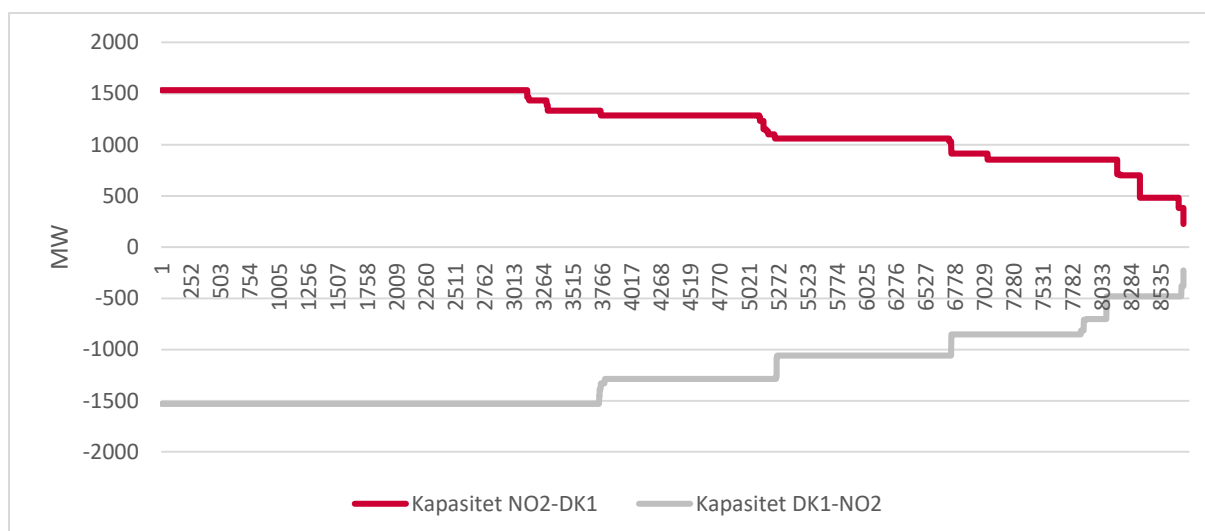
Figur 24: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO1 og NO5.



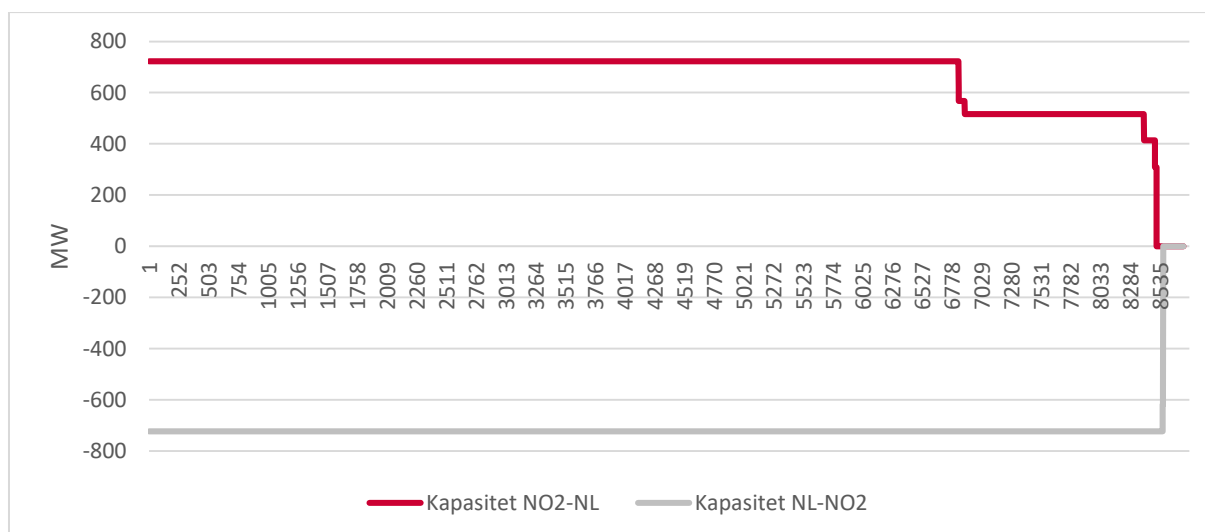
Figur 25: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO5 og NO3.



Figur 26: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO3 og NO4.



Figur 27: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og DK1.



Figur 28: Varighetskurve for handelskapasiteten mellom NO2 og NL.

5 Anmelding og planlegging av produksjon

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

Det har ikke vært noen vesentlige hendelser i 2017.

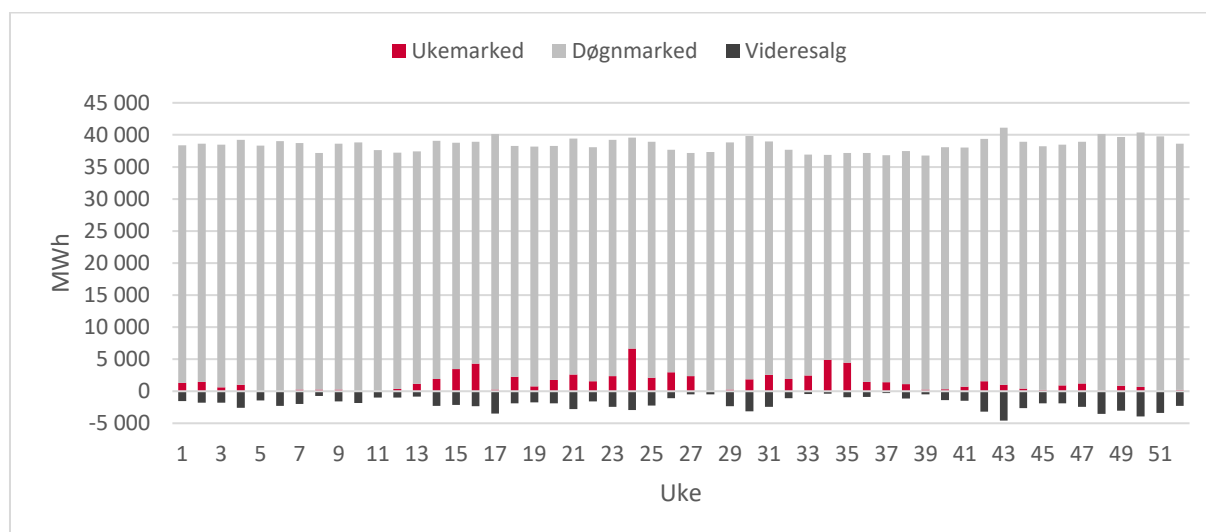
6 Systemtjenester og effektreserver

6.1 Beskrivelse av systemtjenester og effektreserver

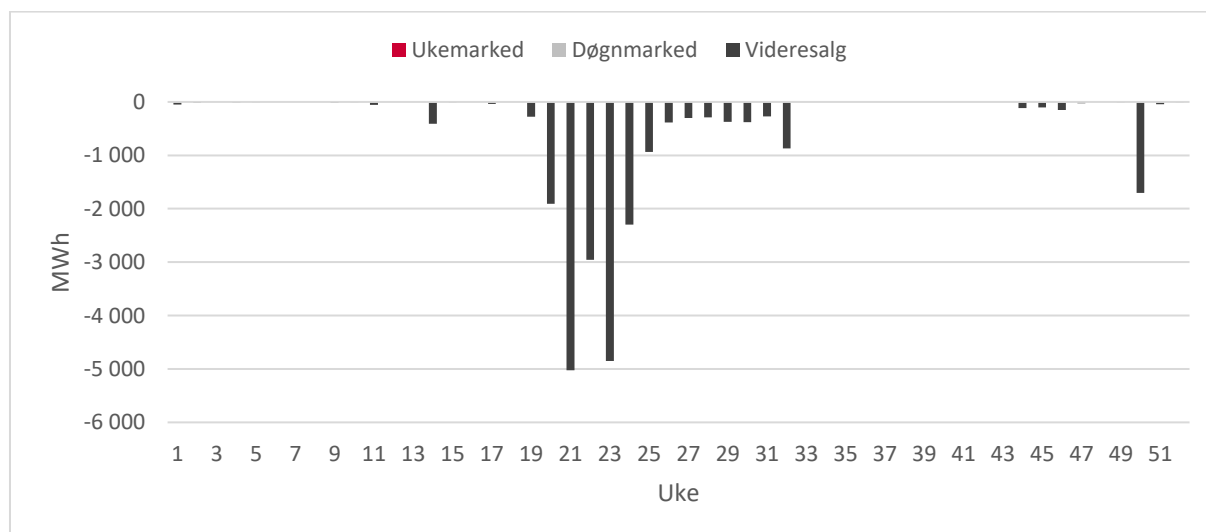
I henhold til Forskrifter om systemansvar (fos) definerer og rekvirerer Statnett de systemtjenester som er nødvendige for å opprettholde tilfredsstillende leveringskvalitet i overføringssystemet. Fos definerer hvilke systemtjenester det skal betales for og sier videre at betalingen skal fastsettes ved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

6.1.1 Primærreserver(FCR)

Tall for regnskap og beskrivelse av kostnadsutviklingen er presentert i kapittel 2.1 og 2.2. Beskrivelse av reservemarkedene er gitt i kapittel 15.2.



Figur 29: Innkjøp og viderealg av FCR-N per uke.



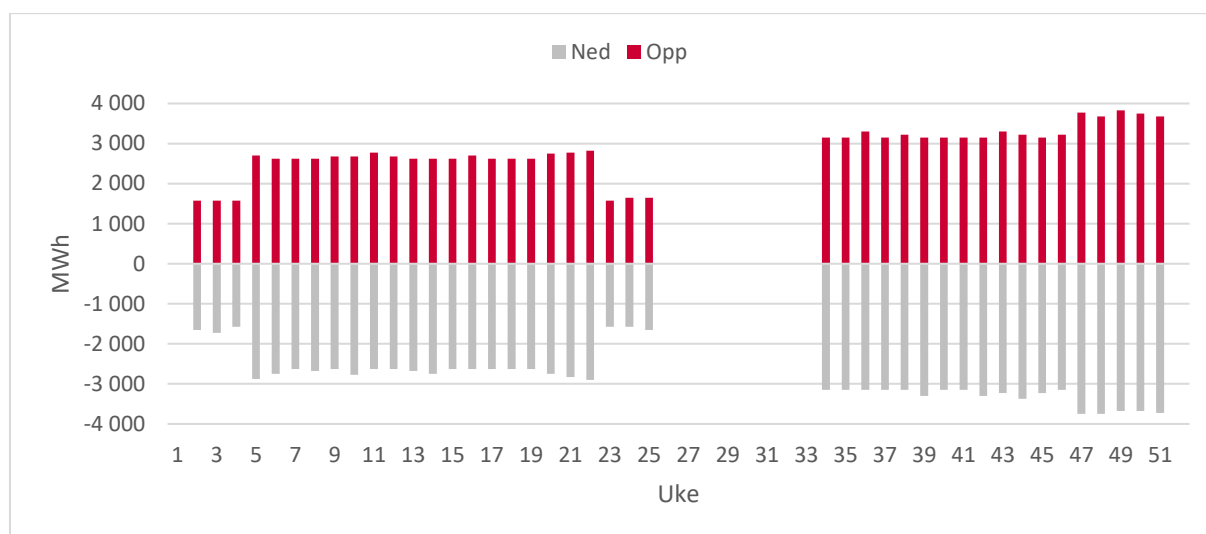
Figur 30: Innkjøp og viderealg av FCR-D per uke.

6.1.2 Sekundærreserver (aFRR)

Tall for regnskap og beskrivelse av kostnadsutviklingen er presentert i kapittel 2.1 og 2.2. Beskrivelse av reservemarkedene er gitt i kapittel 15.2.

I 2017 er det kjøpt inn sekundærreserver i følgende perioder:

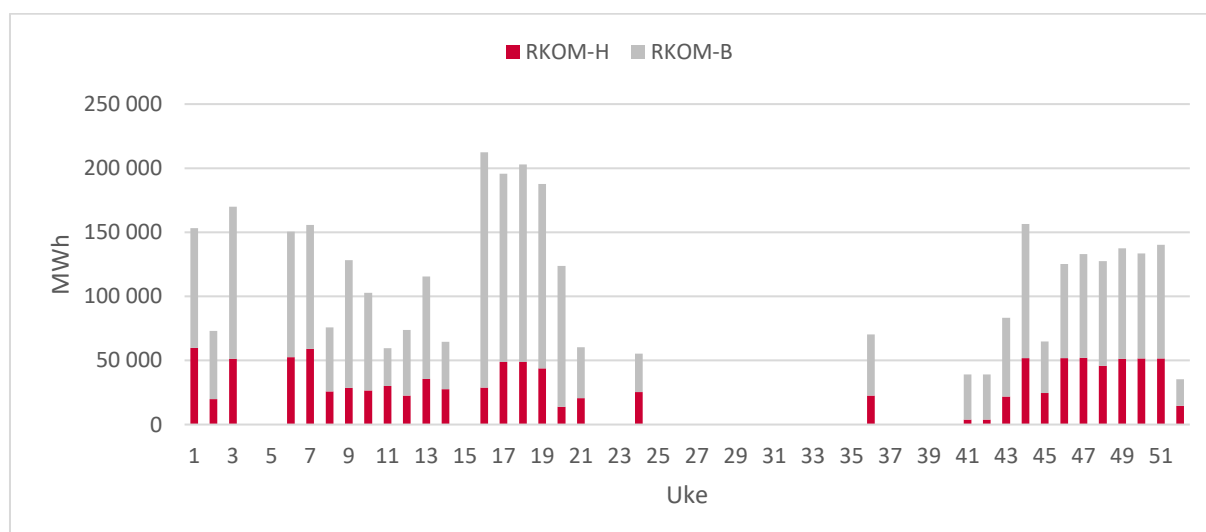
- Uke 2-4: time 6-8.
- Uke 5-8; time 6-8 og time 17-18.
- Uke 9-13: time 6-8 og time 18-19.
- Uke 14-22: time 6-8 og time 23-24.
- Uke 23-25: time 6-8.
- Uke 34-43: time 6-8 og time 17-20.
- Uke 44-46: time 6-8 og time 19-22.
- Uke 47-51: time 6-8 og time 17-21.



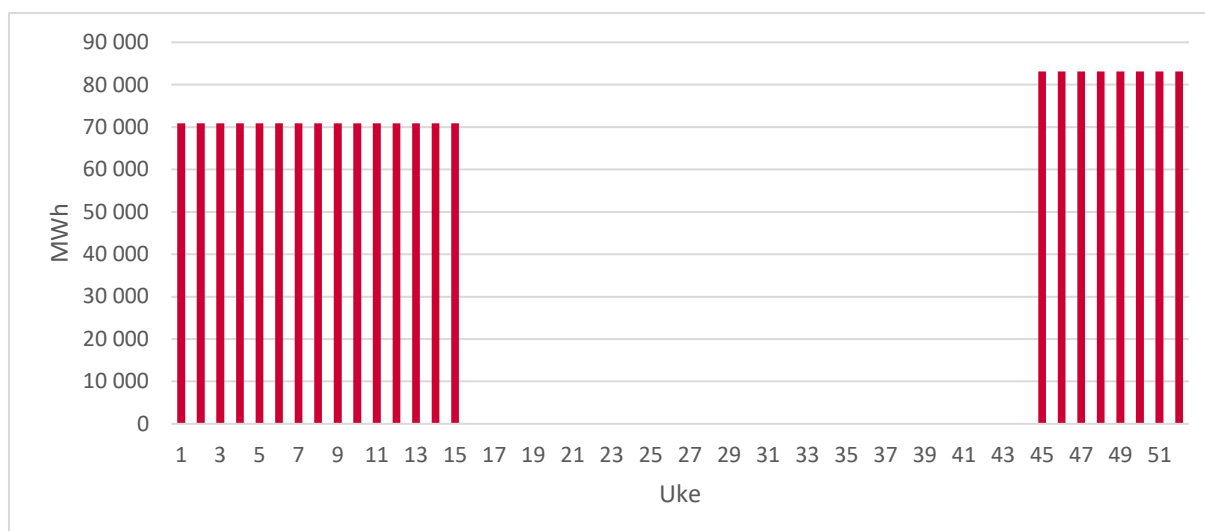
Figur 31: Innkjøp av sekundærreserver per uke.

6.1.3 Tertiærreserver(RKOM)

Tall for regnskap og beskrivelse av kostnadsutviklingen er presentert i kapittel 2.1 og 2.2. Beskrivelse av reservemarkedene er gitt i kapittel 15.2. Det var ikke innkjøp av RKOM på natt i 2017.



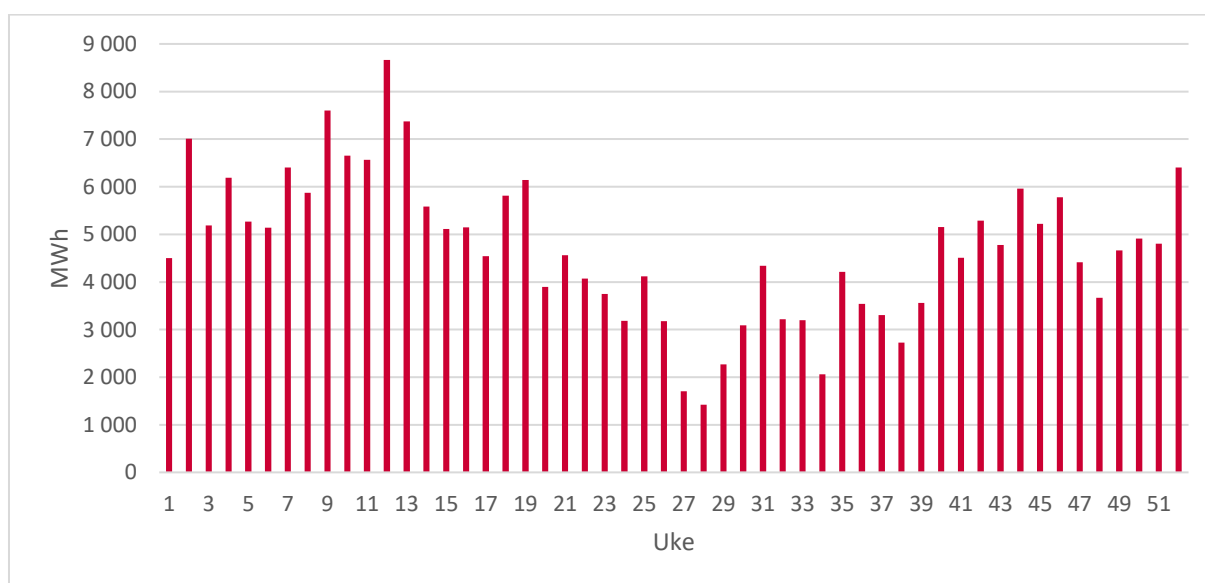
Figur 32: Kjøpte RK-opsjoner på dagtid pr. uke.



Figur 33: Kjøpte RK-opsjoner sesongmarkedet pr. uke.

6.1.4 Produksjonsflytting

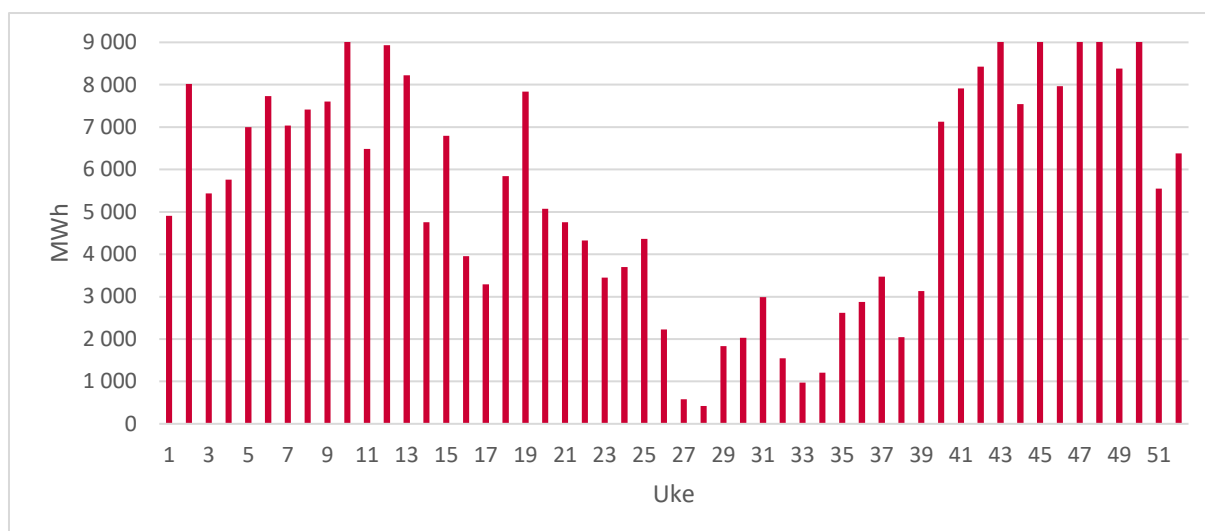
Tjenesten og betalingen for denne systemtjenesten er i dag samordnet i Norden, hvilket også innebærer at alle nordiske systemansvarlige er med på å betale for dette.



Figur 34: Omfang av produksjonsflytting pr. uke.

6.1.5 Produksjonsglatting

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



Figur 35: Omfang av produksjonsglatting pr. uke.

6.1.6 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.

6.1.7 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. 146.000,- pr. aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 222.000,- pr. aggregat.

Ved frakobling av aggregat tilknyttet PFK gis følgende godtgjørelse:

- For aggregat med ytelse mindre enn 180 MVA: kr. 125.000,- pr. frakoplet aggregat.
- For aggregat med ytelse lik eller større enn 180 MVA: kr. 146.000,- pr. frakoplet aggregat.

Belastningsfrakobling (BFK)

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

Dato	Systemvern	Mengde utkoblet[MW]	Kommentar
11.01.2017	Frogner BFK	15	
11.01.2017	Frogner BFK	0	
01.02.2017	Frogner BFK	79	
17.02.2017	PFK Lomen og Torpa	184	3 aggregat
22.02.2017	PFK Svartisen	593	2 aggregat
24.07.2017	PFK Sulldal og Oksla	273	3 aggregat
05.10.2017	PFK Sulldal	170	2 aggregat
05.10.2017	PFK Torpa og Lomen	110	2 aggregat
17.10.2017	PFK Torpa og Lomen	189	3 aggregat
18.11.2017	Frekvensstyrt BFK Indre Sogn	389	
23.11.2017	PFK Svartisen	602	2 aggregat
23.11.2017	PFK Svartisen	0	0 aggregat
12.12.2017	BFK Kollsnes	74	

Tabell 12: Tilfeller med utløst BFK og PFK.

6.1.8 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

(Systemvernet Ofoten-Kvandal-Balsfjord BFK er avviklet i 2017.

Funksjoner:

Det er installert BFK på Melkøya og Goliat. Disse øker forsyningssikkerheten ved stort underskudd nord for Mestervik.

Hva utløser verna:

Melkøya og Goliat vil få utløsning ved overlast i 132 kV nettet mellom Mestervik og Lakselv.

Når blir vernet brukt:

Ved stort underskudd nord for Mestervik. Dette er i hovedsak på vinterstid når det er høyt forbruk og lav produksjon i området.

Nord-Norge sør for Ofoten

Overlastvern i Tunnsjødal er avviklet i 2017.

Nytt vern i 2017 – 420 kV N.Røssåga-Tunnsjødal-Verdal-Klæbu PFK.

Funksjoner:

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

Hva utløser verna:

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

Når blir vernet brukt:

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

Midt-Norge

Nytt vern – 420 kV Ørskog-Sogndal og 132 kV Giskemo-Sogndal.

Funksjoner:

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

Hva utløser verna

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

Når blir vernet brukt:

Bruk av BFK Hydro er vesentlig redusert etter 420 kV Ørskog-Sogndal.

BFK på Nyhamna er 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 forsyningssikkerheten til Bergen. Det er installert PFK på Tyn 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. Her er det i tillegg installert nettsplittingsvern på 132 kV Mongstad-Frøyset og 132 kV Matre-Vemundsbøtn. I Høyanger er det også installert PFK for å øke driftssikkerheten til 12 kV i Høyanger.

Hva utløser verna:

BFK blir utløst ved overlast på 300 kV Arna-Dale eller underspenning/-frekvens i Fana. Utfall av 300 kV Fana-Lille Sotra Kollsnes gir BFK på Kollsnes. PFK Tyn blir utløst ved overlast på, eller utfall av, 300 kV Sogndal-Aurland. PFK og nettsplitt i 132 kV BKK blir utløst ved overlast på 132 kV Mongstad-Seim, Mongstad-Frøyset og Matre-Padøy. PFK i Høyanger blir utløst ved overlast på Høyanger T1(12/132).

Når blir vernet brukt:

BFK i bergensområdet står normalt på. PFK Tyn blir brukt daglig i perioder med høy produksjon, spesielt sommerhalvåret. PFK og nettsplitt i 132 kV BKK blir brukt ved behov. PFK Høyanger står normalt på.

Sørlandet*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 til området. I tillegg er det installert PFK i Skjerka og nettsplitt på Skjerka-Øie og Kulia-Leire for å øke forsyningssikkerheten til Agder 110 kV.

Hva utløser verna:

Utløsning av nødeffekt på Skagerrak skjer ved overlast på 300 kV linjene ut fra Lyse, 300 kV Solhom-Tonstad og 420 kV Rød-Grenland og Arendal-Bamble, samt utfall av 420 kV fra Holen til Kristiansand og Rød til Kristiansand. NorNed får nødeffekt ved overlast på 300 kV ut fra Lyse, 300 kV Tonstad-Feda, 300 kV Solhom-Tonstad, 300 kV Tonstad-Stokkeland og ved utfall av en samleskinne i Tonstad. Utløsning av PFK Tonstad skjer ved overlast på 300 kV linjene ut fra Lyse og 420 kV Arendal til Bamble, samt utfall av 420 kV fra Holen til Kristiansand. PFK i Agder 110 kV skjer ved overlast på 110 kV Skjerka-Øie, 110 kV Kulia-Leire og ØieT3/T4. Nettsplitt i Agder 110 kV ved overlast på 110 kV Skjerka-Øie og 110 kV Kulia-Leire.

Når blir vernet 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 driftsstanse 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. Systemverna i Agder 110 kV blir brukt ved behov.

Østlandet*Funksjoner:*

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

Hva utløser verna:

Overlast på 300kV linjene fra Hallingdal mot Sogn gir PFK på Nes og Usta. Overlast på 420kV linjene ut fra Kvilldal, samt utfall av 420kV mellom Kvilldal og Sylling gir PFK på Kvilldal. Utfall av 420kV linjene fra Usta til Ådal, Dagali til Ringerike, Dagali til Nore1, Nore1 til Sylling og Ådal til Frogner gir PFK på Sima og Aurland. Utfall av alle 420 kV linjer ut fra Hasle, samt 420 kV Sylling-Tegneby, gir PFK på Aurland, Sima, Oksla, Songa, Kvilldal, Vinje, Tokke og Tonstad. Utfall av 300 kV fra Sauda til Flesaker og Songa til Tokke gir PFK på Sulddal og Oksla. Overlast på 132 kV fra Dokka til Nes, Dokka-Åbjøra og Fall til Raufoss gir PFK på Torpa og Lomen. Brudd på 420 kV forbindelsen mellom Hasle og Sverige gir nettsplitt på Hasle T6, 132 kV Eidskog-Charlottenberg og 300 kV 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.

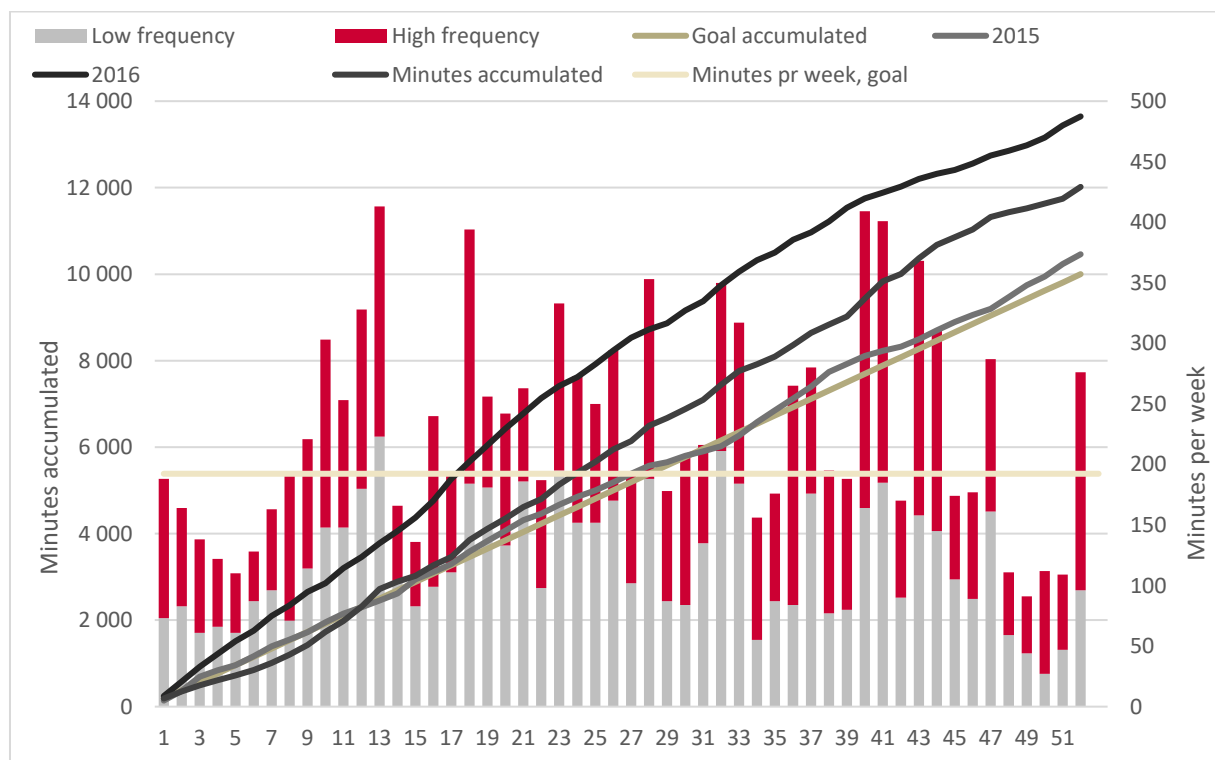
Når blir vernet brukt:

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

6.2 Vurdering av frekvensutviklingen og tiltak for forbedring

6.2.1 Vurdering av utviklingen av frekvensavvik de senere år

Frekvenskvaliteten har generelt vist en negativ utvikling de siste 10-15 årene. Det er imidlertid registrert en utføring de siste årene noe som antas å ha sammenheng med at tiltakene for å forbedre kvaliteten, beskrevet i neste avsnitt, begynner å gi effekt. I 2017 endte med akkumulerte frekvensavvik gjennom året på ca. 12000 minutter utenfor normalfrekvensbåndet. Dette er lavere enn 2016 men høyere enn 2015 og 2000 minutter høyere enn det måltallet de nordiske TSO-ene har fastsatt. 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 planlegger å gjøre endringer i selve konseptet for balanseringen i årene som kommer.



Figur 36: Ukesverdier og utvikling i akkumulert verdi for frekvensavvik i 2017 sammenlignet med de to foregående årene.

Store og raske endringer i kraftsystemet gjør det utfordrende å sikre momentan balanse. Slike endringer påvirker globale størrelser som frekvens, men også mer lokale systemparametere som spenning og kortslutningsytelse. 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 uregulerbar produksjon i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- En økning av oscillasjoner i frekvensen i det nordiske synkronsystemet.

Avvikling av nasjonal balanseregulering basert på nasjonal innstillingsfeil

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

Økt kabelkapasitet mellom det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

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

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

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

Økte ubalanser i driftstimen

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

Økt utnyttelse av det nordiske kraftnettet med drift nær maks overføringskapasitet

Det nordiske kraftnettet har ikke blitt forsterket i takt med økningen i ekstern kapasitet mot omverdenen. Dette har medført et økende antall flaskehalser 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 flaskehalser i og ut av Norge og mellom Nord-Sverige og Sør-Sverige.

Økt andel uregulerbar produksjon i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer

Økt andel av uregulerbar produksjon påvirker frekvensen på flere måter. Den uregulerbare produksjonen er vanskelig å prognosere eksakt. Eksempelvis kan vindkraft få store endringer i produksjonsnivå i løpet av kort tid (15-30 min). Dette forstyrrer planleggingen av balanseringen i driftstimen og 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 internasjonalisert påvirkes frekvensen av økningen i uregulerbar produksjon i våre naboland og etter hvert på kontinentet.

6.2.2 Tiltak for å bedre frekvenskvaliteten

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

Prøveordning RK/RKOM i NO1

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

To aktører deltok i prøveordningen. En aktør har bidratt med elkjeler i sitt fjernvarmesystem, og en aktør har aggregert mindre industrilaster. Prøveordningen ga økte reservevolum i NO1 (i snitt 63 MW i de ukene aktørene deltok), og alle involverte melder om positive erfaringer med ordningen. En deltaker melder om at det var lønnsomt å delta, og en annen fokuserer på at prøveordningen har gitt dem verdifull læring om aggregatorrollen. Prøveordningen ble evaluert av Thema Consulting Group. Det er behov for ytterligere reservevolum i NO1, og Statnett gjennomfører 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.

Status for ny prøveordning ved årsskiftet 2017/2018 er at tre aktører har søkt om deltakelse. De samme to aktørene fra forrige vinter og en ny aktør som allerede deltar i RK og RKOM. Den nye aktøren ønsker 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 har aktørene søkt om betydelig større volum til prøveordningen denne vinteren, men reell budgivning fra aktørene har vært rundt de samme volumene som forrige vinter. Resten av vinteren vil vise om de har mer tilgjengelig volum til markedet ved andre driftsforhold.

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 et første trinn i generelt fritak om krav til 12 % statikk.

Erfaringer fra piloten 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.

Basert på de to pilotene har det blitt definert en "road map" for videre utvikling av FCR. Som "trinn 1" i denne "road map" har det blitt åpnet opp for et generelt fritak fra krav om maksimalt 12 % statikk, der anlegg som er ikke kritiske for separatdrift kan søke om fritak.

Målsetningen er å deretter inkludere resterende anlegg i et "trinn 2" respektive "trinn 3", der anlegg kritiske for separatdrift også kan søke om fritak.

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

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

Sekundærreserver (aFRR) i Norge og Norden.

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

Status for øvrige nordiske prosjekt om utfordringer relatert til frekvensavvik.

Det har i noe tid vært jobbet med virkemidler for å dempe frekvensoscillasjonene i systemet.

Frekvensoscillasjonene er årsak til en betydelig del av de registrerte frekvensavvik. Arbeidet inngår i en større gjennomgang av framtidig frekvensregulering i Norden.

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

Statnett etablerte i 2014 en arbeidsgruppe under paraplyen Forum for systemtjenester for å diskutere med produsentene hvordan man kunne få til en forbedring av håndteringen av de strukturelle ubalansene inne i driftstimen. Fra tidligere hadde Statnett gjort vedtak om krav til kvartersplaner fra produksjon med store endringer mellom to påfølgende timer. Statnett ønsket i utgangspunktet å justere disse kravene for å oppnå en forbedret tilpasning til forbruksprofilen og rampingmønsteret på HVDC kablene. I prosessen ble det foreslått en ordning hvor Statnett foreslår en kvartersplan hos

aktuelle produsenter basert på forventninger om de strukturelle ubalansene i den enkelte time. Ordningen, som fikk benevnelsen glatting, ble vurdert som fordelaktig for begge parter og en god løsning for å balansere ut de strukturelle ubalansene så lenge oppløsningen i energimarkedet er en time. Det ble avtalt en etableringsgodtgjørelse og en kompensasjon for energiavvik i forhold til produsentenes egne planer. Glatting ble implementert fra juni 2015. Det ble også gjort justeringer i krav til kvartersplaner fra produksjon for produsenter som ikke ønsket å delta i glattingen. De nye kravene ble implementert fra august 2015. Resultater fra dette arbeidet er videreført i et pågående prosjekt for implementering av 15 minutts tidsoppløsning i balansemarkedet.

7 Koblingsbilder

7.1 Beskrivelse av endringer i faste koblingsbilder etter fos § 16

I 2017 har 420 kV fra Nedre Røssåga til Klæbu og Ofoten til Balsfjord blitt idriftsatt. Utover dette har det ikke vært endringer i faste koblingsbilder ved intakt nett i 2017.

8 Samordning av driftsstanser

8.1 Oppdatert status i arbeidet med samordning av driftsstanser

Antall pågående vedlikeholds- og investeringsprosjekter i kraftsystemet er høyt. Antallet driftsstanser innmeldt for behandling av systemansvarlig er økende og i 2017 ble det totalt meldt inn driftsstanser for 8000 anleggsdeler. Av disse var det ca. 1000 driftsstanser uten utkobling. Driftsstanser uten utkobling vil kunne være skogrydding, termografering, arbeid under spenning(AUS), arbeid i kontrollanlegg mv.

Om lag 3000 utkoblinger ble innmeldt av Statnett. Av disse ble i overkant 2/3 gjennomført som planlagt. De øvrige ble av ulike årsaker avlyst eller flyttet. Også andre konsesjonærer avlyser en betydelig andel av vedtatte driftsstanser. Nesten halvparten av avlyste planer avlyses mindre enn 10 dager før gjennomføring.

Andelen driftsstanser som ble meldt inn til årsplan i 2017 økte i forhold til 2016 (26 % mot 22 %). Dette er spesielt tydelig for Statnett, med 39 % av alle driftsstanser meldt inn til årsplan 2017, mot 32 % for samme periode i fjor.

Svært mange anleggsdeler kobles ut hvert år og i enkelte tilfeller flere ganger hvert år. Samtidig er det fortsatt svært mange driftsstanser som meldes inn sent, der 48 % av de løpende innmeldte driftsstansene ble meldt inn mindre enn tre uker før oppstart (47 % i 2016). For Statnett er 42 % meldt inn sent i 2017, mot 38 % i 2016.

Systemansvarlig ser at det samlet sett er et betydelig potensiale for å forbedre planlegging og gjennomføring av driftsstanser. EU-regelverket, blant annet System Operation Guideline(SO GL) som skal implementeres, stiller strengere krav til innmelding enn det Statnett som systemansvarlig har praktisert hittil. Som følge av dette vil blant annet frist for innmelding til årsplanleggingen for 2018 bli fremskyndet fra 1. oktober til 1. september.

Systemansvarlig jobber fortsatt med å forbedre verktøy for innmelding og behandling av planlagte driftsstanser. Det legges spesielt stor vekt på å utvikle en innmeldingsløsning som sikrer bedre samordning mellom aktørene før ønskede driftsstanser sendes til systemansvarlig for behandling. Det utvikles også løsninger som muliggjør en bedre koordinering mellom systemansvarlig og konsesjonær før den innmeldte driftsstansen ferdigbehandles.

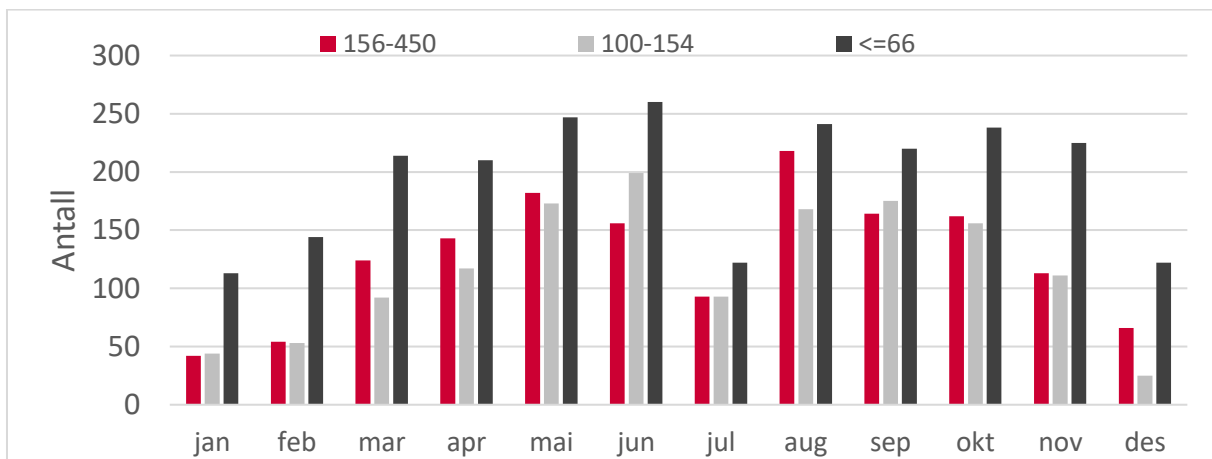
Forbedrede løsninger for planlegging, innmelding og behandling av driftsstanser vil kunne gi betydelige samfunnsøkonomiske gevinster i form av redusert utkoblingstid, økt overføringskapasitet og bedre forsyningssikkerhet.

8.2 Statistikk over planlagte driftsstanser

Utarbeidet statistikk for planlagte driftsstanser omfatter følgende:

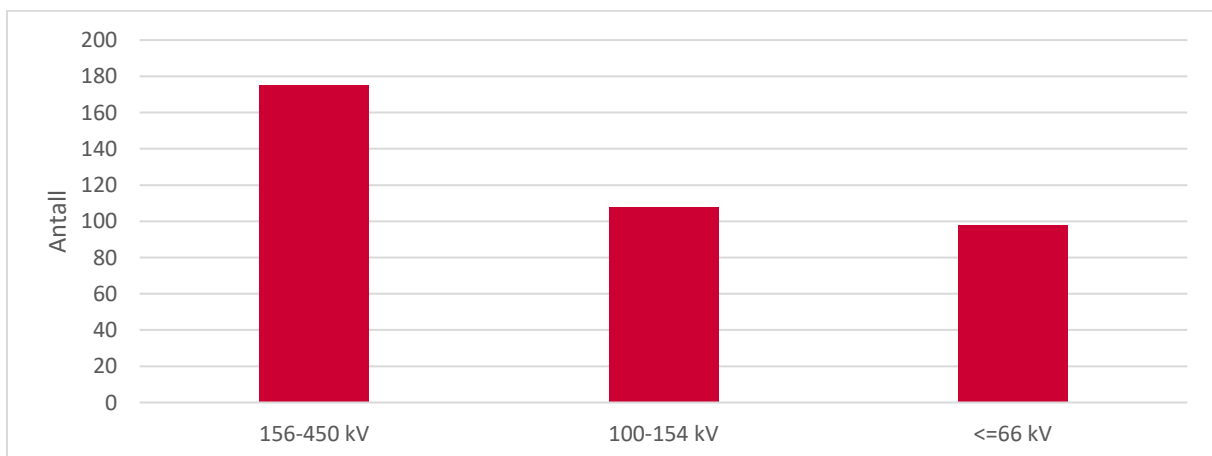
- Innmeldte driftsstanser med planlagt oppstart i 2017
- Kun planer med utkobling
- Kun planer til gjennomføring (inkluderer ikke avviste og avlyste dersom ikke dette er særskilt angitt)
- Angir måned for planlagt oppstart av driftsstansene.
- Antall er referert antall anleggsdeler (dvs. noe flere enn antall planer, da hver plan kan ha flere anleggsdeler).

Det er som tidligere relativt lav aktivitet på vinteren og i juli, mens aktiviteten på vår og høst er høy. Dette gjelder for alle spenningsnivå, men det er noe jevnere fordeling over året for det laveste spenningsnivået. Driftsstanser < 66 kV omfatter i hovedsak generatorer, men også en del komponenter i Statnetts nettanlegg (hovedsakelig i stasjoner) og ledninger og stasjoner hos andre konsesjonærer.



Figur 37: Fordeling av antall driftsstanser gjennom året og fordelt på spenningsnivå.

Om lag 380 innmeldte planer ble avvist av systemansvarlig. Nesten halvparten av disse driftsstansene er på 300-420 kV. Det er ulike årsaker til at en plan blir avvist, blant annet at planen er i konflikt med andre planlagte driftsstanser. Ofte meldes avviste planer inn på nytt på et senere tidspunkt.



Figur 38 Antall søknader hvor det er gitt avslag, fordelt på spenningsnivå.

Svært mange planlagte driftsstanser meldes inn til systemansvarlig etter de fastsatte frister. Om lag 2400 driftsstanser meldes inn mindre enn 3 uker før planlagte oppstart. Kun et fåtall av disse kan regnes som uforutsette og forårsaket av nødvendig feilretting. Andelen sent innmeldte er blitt noe

redusert de siste årene, men det er fortsatt behov for en betydelig forbedring i konsesjonærenes rutiner for planlegging og innmelding av driftsstanser. Følgende frister gjelder for innmelding av planlagte driftsstanser:

Årsplan: 1.oktober

Alle driftsstanser i sentralnettet for kommende kalenderår, inkludert nedtransformeringer til regionalnettet samt driftsstanser i produksjonsanlegg tilknyttet sentralnettet skal meldes til systemansvarlig innen 1. oktober. Dette inkluderer alle 132 kV- anlegg i sentralnettet.

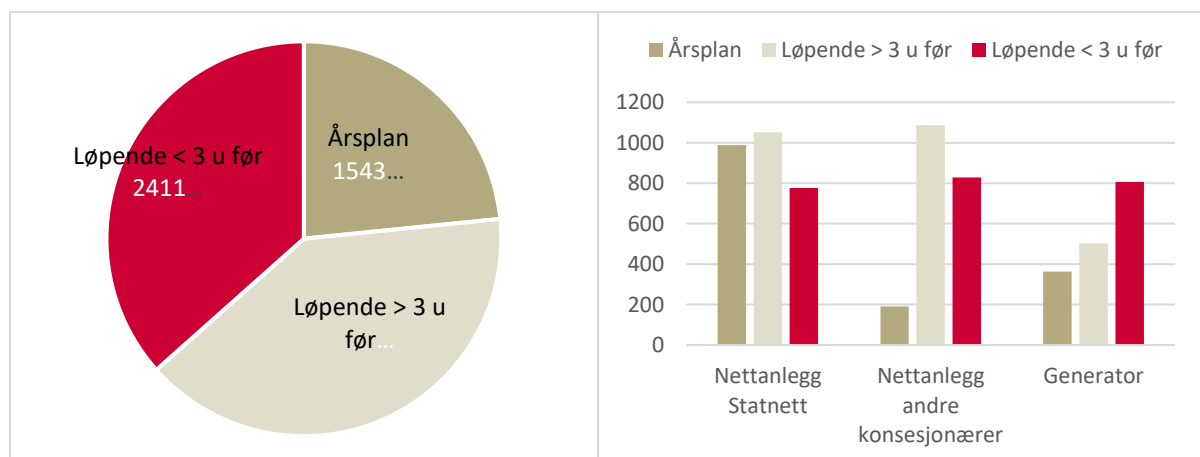
Innmelding senere på året: 3 måneder

Det aksepteres innmelding også etter at årsplanen er fastlagt, men siste frist for innmelding av planlagte driftsstanser er 3 måneder før utkoblingstidspunktet. Innmelding senere enn 3 måneder før ønsket utkoblingstidspunkt skal begrunnes. Allerede godkjente driftsstanser vil ha høyere prioritet enn senere innmeldte planer.

Innmelding mindre enn 3 uker før utkoblingstidspunktet

Innmelding av driftsstanser senere enn 3 uker før ønsket utkoblingstidspunkt aksepteres kun ved uforutsett nødvendig feilretting. Ved utfall med varige feil, skal driftsstans meldes til systemansvarlig når feilårsak er fastslått og forventet innkoblingstidspunkt er avklart, dog senest innen 12 timer etter utkoblingstidspunktet.

Det kan være hensyn som tilsier at det også vil bli godkjent andre sent innmeldte driftsstanser. Dette vil blant annet gjelde driftsstanser som ikke, eller i svært liten grad, berører andre konsesjonærer. Det kan ikke påregnes at ønsket tidspunkt blir innvilget.



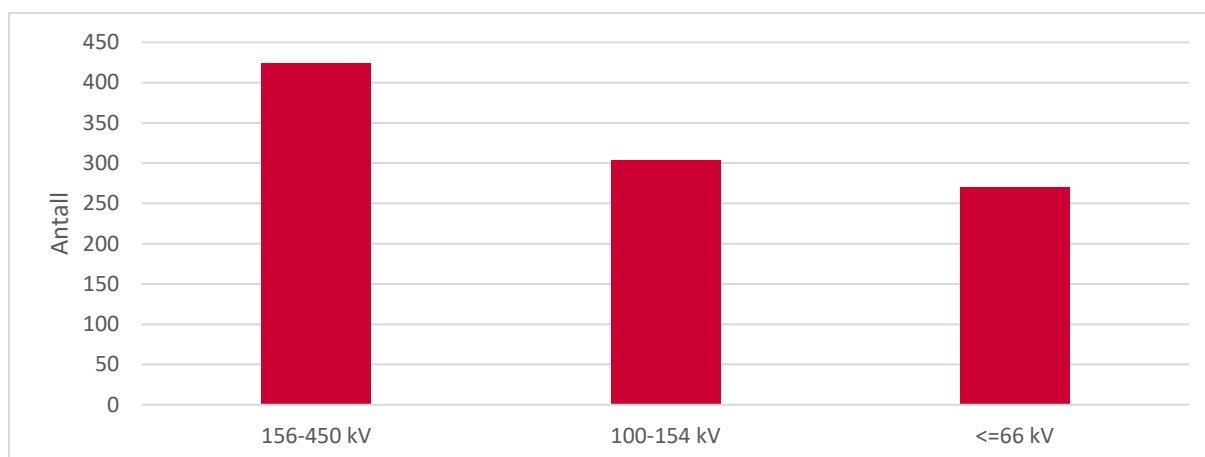
Figur 39: Antall søknader mottatt innen fristen og antall søknader mottatt etter fristen.

Om lag 1000 godkjente driftsstanser ble av ulike årsaker avlyst. Av disse ble ca. 150 avlyst av systemansvarlig og ca. 850 avlyst av konsesjonær. Systemansvarlig avlyser godkjente driftsstanser dersom forutsetning for gjennomføring ikke er oppfylt. Det kan blant annet være at overføringsbehovet på gjennomføringstidspunktet er høyere enn forutsatt. Feil og andre uforutsette hendelser vil også kunne være en årsak til avlysning.

Konsesjonærene har ulike begrunnelser for avlysning av vedtatte driftsstanser. Ofte skyldes avlysninger værforhold. Flere vedtatte driftsstanser avlyses også som følge av manglende materiell eller manglende personell.

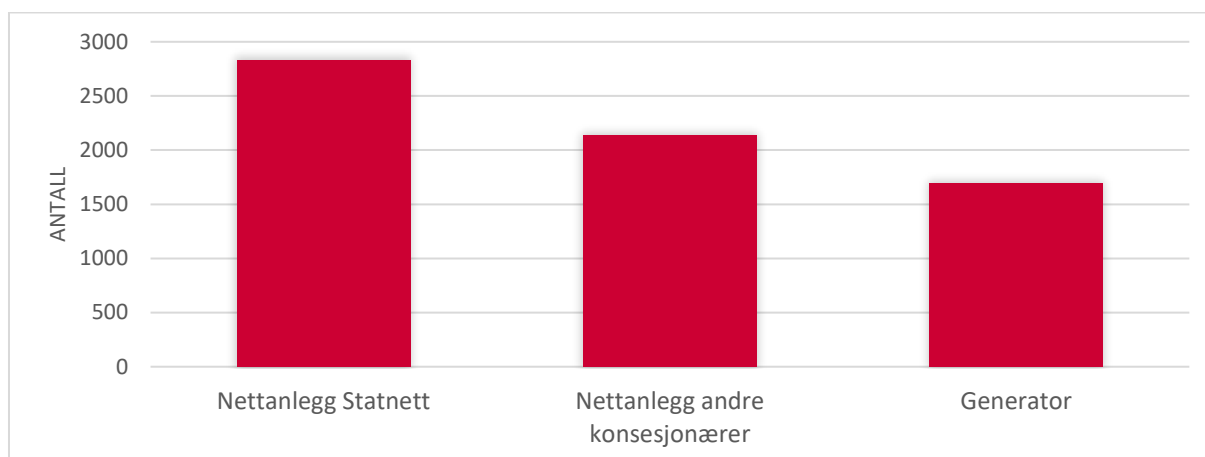
Avlyste driftsstanser vil ofte bli innmeldt på et senere tidspunkt.

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 egen oversikt over antallet driftsstanser som flyttes.



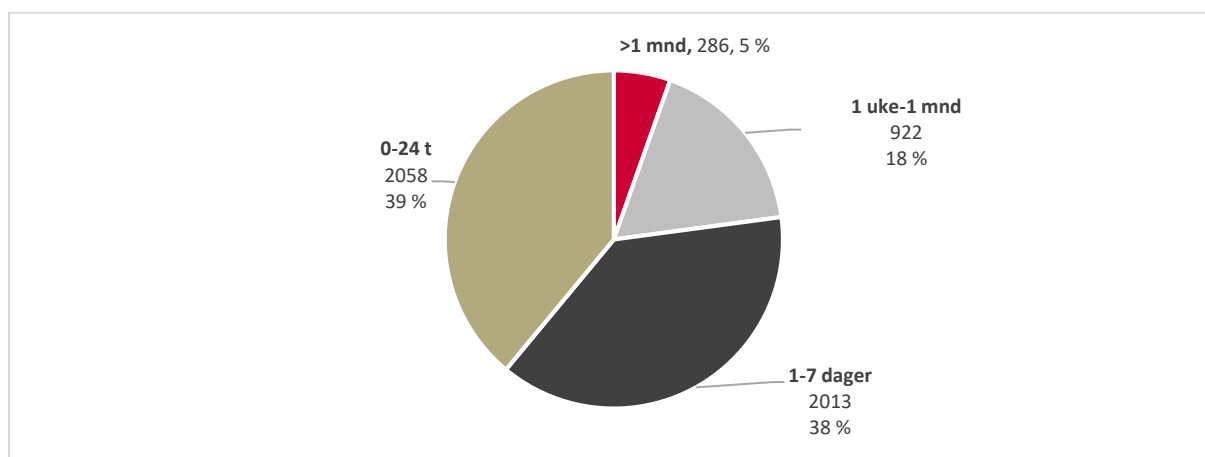
Figur 40: Antall avlyste driftsstanser fordelt på spenningsnivå.

Totalt ble det i 2017 innmeldt 6658 planer for driftsstanser med utkobling. Statnetts planer utgjør om lag 40 % av den totale mengden. Statnett har mange utbyggingsprosjekter under gjennomføring. Dette gir stort utkoblingsbehov. Spenningsoppgradering i Midt-Norge og ny 420 kV Ofoten – Balsfjord var prosjekter som bidro til mange driftsstanser i sentralnettet i 2017.



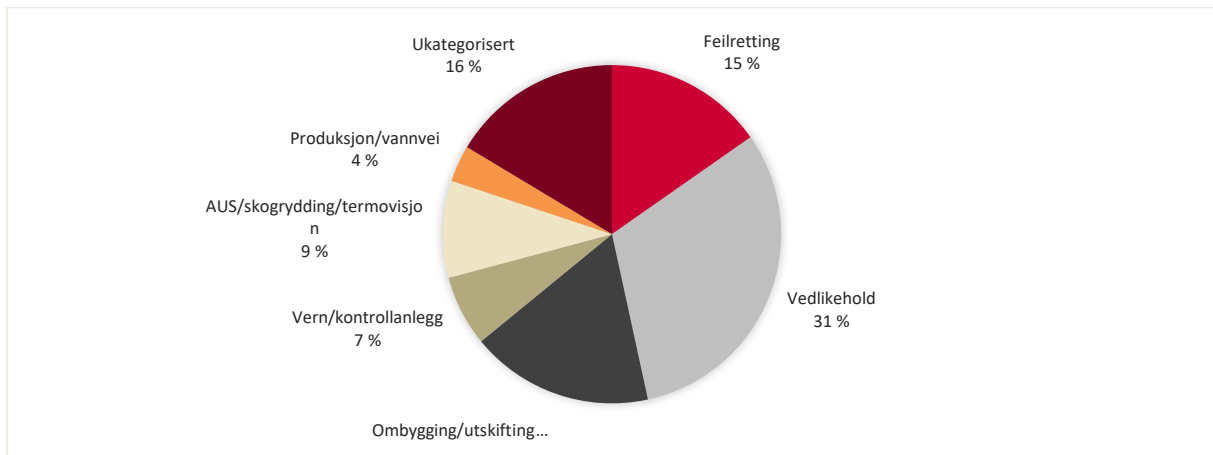
Figur 41: Forespørsler om driftsstans fordelt på Statnett, produsent eller nettselskap.

Mange planlagte driftsstanser har en planlagt utkoblingstid på en dag eller mindre. Langvarige driftsstanser vil normalt være mer krevende å få koordinert og gjennomført. Totalt ble det innmeldt 1200 driftsstanser med varighet på mer enn 1 uke i 2017.



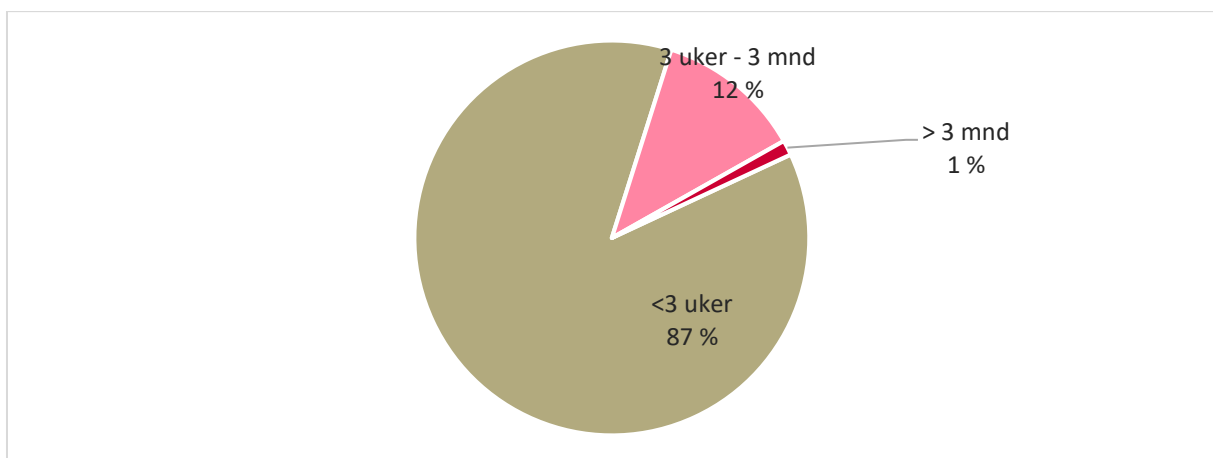
Figur 42: Varighet av driftsstansene.

Årsakskategoriene er basert på en rekke underkategorier. Dagens årsakskategorier som benyttes ved innmelding av driftsstanser er mangelfull– og er dårlig egnet til statistikkformål. Det jobbes med innføring av nye årsakskoder som bedre vil skille mellom forebyggende vedlikehold, korrektivt vedlikehold og nybygging/ombygging.



Figur 43: Årsaksfordeling av driftsstanser.

87 % av innmeldte driftsstanser behandles innen 3 uker. Av disse på blir langt de fleste ferdigbehandlet av systemansvarlig innen 1 uke. Driftsstanser av lang varighet eller med betydelig konsekvens for berørte aktører vil kunne kreve lengere behandlingstid. Ofte vil det være behov for å få vurdert alternative løsninger. Om lag 600 driftsstanser hadde en behandlingstid på mer enn 3 uker før det ble fattet endelig vedtak om gjennomføring.



Figur 44: Behandlingstid for driftsstanser som er meldt inn etter årsplanleggingen.

9 Planlegging og idriftsetting av tekniske anlegg i kraftsystemet

9.1 Liste over vedtak fattet etter fos § 14

Det ble ikke gitt pålegg om endring i vedtak fattet i 2017.

	Konsesjonær	Vår dato	Sak
1	Agder Energi Nett AS	07.02.2017	Engene - 132 kV kabling
2	Agder Energi Nett AS	21.09.2017	Høgefoss-området, ombygging fra 66 kV til 132 kV
3	Agder Energi Nett AS	16.10.2017	Agder Energi Nett AS, ombygging og sanering av 66 kV spoler
4	Agder Energi Nett AS	16.10.2017	Austadvika transformatorstasjon - ny T3
5	Agder Energi Nett AS	30.11.2017	Øie 110 kV transformatorstasjon – tilknytning til 420 kV i Kvinesdal
6	Agder Energi Vannkraft AS	05.04.2017	Hovatn kraftstasjon - nye generator- og transformatorvern
7	Agder Energi Vannkraft AS	19.04.2017	Laudal kraftstasjon aggregat 2 – ny elektronisk turbinregulator
8	Agder Energi Vannkraft AS	04.07.2017	Bjelland kraftstasjon aggregat A1 og A2 – ny turbin- og spenningsregulator samt nye magnetiseringstransformatorer
9	Agder Energi Vannkraft AS	08.08.2017	Iveland kraftstasjon aggregat A2 - ny turbinregulator
10	Arendals Fossekompagni ASA	17.08.2017	Bytte spenningsregulator og innfasingsenhet – Bøylefoss kraftstasjon
11	AS Eidefoss	09.05.2017	Utskifting av turbinregulatorer på Øvre Tessa kraftstasjon.
12	AS Eidefoss	02.11.2017	Midtre Tessa kraftverk revisjon av turbin og utskiftinger av elektriske komponenter
13	Austri Raskiftet DA	06.06.2017	Raskiftet vindkraftverk og 132 kV linje Raskiftet-Osmoen
14	BKK Nett AS	02.06.2017	Mongstad transformatorstasjon - skifte transformator T6 og nytt 22 kV anlegg
15	BKK Nett AS	06.06.2017	300(420) kV Modalen-Steinsland-Haugsvær-Lindås-inkludert stasjoner og omlegging av 145 kV ledninger i Matreområdet
16	BKK Nett AS	02.10.2017	Samnanger transformatorstasjon - ny 132/22 kV transformator med tilhørende 132 kV apparatanlegg
17	BKK Nett AS	17.10.2017	Sandøy transformatorstasjon - ny 132/22 kV transformator med tilhørende 132 kV apparatanlegg
18	BKK Nett AS	30.11.2017	Lindås transformatorstasjon - DCB bryter på 132 kV siden av transformator T1
19	BKK Produksjon AS	06.06.2017	Endringer i 300 kV Modalen koblingsstasjon mot Steinsland koblingsstasjon Ny kraftledning 145 kV Haugsvær – Stordalen Sanering av deler av 145 kV Stordalen - Matre
20	BKK Produksjon AS	20.06.2017	Ny spenningsregulator - Myster kraftverk
21	BKK Produksjon AS	24.08.2017	Evanger kraftverk - rehabilitering av aggregat 1, 2 og 3, inkludert turbin- og spenningsregulator

22	Dalane Nett AS	17.10.2017	Ny 50 kV Svåheia transformatorstasjon med ny luftlinje mellom transformatorstasjonen og t-avgreiningspunktet Skåra på 50 kV linjen Slettebø-Løvenborg.
23	Dalane Vind AS	09.11.2017	Svåheia 28 MVA vindpark – tilkoblet 22 kV Svåheia koblingsstasjon
24	E-CO Energi AS	27.11.2017	Vamma kraftstasjon aggregat 1, 2, 3, 4 og 5 - utskifting av magnetiseringsutstyr og magnetiseringstransformator
25	E-CO Energi AS	28.11.2017	Vamma kraftstasjon – nye turbinregulatorer for aggregat 7 og 8 og nye generatorvern
26	Eidsiva Nett AS	23.01.2017	Furuset transformatorstasjon
27	Eidsiva Nett AS	06.06.2017	Ny 132 kV Osmoen koblingsstasjon
28	Eidsiva Vannkraft AS	07.09.2017	Utskifting av magnetiseringsutrustning Aggr. 1 og 2 - Osa kraftverk
29	Eidsiva Vannkraft AS	14.09.2017	Ylja kraftverk - Utskifting av vern - og kontrollanlegg og magnetisering som inkluderer magnetiseringstransformator og spenningsregulator.
30	Eidsiva Vannkraft AS	01.12.2017	Harpefossen kraftverk - Økt utnyttelse av generatorene og utskifting av elektronisk turbinregulator på aggregat 1 og 2.
31	Fosen Vind AS	15.05.2017	Roan vindpark
32	Glitre Energi Nett AS	18.04.2017	Flesaker – Setersberg, ny 132 kV dobbellinje
33	Hafslund Nett AS	31.01.2017	Moss, innskutt 50 kV jordkabel Melløs-Jeløy 3 - Moss, innskutt 50 kV jordkabel Moss-Jeløy 1 og 2 - omlegging ut fra Jernbaneverkets behov på Moss jernbanestasjon
34	Hafslund Nett AS	18.04.2017	Rodeløkka transformatorstasjon - ombygging til 132 kV GIS anlegg
35	Hafslund Nett AS	18.04.2017	Bjørnegård transformatorstasjon – utvidelse med ny transformator T4
36	Hafslund Nett AS	02.05.2017	Halmstad transformatorstasjon - rehabilitering
37	Hafslund Nett AS	02.05.2017	Råde transformatorstasjon m/utgående linjer
38	Hafslund Nett AS	12.05.2017	Furuset 47 kV - utskifting av effektbrytere
39	Hafslund Nett AS	24.05.2017	Linderud – Tonsen linje 1 & 2, kabling av del av linjene
40	Hafslund Nett AS	06.06.2017	Lørenskog Vinterpark - kabling av 47 kV luftlinje Røykås - Kjellerholen
41	Hafslund Nett AS	07.06.2017	Omlegging av 300 kV kabel NØ1 - Løren
42	Hafslund Nett AS	29.06.2017	Hovinmoen transformatorstasjon
43	Hafslund Nett AS	15.08.2017	Ulven transformatorstasjon - utvidelse med nye 132 kV felt
44	Hafslund Nett AS	04.09.2017	Bærums Verk transformatorstasjon - økt T2 transformatorytelse
45	Hafslund Nett AS	14.09.2017	Lystad transformatorstasjon - installere ny 18 MVA transformator T3
46	Hafslund Nett AS	14.09.2017	Gotland transformatorstasjon – installere ny 24 MVA transformator T3
47	Hafslund Nett AS	01.11.2017	Prestegata transformatorstasjon - ny 132/11 kV transformator 215T1
48	Hammerfest Energi Nett AS	02.06.2017	Kvalsunddalen transformatorstasjon - ombygging av 132 kV koblingsanlegget
49	Helgeland Kraft AS	31.08.2017	Fagervollan kraftverk: Ny turbin- og spenningsregulator

50	Hydro Aluminium AS	28.04.2017	Hydro Høyanger stasjon – ny likeretter med kondensatorbatteri, samt nytt felt
51	Hydro Energi AS	08.03.2017	Mæl kraftverk Utskiftning av 132 kV T1 og installering av generatorbryter
52	Hydro Energi AS	25.04.2017	Oppgradering Suldal I kraftstasjon inkludert effektøking, nye turbinhjul på A1 og A2, nytt magnetiseringsutstyr inkludert magnetiseringstransformator, ny stator på G2, nytt 13 kV anlegg med reaktoranlegg og nye gjennomføringer på T1
53	Hydro Energi AS	18.05.2017	Svelgfoss kraftverk - utskiftning av apparat- og kontrollanlegg
54	Hydro Energi AS	15.08.2017	Ny turbinregulator til aggregat 1 Suldal I - Hydro Energi AS
55	Hydro Energi AS	31.08.2017	Suldal II kraftverk, generator G4 - Ny magnetisering inkludert magnetiseringstransformator og spenningsregulator.
56	Hydro Energi AS	12.12.2017	Holsbru kraftstasjon aggregat 1 – utskifting av magnetiseringsutstyr
57	Lofotkraft AS	13.01.2017	Ny 132 kV linje Kanstadbotn - Kvitfossen
58	Lofotkraft AS	15.02.2017	Kvitfossen - ny 132 kV transformatorstasjon
59	Lofotkraft AS	16.02.2017	Klepstad transformatorstasjon - ombygging fra 66 kV til 132 kV
60	Lofotkraft AS	26.09.2017	Klepstad-Fygle, ny 132 kV linje - del av nettet Kvitfossen-Solbjørn
61	Lyse Elnett AS	16.01.2017	Stokkeland-Ullandhaug, ny 132 kV innskutt kabel, Jærveien - Måkeveien; Skeiane-Ullandhaug, ny 132 kV innskutt kabel, Asheimveien - Måkeveien
62	Lyse Elnett AS	27.02.2017	Kjelland transformatorstasjon - ny 50 kV avgang
63	Lyse Elnett AS	26.06.2017	Endringer 132 kV Lysebotn - Moen - Ny koblingsstasjon - Lysebotn II
64	Lyse Elnett AS	20.09.2017	Haugesundsgata-Hillevåg transf.st. – ny innskutt jordkabel
65	Lyse Elnett AS	26.09.2017	Sande - Risavika, omlegging og nye jordkabler
66	Lyse Elnett AS	14.12.2017	Jåttå transformatorstasjon - økt transformatorytelse
67	Lyse Produksjon AS	28.03.2017	Tjodan kraftverk - ombygging av kontroll og hjelpeanlegg
68	Midtfjellet Vindkraft AS	03.03.2017	Midtfjellet vindpark – fase 3 med økt installasjon til 149,6 MW
69	Mo Industripark AS	07.11.2017	Svabo - ny 70 MVA transformator T3
70	Mørenett AS	25.04.2017	Ryste transformatorstasjon
71	Mørenett AS	31.07.2017	Volda transformatorstasjon - ny transformator T1
72	Mørenett AS	20.11.2017	Stranda transformatorstasjon – ny 30 MVA transformator T2, apparatanlegg, vern- og kontrollanlegg
73	Nordkraft Produksjon AS	09.10.2017	Sildvik koblingsstasjon - nytt 132 kV GIS-anlegg
74	Nordlandsnett AS	29.05.2017	Ny 66 (132) kV jordkabel mellom Tjønndalen og Bodin
75	Nordlandsnett AS	21.06.2017	Øresvik transformatorstasjon - ny 20 MVA 132/22 kV transformator
76	Nordlandsnett AS	21.08.2017	Oldereid transformatorstasjon - ny 25 MVA transformator T1
77	Nord-Salten Kraft AS	27.11.2017	Sagfossen kraftstasjon - ny turbinregulator for aggregat 1

78	Norsk Vind Egersund AS	06.04.2017	Egersund vindkraftverk
79	NTE Energi AS	07.06.2017	Mosvik kraftstasjon - Skifte av magnetiseringsutstyr
80	NTE Energi AS	08.09.2017	66 kV kraftledning som produksjonsradial fra Storåselva kraftverk til t-avgreningspunkt Vegset på t-avgrening Snåsa på ledning Bogna-Nedre Fiskumfoss.
81	NTE Energi AS	06.11.2017	66 kV hovedtransformator T1 i Storåselva kraftverk
82	Opplandskraft DA	09.10.2017	Nedre Otta Kraftverk
83	SFE Nett AS	02.10.2017	Ny 132 kV linje Svelgen – Hennøy med tilhørende 132 kV apparatanlegg i Svelgen TS
84	SFE Produksjon AS	22.03.2017	Sanering og bygging av nytt Svelgen 1 kraftverk på 9,99 MVA.
85	Sira-Kvina kraftselskap	17.03.2017	Nytt linjefelt Åna-Sira for Tellenes Vindpark - Sira-Kvina
86	Sira-Kvina kraftselskap	12.09.2017	Duge kraftverk - Aggregat 1 - Utskifting av turbinregulator og magnetiseringsutrustning
87	Siso Energi AS	06.02.2017	Siso Kraftstasjon A2 - Nytt oljetrykksanlegg og turbinregulator
88	Skagerak Nett AS	31.01.2017	Brunla transformatorstasjon - Oppgradere to eksisterende 132 kV linjefelt
89	Skagerak Nett AS	31.01.2017	Dolven transformatorstasjon - Utvide stasjonen med et nytt 132 kV-linjefelt
90	Skagerak Nett AS	07.09.2017	132 kV kraftledning Meen - Solum - Dolven
91	Skagerak Nett AS	07.09.2017	132 kV Solum transformatorstasjon
92	Sognekraft AS	21.06.2017	132 kV Grindsdalen transformatorstasjon
93	Sognekraft AS	21.12.2017	Ny 132/22 kV Lidal transformatorstasjon inkludert 132 kV luftledning Lidal - Grindsdal
94	Statkraft Energi AS	16.01.2017	Nye Ringedalen Kraftverk
95	Statkraft Energi AS	10.03.2017	Rana kraftverk G2, G3 og G4 - Skifte til ny større stator og kabelanlegg
96	Statkraft Energi AS	28.03.2017	Vessingfoss kraftverk - rehabilitering - 132 kV apparat- og kabelanlegg, turbinregulering, spenningsregulering samt kontrollanlegg og vern
97	Statkraft Energi AS	12.05.2017	Aura kraftverk. Utskifting av magnetiseringsutstyr på generator 3, generator 2 og generator 1.
98	Statkraft Energi AS	20.06.2017	Tokke kraftverk - kontroll- og apparatanlegg, brytere og spenningsregulering
99	Statkraft Energi AS	25.07.2017	Aura kraftverk G1 ny stator med høyere ytelse
100	Statkraft Energi AS	25.07.2017	Skjomen koblingsstasjon - nytt 132 kV GIS-anlegg
101	Statkraft Energi AS	31.08.2017	Nytt magnetiseringsutstyr for aggregat i Jostedal kraftverk
102	Statkraft Energi AS	07.09.2017	Kraftverk K5, Høyanger – A2 – Skifte av elektronisk turbinregulator
103	Statkraft Energi AS	03.10.2017	Rana kraftverk - Effektoppgradering
104	Statkraft Energi AS	20.10.2017	Langvatn kraftverk G1 og G2 - Skifte av stator med høyere ytelse 65 MVA, uendret turbineffekt og eksisterende magnetiseringsutstyr.
105	Statnett SF	10.03.2017	Furuset transformatorstasjon - reinvestering T1 og T2
106	Statnett SF	16.03.2017	Skjomen koblingsstasjon - rehabilitering nytt 132 kV GIS-anlegg og midlertidig tiltak i kabelanlegg i byggeperioden

107	Statnett SF	18.04.2017	Hamang - midlertidig tiltak, ny transf. T4 og nytt 45 kV GIS container-anlegg
108	Statnett SF	25.04.2017	Ofoten – Balsfjord – Nytt 420 kV AIS anlegg i Ofoten transformatorstasjon (byggetrinn 2), og linje 420 kV Ofoten – Kvandal 2
109	Statnett SF	02.05.2017	Tveiten transformatorstasjon ny P-spole
110	Statnett SF	10.05.2017	Prosjekt Digital stasjon - Installasjon av optisk strømtransformator og kontrollanlegg i Furuset
111	Statnett SF	11.05.2017	300 kV Hove transformatorstasjon - utskifting av vern- og kontrollanlegg og strømtransformatorer
112	Statnett SF	07.06.2017	Nedre Røssåga transformatorstasjon -Forenkling av koblingsfelt
113	Statnett SF	10.08.2017	Stokkeland transformatorstasjon – eierskille Statnett/ Lyse Elnett AS - DCB-bryter og måletransformatorer
114	Statnett SF	28.09.2017	Hasle - strømbegrensende spoler for T1 og T7
115	Statnett SF	09.10.2017	Sildvik koblingsstasjon - nytt 132 kV GIS-anlegg
116	Statnett SF	09.10.2017	Ilandføring av HVDC kabel samt strømretteranlegg i Kvilldal - Kabelforbindelse mellom Norge og Storbritannia - Prosjekt North Sea Link (NSL)
117	Statnett SF	26.10.2017	Hylen 420 kV koblingsstasjon (GIS anlegg)
118	Statnett SF	29.11.2017	Ålfoten transformatorstasjon - økt 420/132 kV transformeringskapasitet
119	Statnett SF	30.11.2017	Sauda trinn 2 - nytt 420 kV AIS anlegg og ny 420 kV linje Sauda-Lysebotn
120	Statoil ASA	22.08.2017	Johan Sverdrup omformerstasjon på Haugsnes (Kårstø) - kraft fra land (fase 1)
121	Sunnfjord Energi AS	12.10.2017	Nedre Svultingen - ny 66/22 kV krafttransformator T3
122	Tellenes Vindpark AS	04.04.2017	Tellenes vindpark
123	Titania AS	28.09.2017	Åna-Sira transformatorstasjon - Logsmyr koblingsstasjon, ny 132 kV linje
124	Troms Kraft Nett AS	27.10.2017	Varden transformatorstasjon - 132 kV Jordslutningsspole
125	TrønderEnergi Nett AS	26.06.2017	Vikstrøm transformatorstasjon
126	TrønderEnergi Nett AS	09.10.2017	Nye Åfjord transformatorstasjon (132 kV og 66 kV), samt ombygging av Hubakken transformatorstasjon
127	TrønderEnergi Nett AS	09.10.2017	Nye 132kV Hofstad transformatorstasjon, samt utvidelse av Straum transformatorstasjon
128	Ånstadblåheia Vindpark AS	16.10.2017	Ånstadblåheia Vindpark og Ånstadblåheia Transformatorstasjon

Tabell 13: Liste over vedtak etter fos § 14.

10 Anleggsdata og overføringsgrenser

10.1 Status for arbeid med innsamling av anleggsdata via Fosweb

Arbeidet med anleggsdata har i 2017 fortsatt vært preget av videreutviklingen av Fosweb og den innsatsen som gjøres for å heve kvaliteten på anleggsdata for eksisterende anlegg. I løpet av året har funksjonalitet for å rapportere inn anleggsdata for følgende anleggstyper blitt implementert i Fosweb:

- | | |
|--|-----------|
| • Luftlinje og kabel | (februar) |
| • Seriereaktor, loop og stasjonskabel | (mars) |
| • Anlegg for nullpunktsjording, dvs. petersenspoler og nullpunktsreaktorer | (april) |
| • Samleskinne, strømtransformator og brytere | (mai) |
| • HF-sperre og øvrige strømbegrensende komponenter | (juni) |
| • SVC og Statcom | (oktober) |

Anleggsdata for disse anleggstypene har det også tidligere vært mulig og obligatorisk å rapportere, men omfanget av rapporteringspliktige parametere er revidert i forbindelse med implementering av innrapportering i Fosweb. I tillegg muliggjør Fosweb automatisk validering av innrapporterte data. I forbindelse med implementering av rapportering i Fosweb har systemansvarlig sammenstilt og lagt ut sine tilgjengelige data for eksisterende anlegg i løsningen. For å heve kvaliteten på anleggsdata for eksisterende anlegg, har NVE vedtatt at alle konsesjonærer skal oppdatere, komplettere og bekrefte (kvalitetssikre) anleggsdata for sine eksisterende anlegg. Konsesjonærene gjennomfører denne oppgaven med litt varierende innsats. For å sikre tilfredsstillende kvalitet på anleggsdata som blir rapportert, legger derfor systemansvarlig ned en betydelig jobb i å kontrollere at rapporterte data er korrekte før godkjenning.

Status for arbeidet med kvalitetssikring av anleggsdata for eksisterende anlegg ved årsskiftet 2017/2018, fremkommer av figur 45. Der fremkommer også de tidsfrister som NVE har vedtatt overfor konsesjonærene for kvalitetssikringsarbeidet for de forskjellige anleggstypene.

Når det gjelder idriftsettelse av nye anlegg og endringer i eksisterende anlegg, så håndterer systemansvarlig innrapporterte anleggsdata fortløpende. Å følge opp konsesjonærer som ikke rapporterer anleggsdata før idriftsettelse iht. fos §14a, har i 2017 hatt noe lavere prioritet grunnet arbeidsomfanget med å videreutvikle Fosweb og å følge opp konsesjonærer som kvalitetssikrer data for eksisterende anlegg.

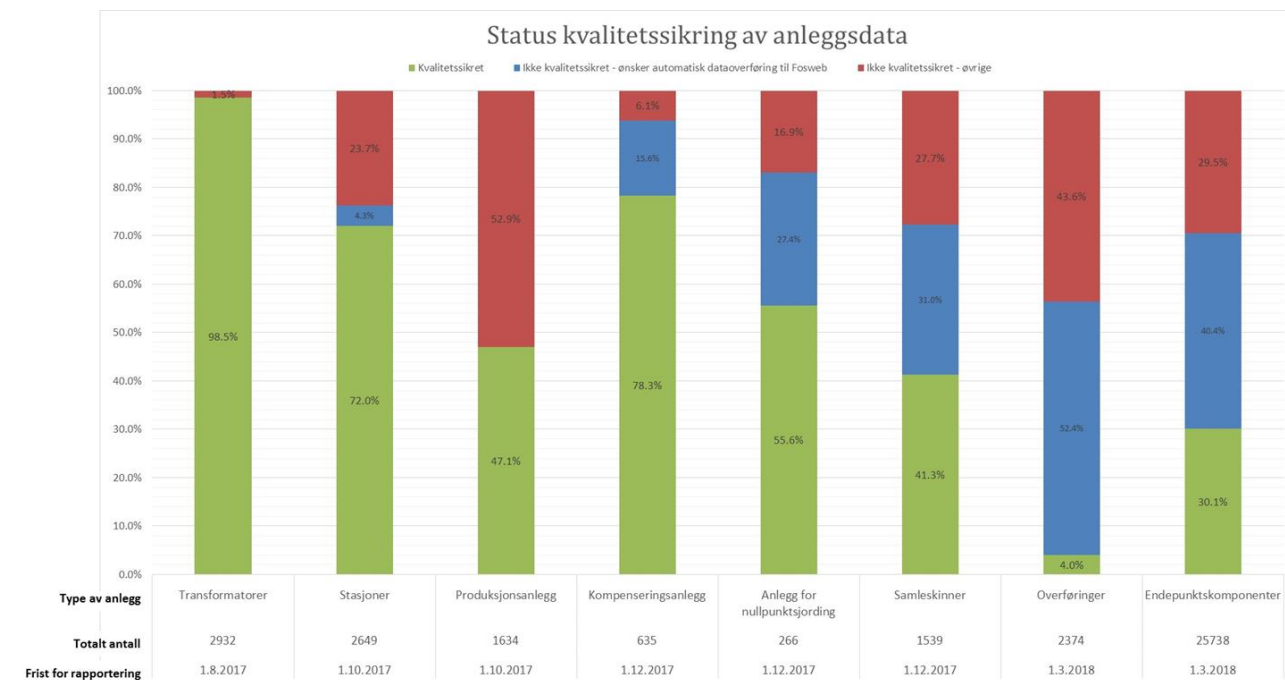
Alle konsesjonærer har allerede før år 2017 hatt som oppgave å oppdatere og bekrefte overføringsgrenser for eksisterende overføringer i regional- og sentralnettet. I forbindelse med kvalitetssikring av anleggsdata, ser systemansvarlig likevel at det blir en hel del korreksjoner i overføringsgrensene. Konsesjonærene kompletterer også rapporteringen med noen overføringer som tidligere har manglet. Systemansvarlig vedtar fortløpende overføringsgrenser for slik innrapportering på lik linje med overføringsgrenser for nye overføringer som blir idriftsatt.

Anleggsdata benyttes i analyse- og driftsplanleggingsverktøy samt driftssentralsystemer. I tillegg benyttes anleggsdata som underlag for statistikk, typisk feilstatistikk. Økt kvalitet på anleggsdata (inkl. overføringsgrenser) vil gjøre modellene i analyse- og driftsplanleggingsverktøy samt driftssentralsystemer mer presise. Konkret vil gode modeller som gjenspeiler de faktiske forhold føre til:

- Sikrere kraftforsyning og effektivere kapasitetsutnyttelse – spesielt ved beslutninger i driften og ved fastsettelse av overføringskapasitet
- Riktigere nettinvesteringer
- Mer korrekte vern- og reléplaner

- Bedre muligheter for utvikling av riktige system- og balansetjenester
- Mulighet for økt automatisering i driften av kraftsystemet

Nytten med innsamling av anleggsdata endres lite over tid, og systemansvarlig foreslår derfor at behovet av å beskrive nytten utgår fra og med neste års rapportering til NVE.



Figur 45: Status kvalitetssikring av anleggsdata.

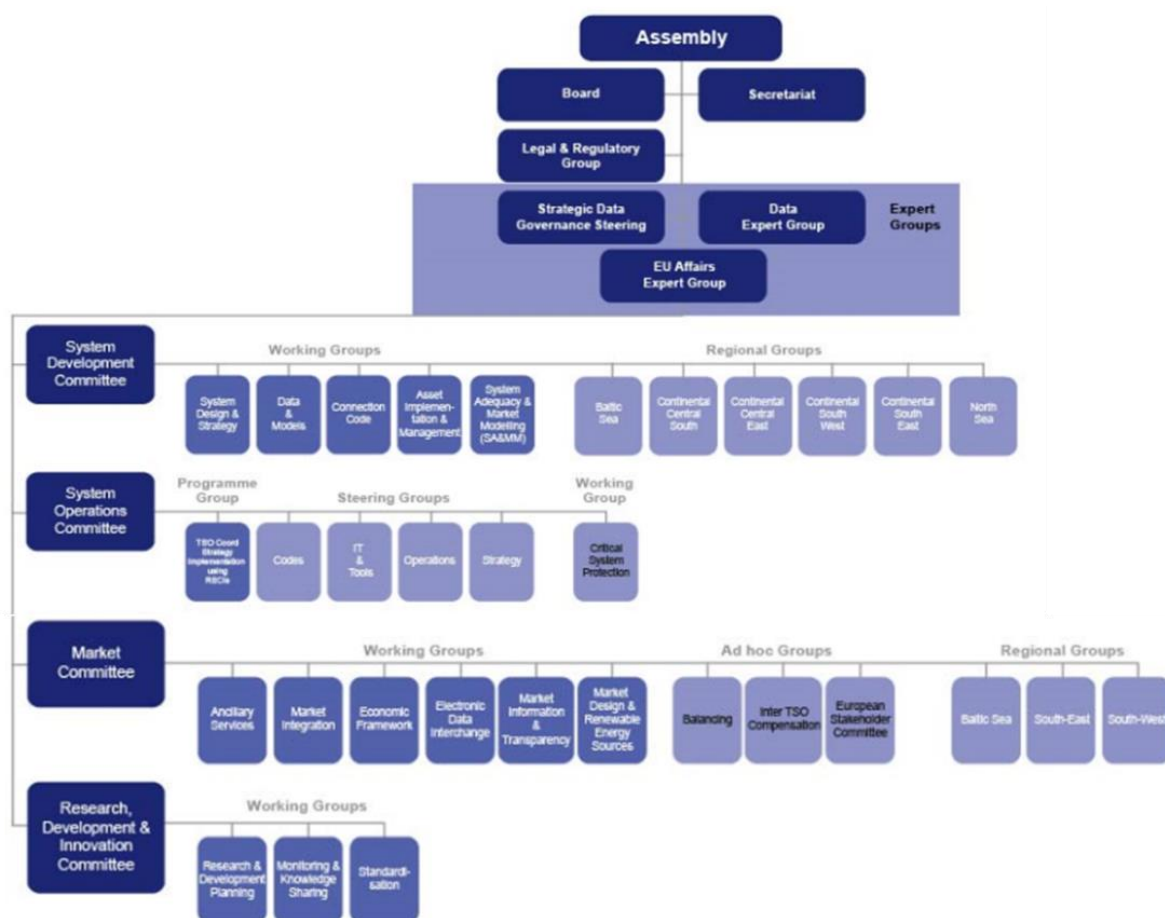
11 Internasjonal koordinering

11.1 Nordisk og europeisk arbeid for å utvikle utøvelsen av systemansvaret

Internasjonal koordinering

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

Hovedinnsatsen til Statnett i det europeiske arbeidet knytter seg opp mot deltagelse i European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Statnett er medlem av ENTSO-E og deltar i flere arbeidsgrupper og komiteer.



Figur 46: Overordnet organisasjonskart - ENTSO-E.

Som et resultat av økt digitalisering er det opprettet egne grupper for IT utvikling og koordinering, blant annet en Digital Committee. I tiden fremover skal det utarbeides en rekke store europeiske plattformer og IT-modeller og ENTSO-E trenger god koordinering av dette svært ressurskrevende arbeidet.

Sentralt i arbeidet er fortsatt implementering av Network Codes/ Guidelines. Til sammen er det utarbeidet åtte Network Codes/ Guidelines. Selv om regelverket formelt ikke er implementert i Norge, påvirker de kraftmarkedet i Norge og Norden vesentlig. Statnett er derfor aktivt deltagende både i utformingen og implementeringen av regelverket. Mye av dette arbeidet gjøres, eller koordineres av

ENTSO-E. En stor del av vår deltagelse i ENTSO-E retter seg derfor inn mot arbeid vedrørende videreutvikling og implementering av europeisk regelverk.

Statnett er 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 arbeid 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.

Videre holder vi oss oppdatert på nye initiativ og regelverksutviklingen i Europa. Statnett har deltatt med innspill til ENTSO-E og norske myndigheter i forbindelse med europeiske myndigheters arbeid med nytt regelverk, den såkalte vinterpakken.

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, lanserte Svenska Kraftnät og Statnett i juni 2017 en nytt balanseringskonsept for det nordiske kraftsystemet. Modellen baserer seg på såkalt Area Control Error (ACE) i samspill med moderne IT-løsninger. Energinet og Fingrid ble samtidig invitert til å slutte seg til, hvilket Energinet gjorde høsten 2017. Fingrid er pr. februar 2018 i dialog med de øvrige nordiske TSOene om å tre inn i samarbeidet. Balanseringskonseptet er planlagt implementert stegvis frem mot 2022.

Den nye balanseringskonseptet innebærer at hver TSO innenfor et synkronområde er ansvarlig for å holde sin egen balanse i henhold til plan, korrigert for eventuelle aktiverte reserver. Denne modellen er i dag i bruk på kontinentet, og var også benyttet i Norden frem til rundt årtusenskiftet. Den nye versjonen kalles modernized Area Control Error (modernized ACE). Konseptet skiller seg fra "gamle ACE" ved at man i større grad benytter moderne IT-løsninger for å beholde effektiviteten i dagens modell.

11.2 Status for de nordiske investeringsplanene

De nordiske TSO-er publiserer hvert andre år en nordisk nettutviklingsplan. For detaljer rundt de enkelte planer og prosjekt vises til Nordic Grid Development Plan 2017, de nasjonale nettutviklingsplaner samt den enkelte TSOs hjemmesider. En grov oversikt over nordiske investeringsplaner og status for disse vises i kapittel 11.2.1 og 11.2.2.

11.2.1 Mellomlandsforbindelser ut av Norden

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

Realiserte

- **Estlink 2:** HVDC-forbindelsen Estlink mellom Finland og Estland ble idriftsatt i januar 2007 med en overføringskapasitet på 350 MW. I februar 2014 idriftsatte Fingrid og Elering

(estlandsk TSO) Estlink 2 (kapasitet 650 MW). Samlet kapasitet Finland-Estland: 1000 MW.

- **NordBalt:** 700 MW HVDC-forbindelse mellom Sverige og Litauen. Viktig for integreringen av det baltiske markedet. Eies 50/50 av SvK/LitGrid. Ble satt i drift februar 2016.

Under bygging:

- **COBRA Cable:** 700 MW HVDC-link mellom Jylland (Endrup) og Nederland (Eemshaven). Eies 50/50 av Energinet og TenneT. Selskapene gjorde i februar 2016 endelig investeringsbeslutning for prosjektet. Prosjektet planlegges idriftsatt Q2-2019.
- **NordLink:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Ertsmyra/Sirdal) og Tyskland (Wilster, Schleswig-Holstein). Statnett eier 50% og den tyske systemoperatøren TenneT samt den statseide tyske finansieringsinstitusjonen KfW eier 25% hver. Forbindelsen ble gitt konsesjon i 2014 og investeringsbesluttet januar 2015. Prosjektet planlegges idriftsatt 2020.
- **North Sea Link:** 1400 MW HVDC-link mellom Norge (Kvilldal) og England (Blyth). Eies 50/50 av Statnett og National Grid. Forbindelsen ble gitt konsesjon i 2014 og 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 planlagt i 2020. Nåværende østkystforbindelse planlegges spenningsoppgradert (220→400 kV), noe som bidrar til å øke kapasiteten til 2500 MW i begge retninger. Som følge av økt vindkraftvolum i Tyskland har kapasiteten på forbindelsen tidvis vært svært begrenset.
- **Kriegers Flak:** En 600 MW offshore vindpark er under bygging på dansk territorium av Kriegers Flak. Basert på dette bygger Energinet og tysk TSO (50 Hertz) en 400 MW AC-forbindelse fra Danmark via Kriegers Flak til Tyskland som skal ferdigstilles innen 31.12.2018. I tillegg til Kriegers Flak tilknyttes vindparkene Baltic 1 og 2 (336 MW).

Besluttet

- **Jylland-Tyskland (Vestkysten):** Energinet og TenneT har besluttet å bygge en ny vestkystforbindelse (400 kV) Jylland-Tyskland, noe som vil løfte kapasiteten den teoretiske kapasiteten fra 2500 til 3500 MW. Forbindelsen planlegges realisert mot slutten av 2022.

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 2022.
- **Viking Link:** Energinet og National Grid har søkt konsesjon for ny 1400 MW kabel mellom Danmark og England (770 km). Prosjektet planlegges investeringsbesluttet i 2018 og idriftsatt i 2022.

Under utredning

- **Hansa Power Bridge:** Svenska Kraftnät og 50 Hertz Transmission undertegnet i mars 2014 en intensjonsavtale for realisering av ny forbindelse mellom Sverige og Tyskland på mellom 700 og 1400 MW. Forbindelsen planlegges idriftsatt i 2026.
- **Danmark-Polen.** Energinet og polsk TSO (PSE) har startet utredninger rundt ny forbindelse Sjælland-Polen.
- **Danmark-Tyskland.** Energinet og tysk TSO (50 Hz) utreder i den europeiske nettutviklingsplanen muligheter for økt kapasitet Sjælland-Tyskland.

11.2.2 Mellomlandsforbindelser internt i Norden

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

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. Forbindelsen er under bygging. Nordre del (AC) er idriftsatt, mens søndre del (DC) forventes idriftsatt mai 2018. Forbindelsen har også vært planlagt med en gren mot Norge. Norgegrenen ble i 2013 av Statnett og SvK besluttet terminert.

Øvrige internordiske mellomlandsforbindelser

- **Ny AC-forbindelse Sverige-Finland.** Basert på store forskjeller i nasjonal energibalanse (Sverige overskudd, Finland underskudd), er prisforskjellene tidvis store. Som følge av dette har Fingrid og Svenska Kraftnät konsesjonssøkt en tredje AC-forbindelse i nord (SE1-FI), noe som vil øke kapasiteten med ca.800 MW. Ledningen planlegges idriftsatt Q4-2025.
- **Reinvestering FennoSkan 1 (SE3-FI).** Svenska Kraftnät og Fingrid har startet vurderinger rundt en eventuell reinvestering av FennoSkan 1. FennoSkan 1 er på 500 MW og ble bygget i 1989. Hovedalternativet for en eventuell ny forbindelse går mellom SE2 og Finland.
- **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 i 2020. I tillegg har SvK og Energinet startet vurderinger rundt reinvestering av Kontiskan-forbindelsen (Jylland-SE3).
- **Nordisk Nettutviklingsplan 2017:** Gjennom planen besluttet de nordiske TSOer å starte utredninger av 5 Korridorer for å se på fremtidig forsterkningsbehov. De fem korridorer er: Norge-Danmark, Norge-Sverige (NO1-SE3), Norge-Finland, Sverige-Finland og Sverige-Danmark. Utredningene planlegges offentliggjort i Nordisk Nettutviklingsplan 2019.

11.3 Status for den nordiske koordineringsenheten, RSC

RSC-kontoret (Regional Security Coordinator) ble besluttet opprettet av CEO-ene i januar i 2016, på bakgrunn av krav i Network Codes. Kontoret skal ha et overordnet blikk på nordisk flyt og driftssikkerhet. Kontoret skal sende inn regionale markedskapasiteter til kraftbørsen, og all nett- og modellinformasjon skal skje via Common Grid Model (europeisk standardisert nettmodell). Kontoret skal ha rådgivende funksjon mot TSO-ene, og skal kunne identifisere potensielle anstrengte driftssituasjoner. Hver TSO har ansvar og kontroll over eget system, og Statnett skal fortsatt bergene handelskapasitetene slik vi gjør i dag. Dette vil endres når flytbasert markedsresultater skal kalkuleres på RSC-kontoret.

De fem tjenestene RSC-en skal levere er:

- **CGM:** Common Grid Model for Norden. Alle analyser listet under gjøres på bakgrunn av CGM.
- **CSA:** Coordinated Security Analysis
- **CCC:** Coordinated Capacity Calculation
- **OPC:** Outage Planning Coordination
- **SMTA:** Short and Medium term Transmission Adequacy

Den nordiske RSC-en startet i august 2017 testingen av IT-systemer og forretningsprosesser sammen med de nordiske systemoperatørene. Den første testfasen har blitt evaluert og det er besluttet å forlenge testfasen til utviklingen av tjenestene er modne og mer data fra systemoperatørene er tilgjengelige.

En tilleggskonklusjon fra evalueringen er at de fem tjenestene RSC-en skal levere vil gå i prøvedrift på ulike tidspunkt fra november 2017 avhengig av teststatus og leveranse av data fra systemoperatørene. Forlengelsen av testperioden vil i tillegg sikre at informasjonssikkerheten i RSC-en er ivarettatt. Nedenfor følger en oppdatering av status for utviklingen av de fem tjenestene samt for arbeidet med informasjonssikkerhet.

Informasjonssikkerhet

Statnetts mest detaljerte nettmodell er å regne som kraftsensitiv informasjon, og behandlingen av den må være deretter. I følge norsk regelverk er vi pålagt å forsikre oss om at kun de som har undertegnet en sikkerhetsavtale med Statnett kan ha tilgang til kraftsensitive data. Enheter som undertegner en slik avtale må ha etablerte systemer som sikrer at kraftsensitive data behandles i henhold til godkjente prosedyrer. RSC (som kontor) har ennå ikke dokumentert at data vil bli håndtert i henhold til norsk regelverk. SvK har besluttet det samme, grunnet at svensk lovverk også er strengt på dette området. Status per nå er at RSC ikke mottar nettmodeller fra Statnett og SvK. Utviklingen av en felles nordisk nettmodell (CGM) og verktøy for behandling av data internt på RSC kontoret, har av denne grunn blitt vesentlig forsinket.

CGM (Common Grid Model)

CGM skal benyttes som basis for alle tjenester som skal levers av RSC. Utviklingen av en felles nordisk CGM er forsinket, som nevnt ovenfor. Det fokuseres i første omgang på å etablere en modell for day-ahead (N-2). Deretter vil det bli utviklet en CGM for intradag (N-1). Utveksling av data mellom de nordiske land skal gjennomføres via et standardisert utvekslingsformat med betegnelsen CGMES. Foreløpig versjon (2.1.14) har ikke mulighet for utveksling av data om systemvern som på en hensiktsmessig måte kan implementeres i CGM. Før CGMES versjon 2.5 er på plass vil det være krevende å få etablert en nettmodell som på en effektiv måte kan benyttes for å tjenesteleveranser fra RSC.

Produksjonen av Statnetts IGM-er går stabilt. Verktøyet Cactus lager IGM-er daglig for D-1 og D-2. Det er fortsatt utfordringer rundt opphenting av noen inndata, men nettmodellene konvergerer bra. D-1 IGM skal i fremtiden brukes til å beregne intradag-kapasiteter (CCC) og gjøre sikkerhetsanalyser (CSA). D-2 IGM skal i fremtiden primært brukes som grunnlag for beregning av handelskapasiteter i day-ahead markedet.

CCC (Capacity coordination)

Fase 1: Før det er på plass et verktøy som kan lese CGM og beregne handelskapasiteter, skal RSC sende NTC-kapasiteter som beregnet av TSO-ene til markedet. Denne oppgaven vil etter gjeldende plan bli overført til NRSC i løpet av 2018.

Fase 2: Når CGM kan leses inn i et verktøy som kjører kapasitetsberegning, skal RSC selv beregne handelskapasiteter og gjøre disse tilgjengelig for markedet. I først omgang skal Flowbased-metodikken benyttes for day-ahead markedet, mens CNTC skal benyttes for intradagmarkedet. Metode og verktøy for dette er under utvikling. Etter planen skal Flow-based

erstatte dagens NTC kapasiteter fra medio 2020. Implementeringen av flowbased-metodikken har fått eget prosjekt med eget navn: NorCap (Nordic Capacity).

CSA (Coordinated Security Analysis)

CSA er en tjeneste som krever tilgang til CGM og kraftig analyseverktøy. I påvente av utvikling av en tilfredsstillende CGM er CSA –tjenesten avhengig av å få tilgang til data fra de ulike TSO-ene på et ikke standardisert utvekslingsformat. Tilgang til data som bruk av systemvern i det norske kraftsystemet er en sentral del av dette. Det jobbes med en løsning som kan gi RSC tilgang til informasjon om systemvern. CSA metodikken er fortsatt under utvikling. Det forventes ikke at denne tjenesten kan leveres fra RSC i 2018.

OPC (Outage planning coordination)

Prosessen består i dag av et ukentlig møte der kommende ukes utkoblinger diskuteres, samt utkoblingene 4 uker frem i tid. Alle TSO-er oppdaterer de kommende utkoblinger i programsystemet NOIS, og oversikten gjennomgås i møtet. Hensikten er å avklare eventuelle Outage Planning Incompatibilities, som betyr om noe fraviker fra planen. Tjenesten er i en testfase og gir etter Statnetts vurdering liten nytte med dagens verktøy. Statnett mener tjenesten ikke kan idriftsettes før det kan utarbeides en CGM med tilhørende data om utkoblinger kommende uke.

SMTA (Short and Medium Term Adequacy)

Effekttilstrekkeligheten i det nordiske systemet anses for å være stabil og god, og fremover vil Norden få daglige oppdateringer på effektsituasjonen. Statnett forbereder å levere prognosedata daglig for last, produksjon og overføringskapasitet for morgendagen og 7 dager frem. Daglig innsending skal automatiseres, og inntil dette er på plass sendes data manuelt to ganger i uken.

Det har etter jul vært mye arbeid med å konkretisere prosessen for hva som bør skje til hvilken tid, og hvem som skal fatte beslutningene rundt dette. Vi har utviklet testkriterier, testcaser og planer for hvordan vi skal utføre brukerakseptansetester. Som for de andre tjenestene, er det mye som gjenstår før denne tjenesten gir en reell merverdi. Fremover blir utvikling av bedre prognosedata for last og ikke regulerbar produksjon en sentral aktivitet

12 Driftsforhold, driftssikkerhet og driftsforstyrrelser

12.1 Driftsspenninger i sentralnettet

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

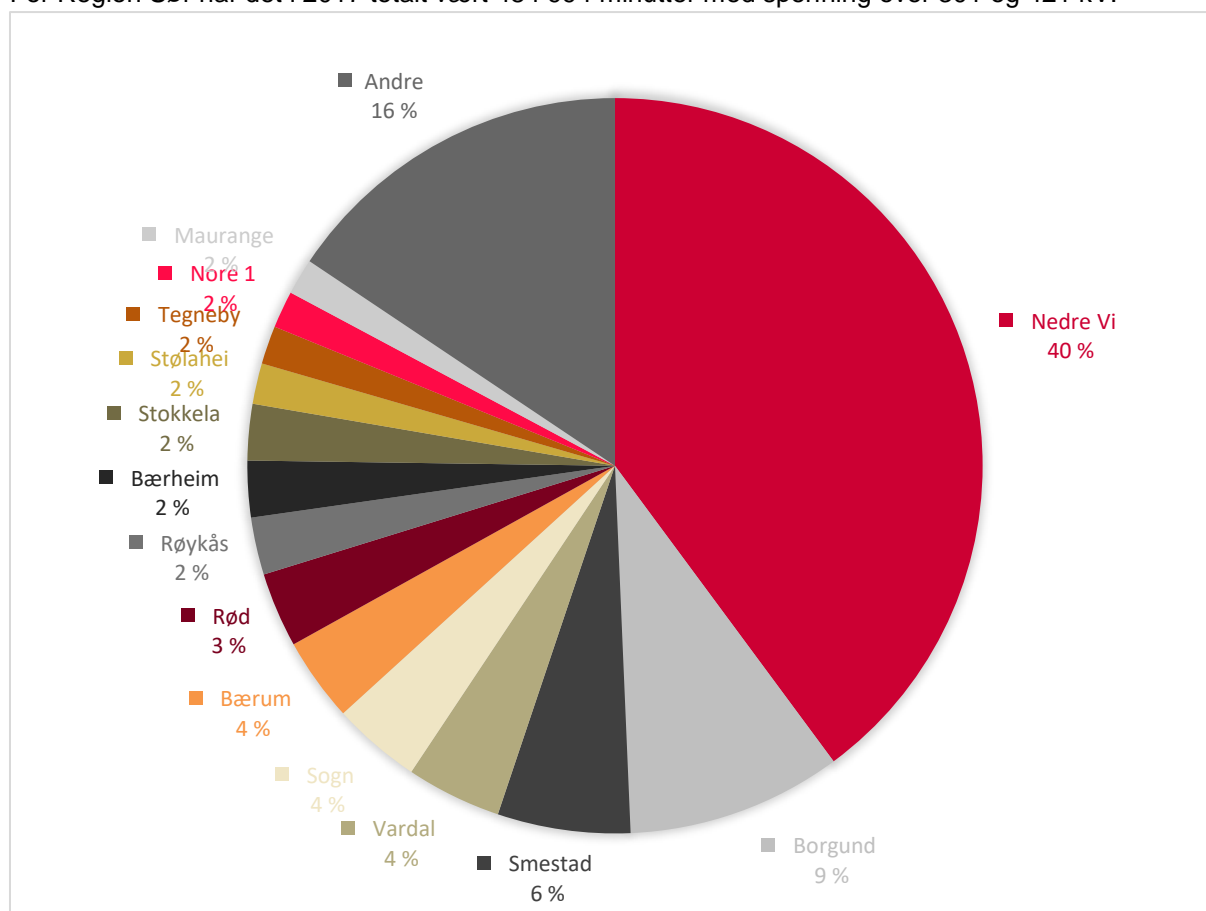
Rapportering av spenningsforhold tar utgangspunkt i genererte alarmer i SCADA for spenningsmålinger på samleskinner i 420 og 300 kV sentralnettstasjoner eid av Statnett, og varigheten på disse. Dermed vil hysteresen som er lagt inn på disse, sammen med mulige avvik på målingene påvirke antallet minutter Det rapporteres på:

- Antall ganger spenningen er over 305 og 425 kV og med varighet utover 20 minutter
- Antall minutter spenningen er over 305 og 425 kV og hvor hver alarm har varighet utover 3 minutter
- Antall minutter spenningen er over 301 og 421 kV og hvor hver alarm har varighet utover 3 minutter

Tillatt målefeil i spenningsmålingene er 1 %. Ved høy spenning i en stasjon vil det ofte også være høy spenning i omkringliggende stasjoner.

Region Sør

For Region Sør har det i 2017 totalt vært 484 994 minutter med spenning over 301 og 421 kV.



Figur 47: Stasjonsvis fordeling av spenningsvarsler over 301 og 421 kV i region Sør.

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

I Region Sør har det vært 18 tilfeller der spenningen har vært over 425 og 305 kV i 2017, i mer enn 20 minutter.

Stasjon	Varighet (minutter)	Dato	Kommentar
Stokkeland	33	18.02.2017	KB1 i Stølaheia innkoblet pga. snitt
Stokkeland	75	10.03.2017	KB1 i Stølaheia innkoblet pga. snitt
Bærheim	74	10.03.2017	KB1 i Stølaheia innkoblet pga. snitt
Stølaheia	69	10.03.2017	KB1 i Stølaheia innkoblet pga. snitt
Kjelland	27	10.03.2017	KB1 i Stølaheia innkoblet pga. snitt
Bærheim	49	18.03.2017	KB1 i Stølaheia innkoblet pga. snitt
Bærheim	65	25.03.2017	KB1 i Stølaheia innkoblet pga. snitt
Stølaheia	31	25.03.2017	KB1 i Stølaheia innkoblet pga. snitt
Nedre Vinstra	42	20.04.2017	Generatorene utkoblet pga. feil. Dermed lite produksjon.
Nedre Vinstra	3144	08.05.2017	Generatorene utkoblet pga. feil. Dermed lite produksjon. 300 Fåberg – N. Vinstra utkoblet for revisjon.
Nedre Vinstra	125	11.05.2017	Generatorene utkoblet pga. feil. Dermed lite produksjon. 300 Fåberg – N. Vinstra utkoblet for revisjon.
Nedre Vinstra	5227	12.05.2017	Generatorene utkoblet pga. feil. Dermed lite produksjon. 300 Fåberg – N. Vinstra utkoblet for revisjon.
Nedre Vinstra	162	30.05.2017	Generatorene utkoblet pga. feil. Dermed lite produksjon.
Håvik	47	05.07.17	Delt drift pga. snitt etter feil på bryter på Husnes.
Leirdøla	869	26.09.2017	Driftsstanser medfører at stasjonen forsynes fra 66 kV nettet.
Leirdøla	619	27.09.2017	Driftsstanser medfører at stasjonen forsynes fra 66 kV nettet.
Sogndal	27	27.09.2017	Driftsstans av 300 Sogndal – Leirdøla, 420 Moskog – Høyanger, samt at SVC i Sogndal er utkoblet.
Leirdøla	777	27.09.2017	Driftsstanser medfører at stasjonen forsynes fra 66 kV nettet.

Tabell 14: Stasjoner med spenningsoverskridelser over 425 og 305 kV.

Region Nord

I Region Nord har det vært 17 528 minutter med spenning over 301 og 421 kV.

Spenningsreguleringen i Øst-Finnmark har vært utfordrende i 2017, grunnet flere forhold. I lange perioder har produksjonen i Skogfoss og Melkefoss ligget direkte mot Finland grunnet begrenset nettkapasitet. Denne produksjonen kan da ikke bidra med reaktiv regulering og få reaktive reserver i det øvrige nettet har medført høye spenninger. Sommeren 2017 ble det nye Hamnefjell vindkraftverk testet og idriftsatt, men spenningsreguleringen ble ikke tilstrekkelig fulgt opp av Varangerkraft Nett. Dette resulterte i behov for reaktiv overføring fra Båtsfjord til Adamselv og Adamselv kraftverk har i perioder blitt spesialregulert for å bidra med spenningsreguleringen. Dette ble forbedret til endelig idriftsettelse i september. Fra september ble også produksjonsoverskuddet i Øst-Finnmark redusert og muliggjorde sammenkobling av nettet mot Finland, noe som bedrer spenningsforholdene vesentlig. I 2017 har også spenningsoppgradering av linjen mellom Vadsø og Båtsfjord gitt utfordringer med spenningsreguleringen.

I resten av systemet har det vært utfordringer med spenningsreguleringen grunnet store ombyggingsprosjekter. De viktigste prosjektene har vært spenningsoppgradering Midt-Norge (Klæbu-Nedre Røssåga) og Ofoten-Balsfjord. Reaktive kilder, som SVC-er og reaktorer, har i perioder vært utilgjengelige.

12.2 Oversikt over områder med redusert driftssikkerhet

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

Det er foretatt en undersøkelse av antall timer med redusert driftssikkerhet, dvs. overskridelse av N-1 driftssikkerhet. I denne registreringen defineres dette ved at følgende driftsformer benyttes:

1. Oppdeling i radialdrifter der det er liten eller ingen lokal produksjon, slik at utfall på radialen vil mørklegge tilknyttet forbruk. 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.

Noen områder har redusert forsyningssikkerhet 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.

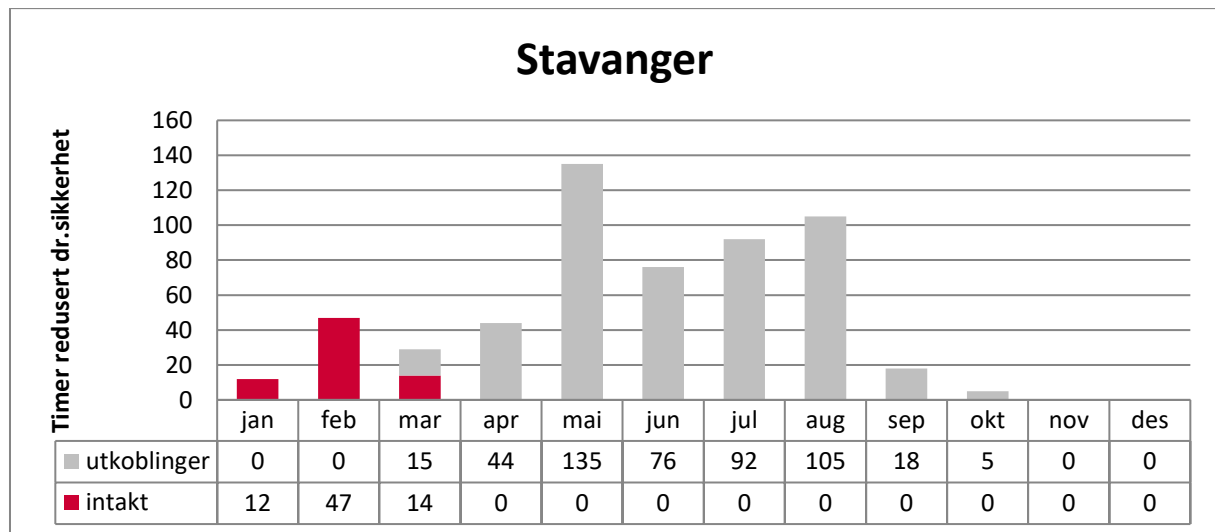
Overskridelse av N-1 ved intakt nett betyr ikke nødvendigvis at enkeltutfall vil medføre frakobling av forbruk i området, slik det vil gjøre ved radialdrifter. Overskridelse av en grense samtidig med et utfall kan i noen tilfeller reddes ved rask oppkjøring av produksjon eller oppdeling av nettet. Registrering 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 2017 viser 73 timer redusert driftssikkerhet ved intakt nett. Tallene ved intakt nett er høyere enn i 2014 og 2015, men lavere enn i 2016.

Figuren under viser antall timer i 2017 der overføringen har vært høyere enn gjeldende overføringskapasitet (dvs. 700 MW). I perioden har det vært 73 timer der driftssikkerheten ikke var tilfredsstillende selv med intakt 300 kV nett.



For Stavanger-området vil alle utkoblinger av 300 kV linjer (til sammen 4 stk.) medføre at området forsynes med N-0 driftssikkerhet. For hele året er det registrert 490 timer med radiell N-0 drift. Mye av dette har sammenheng med utkobling for bygging av ny Bjerkreim stasjon og for byggingen av NordLink.

Lofoten, Vesterålen og Harstad

Det er foretatt tilsvarende undersøkelse for 132 kV nettet i Nordland som forsyner Vesterålen, Lofoten og Harstad by. Antall timer der 132 kV linjene har hatt for liten kapasitet til å oppfylle N-1 driftssikkerhet er 500 timer.

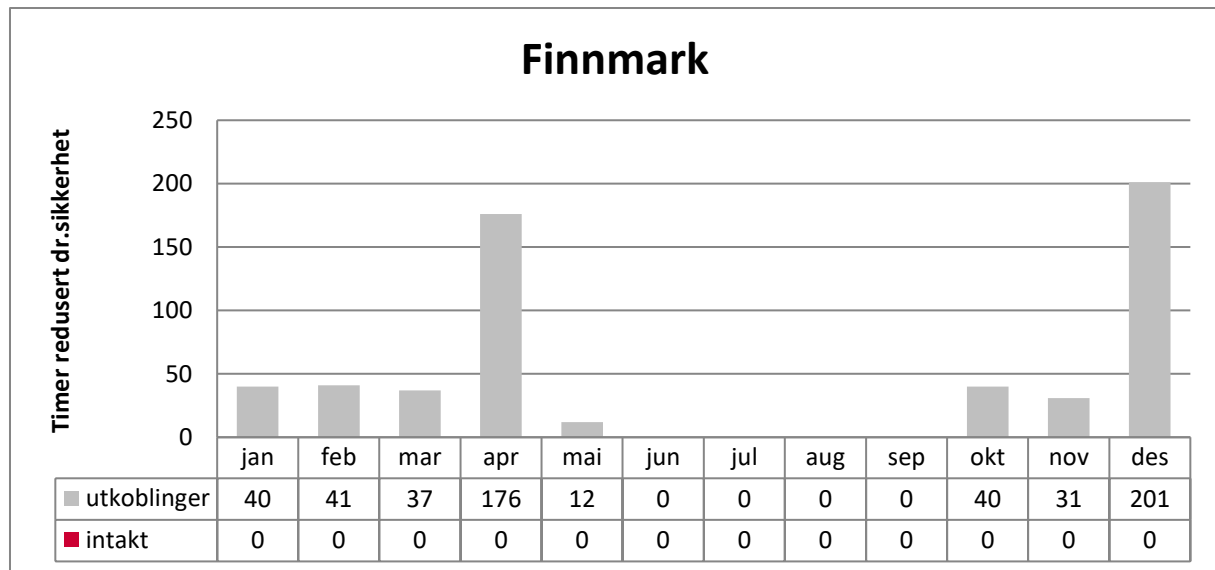
Nettet har vært uforandret de siste 5 årene og det er svært lite lokal produksjon. Det ble derimot idriftsatt et SVC-anlegg i Sortland i 2015. Dette gir klar bedring av spenningsforhold og grensen for akseptabel driftssikkerhet har økt.

I 2017 har det ikke har vært overføring høyere enn 300 MW som er den nye grensen for N-1 driftssikkerhet.

Utkobling av 132 kV linjer medførte noe redusert driftssikkerhet i 3-4 uker på høsten. Dette er mindre enn foregående år, men det er fortsatt flere prosjekter i årene fremover som krever utkoblinger i Sørnettet.

Finnmark

I tillegg til Lofoten/Vesterålen/Harstad er det Finnmark som historisk har hatt redusert driftssikkerhet i Nord-Norge. I 2017 ble det med intakt nett ikke registrert høyere overføring fra Troms til Finnmark enn gjeldende N-1 kapasitet. Dette var også situasjonen i 2015 og 2016. Det er derimot registrert 578 timer N-0 drift pga. planlagte utkoblinger. Dette er litt lavere enn i 2016, 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, spesielt for Nord-Norge, Sunnmøre, Nordfjord og Bergen.

Registreringer for 2017:

- Stavanger har hatt en svak økning i antall timer med redusert driftssikkerhet ved intakt nett de siste årene. Det er registrert 45 timer (2014), 14 timer (2015), 97 timer (2016) og 73 timer i 2017.
- Lofoten/Vesterålen/Harstad har i 2015-2017 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. Derimot har stor anleggsaktivitet medført endel timer med N-0 drift.
- Finnmark har god driftssikkerhet med intakt nett. I 2016 og 2017 har det vært mange planlagte utkoblinger som har gitt flere timer med redusert driftssikkerhet enn tidligere.

12.3 Områder hvor ombygging har bedret driftssikkerheten

- Ny 420 kV linje Ofoten-Balsfjord sikrer N-1 drift for Troms/Finnmark med intakt nett. Ordinært vedlikehold i 420 kV legges normalt til sommerhalvåret med overskudd på radial ut av området.
- SVC-anlegg i Sortland har gitt stivere spenning og økt N-1 kapasitet for Sørnettet. Det er kun på de kaldeste dagene at N-1 ikke oppfylles med intakt nett.
- Bedre spenningsforhold i Finnmark på grunn av installasjon av kondensatorbatterier, SVC i Hyggevaan samt ny produksjon fra vindparker øst i Finnmark har gir økt N-1 kapasitet for Finnmark.
- Spenningsoppgradering til 420 kV mellom N.Røssåga og Klæbu har gitt økt kapasitet inn mot NO3 og gir mindre risiko for energiproblemer.
- Ny 420 kV linje mellom Ørskog og Sogndal sikrer N-1 drift for Sunnmøre, Nordfjord og Sunnfjord. Ordinært vedlikehold i 420 kV legges normalt til sommerhalvåret med overskudd på radial ut av området.

12.4 Oversikt over større separatområder

- 10. februar kl. 07:04. Utfall av 66 kV Lakselv-Smør fjord, 66 Lakselv-T_Luostejok, 66 Lakselv-karasjok-2 og Lakselv T2. Ca. 37 MW last falt ut i Karasjok og Repvåg kraftlag sitt område. All last inne etter ca. 50 min.
- 23. februar kl. 19:38. Driftsstans av 132 kV Hydro Høyanger-Moskog samtidig med feil på effektbryter i Hydro Høyanger mot Høyanger førte til mislykket separatområde under Hydro Høyanger. Det var på dette tidspunktet ca. 50 MW underskudd i området og aggregatene klarte ikke å ta over lasten. Totalt falt ca. 110 MW last. Separatområdet ble opphevet etter 27 sek, men det tok ytterligere ca. 50 min å gjenopprette resten av forsyningen.
- 03.april kl. 05:51. Driftsstans av 220 kV Vaisjanka-Utsjoki medfører separatområde fra Vaisjanka til Vadsø og mørklegging av Vadsø. Ca. 27 MW forbruk mørklagt i ca. 2 min.
- 4. april kl. 17:18. Utfall av T3 i Setersberg grunnet trefall på 66 kV Setersberg-Flesaker og ingen vern i Setersberg. I tillegg falt effektbryter i Hovde mot Setersberg. Utfallet medførte separatområde under Hovde, Sunbakken og Granli. Ramfoss kjørte frekvens. I tillegg førte utfallet til mørklegging av Hokksund, Vestfossen, Skotselv, Setersberg og Geithusfoss. Ukjent hvor mye MW forbruk som falt. Varighet 7 min.
- 23. mai kl. 17:16. Utfall av effektbryter på 300 kV i Fortun mot Leirdøla som følge av asynkron fasing grunnet feil på objektmaskin. I forkant av utfallet var det separatnett i Indre Sogn. Feilen oppstod da 300 Fortun-Leirdøla skulle kobles inn etter planlagt arbeid og medførte nytt separatområde i Indre Sogn. Den asynkrone fasingen førte til at smelteverket i Øvre Årdal falt ut med ca. 120 MW forbruk, samt at det falt noe produksjon under Holsbru. Aggregater i Skagen, Tyin og Naddvik stod for frekvensregulering. Varighet ca. 17 timer.
- 30. mai kl. 09:14. Utfall av effektbryter på 300 kV i Lio som følge av uønsket driftsstanssignal fra Tokke i forbindelse med testing av vern. Utfallet medførte at 66 kV-nettet under Lio ble liggende i separatdrift. Byrte og Åmdal kjørte frekvens. Etter 2 sek falt ledningen mellom Byrte og Lio, og det var da kun aggregatet i Åmdal som stod for frekvensregulering. Aggregatet i Åmdal mistet kontroll på spenningen som steg til 90 kV i 66 kV-nettet. Det gikk ytterligere 2 sek. før separatområdet kollapset. Totalt falt ca. 9 MW forbruk. Varighet 15 min.
- 31. mai kl. 13:45. Utfall av 45 kV Hafslund 3 og 4 i K-H grunnet uønsket vernreaksjon ved stor reaktiv flyt sammenlignet med aktiv effekt. Utfallet medførte separatdrift i Sarpsborgsområdet. Aggregater i Sarp, Borregård og Hafslund kjørte frekvens. Nettet lå i separat i 8 min før det falt ut. Totalt falt 94,5 MW forbruk. Siste sluttbruker ble innkoblet etter 12 min.
- 6. juni kl. 08:07. 132 Grytten-Kjelbotn kobles ut for planlagt driftsstans. Mørenett foretar koblinger i Kjelbotn Trafo. Før driftsstans ligger én generator i Tafjord, samt avgang 132 kV Kjelbotn på ssk. B i Giskemo trafo. Resterende avganger i Giskemo ligger på ssk. A. Ved driftsstans av 132 Kjelbotn-Giskemo blir generator i Tafjord, via ssk. B i Giskemo mot last i Kjelbotn, liggende i et ikke-planlagt separatområde. Mørenett opplever økt frekvens i området med resulterende frakobling av transformator i Kjelbotn.
- 6. juni kl. 14:55. Utfall av Evanger 300 kV/132 kV T5 grunnet feil posisjon på rekkeklemmer under testing av samleskinnevern/bryterfeilvern i Evanger stasjon. Utfallet medførte separatområde under Voss-Granvin. Generatorer i Evanger kjørte frekvens. Det var produksjonsunderskudd i separatområdet og forbruk i Voss ble koblet ut av systemvern slik at resten av separatnettet overlevde. Varighet 3 min.
- 18. august kl. 18:29. Separatområde fra Orkdal til Svalen som følge av feil på to kabelmuffer i Orkdal mot Snillfjord. Separatområdet holdt ikke inne og medførte forsyningsavbrudd for ca. 48 000 abonnenter og utfall av ca. 140 MW produksjon.

- 26 september kl. 07:57. Separatnett under Høyanger og Hydro Høyanger som følge av feilkobling i forbindelse med driftsstans av 420 kV Moskog-Høyanger. Området lå ca. i balanse ved overgang til separatnett. Utfall av aggregat i Makkoren og et kondensatorbatteri på 12 kV i Hydro Høyanger. Ingen utfall av forbruk. Varighet ca. 1 time.
- 11. oktober kl. 13:59. Utfall av Rjukan 300 kV/132 kV T1 og T2 grunnet gravearbeid i nærheten av stasjonen. Utfallet førte til separatområde mellom Mår og Såheim. Det var stort produksjonsoverskudd i området, og mange aggregater koblet ut for høy frekvens. Aggregatet i Moflåt kjørte frekvens i 20 sek før nettet kollapset. Totalt last på ca. 37 MW i området. Avbrudd på ca. 10 min.
- 12. oktober kl. 19:31. Utfall av 132 kV Årlifoss-Grønvollfoss som følge av overlast på linjen. Utfallet skjedde mens begge trafoene i Rjukan var utkoblet. Aggregater i Årlifoss, Såheim og Mår kjørte frekvens. Separatnettet kollapset etter 14 sek. Totalt utfall av 15 MW forbruk. Ledningen kom inn på GIK etter 16 sek, altså var det avbrudd i området i 2 sek.
- 24. oktober kl. 18:57. Utfall av effektbryter i Såheim mot Mår grunnet uønsket vernreaksjon som følge av feil parametere i vernet. Aggregater i Årlifoss, Frøystul og Såheim kjørte frekvens. Separatområde holdt inne i 30 sek før det kollapset. Totalt falt ca. 15 MW forbruk. Siste sluttbruker innkoblet etter 20 min.
- 18. november kl. 21:04. Utfall av 300 kV Leirdøla-Fortun sannsynligvis grunnet snø/ising. Utfallet medførte separatnett i Indre Sogn med 180 MW underskudd. Tyin stod for frekvensregulering. Separatnettet kollapset etter 7 sek. Totalt falt 390 MW forbruk. Separatområdet ble opphevet etter 38 min, men det tok ytterligere ca. 20 min å gjenopprette resten av forsyningen.
- 24. november kl. 05:46. Utfall av 420kV fra Svartisen til Ofoten medfører separatområde i saltennettet. Siso faller ut med all produksjon 100 MW og ved Salten verk faller alle ovner ut, ca. 120 MW. Nettet blir samlet via 132kV sørover mot Helgeland etter ca. ½ time.
- 30. november kl. 06:06. Utfall av alle 420 kV linjer ut fra Sima stasjon som følge av feil på skillebryter mot T2 i Sima. Dette førte til separatområde i Sima og 66 kV i Indre Hardanger. Pga. høy spenning i 66 kV-nettet i Indre Hardanger ble T7 i Sima koblet ut. Dette resulterte i separatområde i Indre Hardanger. Ulvik kjørte frekvens. Ingen utfall av last. Varighet ca. 15 min. Hendelsen er fremdeles under analyse.
- 30. november kl. 07:04. Nytt utfall av 420 kV Sima-Samnanger og 420 Sima-Dagali. Samme feilårsak som i hendelsen kl. 06:06, altså feil på skillekniv mot T2 i Sima. 420 kV Sima – Aurland 1 lå utkoblet ettersom det ble mistenkt feil på linjen. Utfallene førte til nytt separatområde under Sima og 66 kV i Indre Hardanger. Aggregatet i Ulvik kjørte frekvens. Svært høy spenning ble registrert i området. Separatnettet i Indre Hardanger kollapset ved driftsstans av T7 i Sima. Totalt falt ca. 17 MW last. Siste sluttbruker fikk strømmen tilbake etter 17 min. Hendelsene er fremdeles under analyse.

12.5 Større nasjonale driftsforstyrrelser

Ekstremværet Ylva 22.-24. november

Forberedelser i forkant av uværet:

- Handelskapasitetene redusert til et nivå som tillater drift uten bruk av systemvern.
- Saltennettet ble kjørt i balanse for å gi en best mulig overgang til separatdrift ved eventuelle utfall.

Følgende ledninger/ i transmisjonsnettet hadde utfall i løpet av uværet: 420 kV Svartisen-Salten, 420 kV Salten-Kobbelv, 420 kV Kobbelv-Ofoten, 420 kV Rana-Svartisen og 420/132 kV Salten T1.

Konsekvenser for produksjon/forbruk: Utfall av Kobbelv og Svartisen kraftverk, separatområde under Saltennettet, utfall Salten verk, redusert forsyningssikkerhet til Troms og Finnmark, utfall i distribusjonsnettet medførte også avbrudd for ordinært forbruk.

Annet: Utkobling av fleksibelt forbruk nord for Ofoten, systemkritisk vedtak om at alle aktører måtte melde tilgjengelig regulerytelse til RK-markedet (fos §12-4) og systemkritisk vedtak om tvangsmessig utkobling av forbruk på Salten verk (fos §13-2).

Ekstremværet Aina 7.-8. desember

Forberedelser i forkant av uværet: Balansekjøring på nettet inn til Odda.

Følgende ledninger og transformatorer i transmisjonsnettet hadde utfall i løpet av uværet: 420 kV Sima-Samnanger, 420 kV Kobbelv-Ofoten, 420 kV Ofoten-Ritsem, 420 kV Salten-Svartisen, 420/132 kV Ofoten T1, 132 kV Sildvik-Tornehamn, 132 kV Siso-Lakshola og 132 kV Guolas-Skibotn.

Konsekvenser for forbruk: Utfall av Salten verk, redusert forsyningssikkerhet til Troms og Finnmark, utfall i distribusjonsnettet medførte også avbrudd for ordinært forbruk.

12.6 Tvangsmessig utkobling av forbruk

Tvangsmessig utkobling av forbruk har vært beordret én gang i 2017. Dette skjedde i forbindelse med en separatdrift som oppsto i saltennettet under ekstremværet Ylva 23. november. Salten verk fikk da beordret TUF, ca. 50MW, inntil nettet kunne samles igjen etter ca. ½ time.

12.7 Driftsforstyrrelser og tilgjengelighet på utenlandskablene

Det første likestrømsanlegget, Skagerrak 1+2, til Danmark ble satt i drift 1976. Skagerrak 3 ble idriftsatt i 1993, Nor-Ned i 2008, og Skagerrak 4 helt i slutten av 2014. Når kabelforbindelsene er i stabil drift, vil utetiden i all hovedsak skyldes planlagt vedlikeholdsarbeid.

Skagerrak 1-4: Skagerrak 2 var utilgjengelig fra 24. juli til 3. november grunnet kabelfeil. Øvrige kabler i skagerrakforbindelsen har ikke hatt vesentlig utilgjengelighet på grunn av feil eller driftsforstyrrelser.

NorNed: Lite utilgjengelighet pga. feil i løpet av 2017.

	Skagerrak 1+2	Skagerrak 3	Skagerrak 4	NorNed
1996	97,92	98,14		
1997	91,28	97,89		
1998	98,14	97,61		
1999	96,39	97,18		
2000	98	97,9		
2001	98,16	98,22		
2002	89,39	97,32		
2003	98,16	56,52		
2004	97,03	98,68		
2005	98,93	58,27		
2006	98,16	15,47		
2007	96,42	64,9		
2008	97,85	49,72		
2009	98,21	97,83		93,04
2010	97,7	99,8		98,27
2011	86,5	86		78
2012	92,3	95,33		96,76
2013	96,03	93,16		82,72
2014	94,36	91,64		96,90
2015	93,89	91,33	97,88	98,06
2016	97,25	99,52	95,41	97,03
2017	66,11	80,84	97,96	97,35

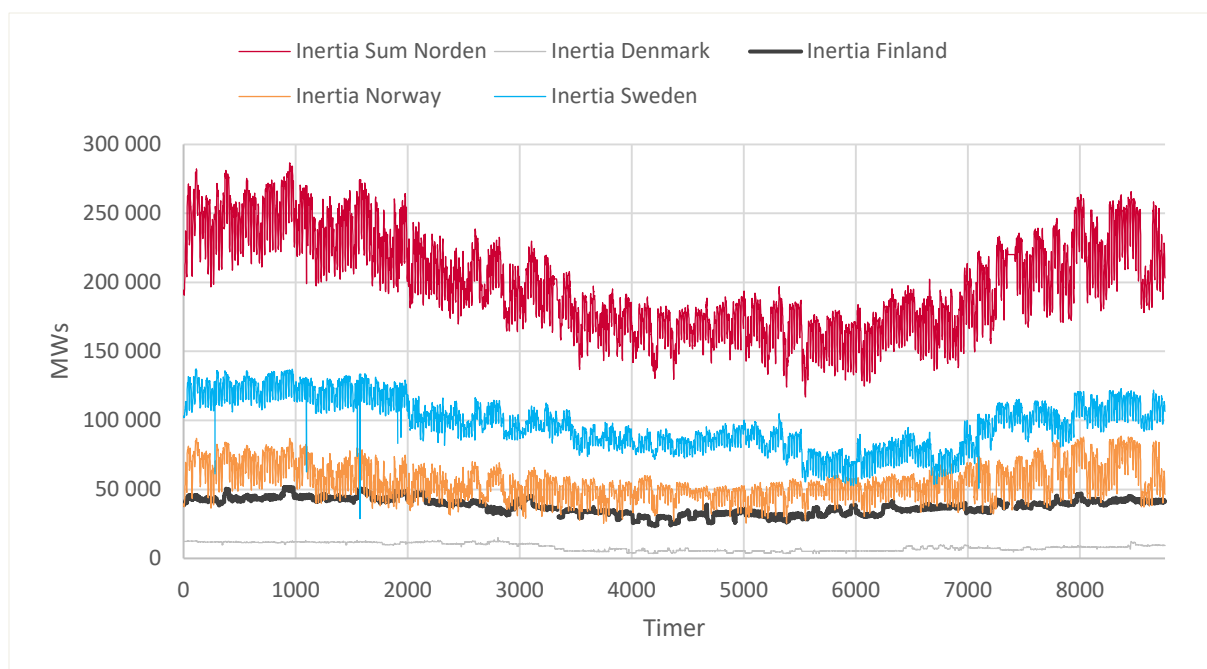
Tabell 15: Årlig tilgjengelighet på kabelforbindelsene til utlandet[%].

12.8 Oversikt over roterende masse

Figur 48 viser timesverdier for den totale roterende massen (inertia, kinetisk energi) i Norden og per land. Tallene baseres på respektive lands sanntidsovervåkning av roterende masse. Min., maks. og gjennomsnittsverdier for 2017 presenteres i tabell 16. Figur 49 viser varighetskurver for roterende massen for Norge og Norden.

Det kreves ~140 GWs roterende masse for å håndtere det største dimensjonerende utfallet i Norden (1450 MW, Oskarshamn 3). Ved registrert minimum roterende masse (116 GWs) så var største dimensjonerende feil 1150 MW.

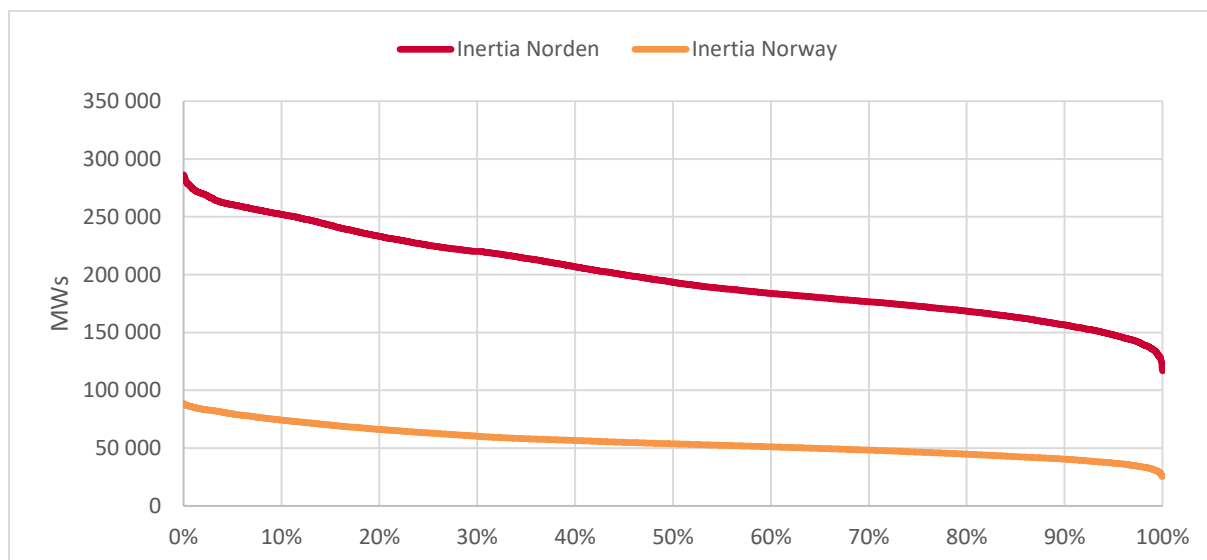
Det er et pågående arbeide med å koble sammen målt roterende masse med tiltak for å sikre frekvensstabiliteten i systemet. I løpet av 2018 planlegges det for implementering av overvåkning av stabilitetsmarginale, med tilhørende nordisk driftsinstruksjon for håndtering av situasjoner med for små marginer.



Figur 48: Roterende masse i Norden, Norge, Sverige, Finland og Danmark.

	Norden	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Enhet
Maks.	286 396	15 104	51 746	88 541	137 407	MWs
Min.	116 862	3 519	23 452	25 486	28 730	MWs
Gj.snitt	199 432	8 348	37 973	55 431	97 534	MWs

Tabell 16: Maks., min. og gjennomsnitt av roterende masse.



Figur 49: Varighetskurve for roterende masse i Norden og Norge.

13 Endringer i praktisering av systemansvaret

13.1 Vesentlige endringer i praktiseringen av systemansvaret i 2017

Statnetts praktisering av systemansvaret' utarbeides for å informere aktørene om hvordan Statnett praktiserer rollen som systemansvarlig innenfor de ulike bestemmelsene i forskrift om systemansvaret (fos). Praktiseringstekster publiseres kun på Statnetts nettsider, og nås via <http://www.statnett.no/Systemansvaret/>. En logg med tidligere versjoner vil være tilgjengelig fra siden med gjeldende veileder. For å sikre at det ikke oppstår uklarheter med hensyn til hva som til enhver tid har vært gjeldende praktisering, merkes endringer med hvilken dato de er gjeldende fra.

I 2017 ble veilederen endret for følgende bestemmelser, gjeldende fra 13. juni 2017:

- § 8 femte ledd (om levering av produksjonsplaner med varierende planverdier per kvarter gjennom timen der også regulerkraftbud (RK-bud) med varierende kvantum per kvarter i de samme timene, skal inngå.)
- § 8 syvende ledd (der begrepet lastfølge erstattes med produksjonsflytting for bedre å samsvare med begrepsbruken som benyttes i kommunikasjon med aktørene under drift – innebærer ingen endring i eksisterende praktisering)
- § 12 femte ledd (om oppdatering av henvisningen til prinsipper for avregning som følge av opprettelse av felles nordisk balanseavregning, eSett)

14 Forholdet til forvaltningsloven og offentleglova

14.1 Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak

Bestemmelse	Beskrivelse	Antall ikke-systemkritiske vedtak
§ 7 første ledd	Overføringsgrenser	88
§ 12 første ledd	Planer for å gjenopprette normal drift	1
§ 13 første ledd	Planer for manuell utkobling av forbruk	0
§ 14	Planlegging og idriftsettelse av tekniske anlegg	128
§ 17	Planlagte driftsstanser	3687
§ 18	Målinger og meldinger	0
§ 19	Jordstrømskompensering	0
§ 20 første ledd	Vern og releplanlegging	1
§ 21 første ledd	Systemvern	14
§ 27	Betaling for systemtjenester	72
§ 27	Betaling for hendelsesstyrte systemvern	3

Tabell 17: Oversikt over antall ikke systemkritiske enkeltvedtak, fordelt på de aktuelle bestemmelsene.

Det foreligger ikke informasjon om at enkeltvedtak er blitt påklaget.

14.2 Oversikt over antall systemkritiske vedtak

FoS §	Antall vedtak	Kommentar
§ 5 første og annet ledd	0	Endring av grensen NO3-NO5 fra 28.august 2017, men vedtaket ble gjort i 2016. Linjene som definerer grensen mellom NO4 og NO3 ble endret som følge av spenningsoppgradering i Midt-Norge, men ingen aktører ble berørt.
§ 5 tredje ledd	6198	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	8966 flyttinger. 174 vedtak om prod.tilpasninger	
§ 9 første punktum	0	
§ 11	0	
	Antall samordninger av inngrep ved driftsforstyrrelser: 25-35	Anslag
§ 12 annet til femte ledd	Antall fastsettelse av hvem som skal utøve frekvensregulering: 13 Rekvirere all tilgjengelig regulerytelse: 1 Bruk av tilgjengelig effekt ved feil: 1	Anslag
§ 13 annet og tredje ledd	TUF effektknapphet: 0 TUF større driftsforstyrrelser: 1	
§ 15	11 ganger har produsenter fått vedtak om å endre produksjonen av reaktiv effekt.	Anslag
§ 16	Fastsettelse av koblingsbildet er en kontinuerlig vurdering, og ikke noe som kan tallfestes. Vedtak om godkjent driftsstans: 3177	
§ 17 tredje og fjerde ledd	Avslag på søknad om driftsstans: 149 Omprioriteringer (endring av tidspunkt): 1190 Omprioritering: (avlysning): 700	Antallet viser alle vedtak fattet mindre enn 3 mnd. før starttidspunktet på driftsstansen. Antall vedtak kan ikke sammenlignes med tidligere år fordi de er beregnet etter nye metoder.
§ 21 fjerde ledd	Antall aktiveringer: 2915	

Tabell 18: Systemkritiske vedtak.

15 Fordypningsemne

15.1 Oversikt over RKOM og RK

	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	5	9	26
Forbruk	4	9	5
Produksjon og forbruk	1	1	5

Tabell 19: Antall aktører som har deltatt i RKOM og RK.

	RKOM-sesong	RKOM-uke	RK
Produksjon	11%	38%	91%
Forbruk	89%	62%	9%
	100%	100%	100%
RKOM-H	12%	46%	-
RKOM-B	88%	54%	-
	100%	100%	-

Tabell 20: Fordeling av tilbudt volum mellom forbruk, produksjon, RKOM-H og RKOM-B.

	Antall aktører	Antall stasjonsgrupper
NO1	8	14
NO2	14	35
NO3	12	30
NO4	13	37
NO5	7	17

Tabell 21: Antall aktører og stasjonsgrupper per elspotområde.

15.2 Beskrivelse av reservemarkedene

Marked for innkjøp av FCR (primærreserver)

I markedet for FCR handles primærreserver av typene normaldriftsreserve (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D). Både produksjons- og forbruksenheter kan tilby reserver. Markedet er delt i et døgn- og et ukemarked. Døgnmarkedet omfatter både produktene FCR-N og FCR-D mens ukemarkedet kun omfatter FCR-N. Døgnmarkedet har timesoppløsning og det handles for påfølgende dag med frist for budgivning kl. 18. Ukemarkedet er delt inn i to markedssegmenter: helg (lørdag-søndag) og hverdager (mandag-fredag). Hvert segment er delt inn i tre blokker: Natt (kl. 00-08), dag (kl. 08-20) og kveld (kl. 20-24). Frist for bud til helgesegmentet er torsdager kl. 12, og frist for hverdagssegmentet er fredager kl. 12.

Bud i markedene gis av balanseansvarlig aktør per budområde. Minstekvantum per bud er 1 MW. Aktører som får tilslag i markedet plikter å stille reserver i henhold til tilslag (blokk eller time). Alle aksepterte bud i markedet prissettes til marginalpris per time/blokk per budområde.

Reservekrav for FCR-N fordeles og fastsettes per land i Norden basert på årsforbruk av elektrisitet. For FCR-D fordeles kravet mellom de nordiske landene basert på dimensjonerende feil per land. Hele kravet for FCR-N sikres i uke- eller døgnmarkedet, der fordelingen gjøres basert på en samlet økonomisk vurdering.

Marked for innkjøp av aFRR (sekundærreserver)

Sekundærreserver (aFRR) kjøpes inn i en ukentlig marked. Aktører som skal delta i markedet må være prekvalifiserte av Statnett for å delta. Frist for budgivning er torsdag kl. 12 i uken før levering. Reserver kjøpes separat for opp- og nedregulering. Leveringsperiodene deles inn i tidsblokker. Disse angis

senest to uker før leveringsperioden starter. Tidsblokkene kan variere uke til uke, men er vanligvis like for alle de nordiske landene.

Bud skal sendes inn per stasjonsgruppe og budvolum skal være delelig på 5 og være mellom 5-35 MW. Alle aksepterte bud av samme produkt vil prissettes til marginalpris per budområde.

Reservekrav for aFRR fastsettes på nordisk nivå basert på årsforbruk av elektrisitet. Innkjøp av reservekravet gjøres i sin helhet i markedet.

Regulerkraftopsjonsmarked (RKOM)

RKOM er et marked for å sikre tilstrekkelig mengde tertiærreserver (mFRR) for oppregulering i RK-markedet. Det kan bys inn reserver fra både produksjons- og forbruksenheter. RKOM deles i to produkter, RKOM-Høykvalitet (RKOM-H) og RKOM Med begrensninger (RKOM-B), der RKOM-B er reserver med begrensninger i utkoplingsvarigheten. Reserveene sikres i et sesongmarked og i et ukemarked. Sesongmarkedet gjelder i perioden som blir forespurt av Statnett, i utgangspunktet uke 45-16. Sesongmarkedet har en tidsblokk: Dag kl. 05-24 (mandag-søndag). I ukemarkedet sikres det reserver for to tidsblokker: Natt (kl. 00-05) og Dag (kl. 05-24) mandag-søndag. Budfrist for sesongmarkedet angis i utsendt budinvitasjon på Statnetts hjemmeside. For ukemarkedet er budfrist fredager kl. 12 uken før levering.

Bud skal angis per RKOM-aktør og budområde. Aktører som får tilslag i markedet plikter å stille reserver i RK-markedet i henhold til tilslag. Aksepterte bud i RKOM prissettes til marginalpris per produkt og budområde. Marginalpris per område kan være forskjellig med høyere priser i underskuddsområder respektive lavere priser i overskuddsområder. Minstevolum for bud i RKOM er 1 MW. Ved behov for å sikre mer RKOM-H, gjøres overhopp av RKOM-B og de to produktene får ulik marginalpris.

Reservekravet for mFRR fastsettes basert på dimensjonerende feil og forventninger om ubalanser i Norge. I tillegg til reserveene som sikres i RKOM, fås også frivillige bud fra aktørene. Størrelsen på volumet som sikres i RKOM baseres på prognoser for utveksling, forbruk og tilgjengelig produksjon. Ved forventninger om få frivillige bud sikres reservekravet i sin helhet i markedet. Reserver for håndtering av ubalanser skal være uten begrensninger (RKOM-H) mens reserver for dimensjonerende feil kan være med begrensninger i aktiveringstiden (RKOM-B). Fordeling av innkjøp mellom uke- og sesongmarked baseres på en samlet økonomisk vurdering.

Aktiveringsmarked for mFRR (tertiærreserver, RK-marked)

RK-markedet er et aktiveringsmarked for tertiærreserver, for opp- og nedregulering. Det kan bys inn reserver fra både produksjons- og forbruksenheter. Bud gis på kvarters- eller timesbasis med en pris for en eller flere timer. Foreløpig anmelding for neste døgn skal sendes Statnett senest kl. 21.30. Nye bud eller korreksjon av innsendte bud skal sendes inn senest 45 minutter før hver driftstime. Bud skal gis per balanseansvarlig aktør, stasjonsgruppe og budområde. Øvre prisgrense for bud i RK-markedet er 5000 Euro/MWh. Bud som blir aktivert i RK-markedet skal levere i henhold til budvolum og skal være fullt ut aktivert innen 15 minutter etter bestillingstidspunkt. Minstekvantum for bud i RK-markedet er 10MW. Aksepterte bud i RK-markedet prissettes til marginalpris per budområde.

15.3 Reserver og frekvensstabilitet

Ved en endring /utfall av produksjon eller forbruk vil den roterende massen (roterende energi) i kraftsystemet umiddelbart omformes til elektrisk energi for å skape balanse mellom forbruk og produksjon. Under denne omformingen vil den roterende massen gå enten saktere eller hurtigere, og dette registreres i en frekvensendring i kraftsystemets vekselspanning. Ved 50,00Hz er det balanse mellom produksjon og forbruk. Ved høy frekvens må produksjonen i systemet reduseres, eller

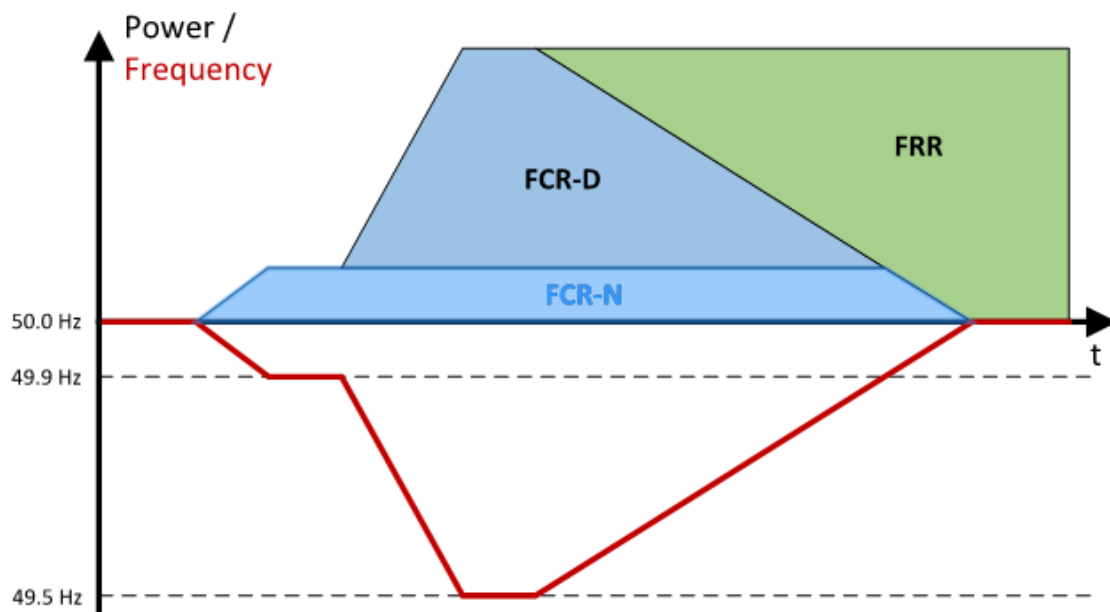
forbruket økes, for å få frekvensen tilbake til 50 Hz. Ved lav frekvens må produksjonen i systemet økes, eller forbruket reduseres, for å komme tilbake til 50 Hz. Ubalansen mellom produksjon og forbruk håndteres gjennom et omfattende system av automatisk og manuell regulering av effektreserver. Generelt deler vi effektreservene inn i primær-(FCR), sekundær-(aFRR) og tertiærreserver(mFRR).

Primærreserver deles i FCR-N og FCR-D. Dette er automatiske reserver som aktiveres etter få sekunder ved frekvensavvik. FCR-N kalles normaldriftsreserve og har arbeidsområde mellom 50,1 og 49,9 Hz. Disse reservene skal normalt håndtere ordinære ubalanser som kan oppstå i driftstimen, men vil også bidra ved store ubalanser, f.eks. som følge av driftsforstyrrelser. FCR-D kalles driftsforstyrrelsesreserver og har arbeidsområde mellom 49,5 og 49,9 Hz. Disse reservene trer i kraft når ubalansene er store, typisk ved driftsforstyrrelser. Aktivering av FCR vil ikke bringe frekvensen tilbake til 50,00 Hz, men kan stoppe en ytterligere økning av frekvensavviket.

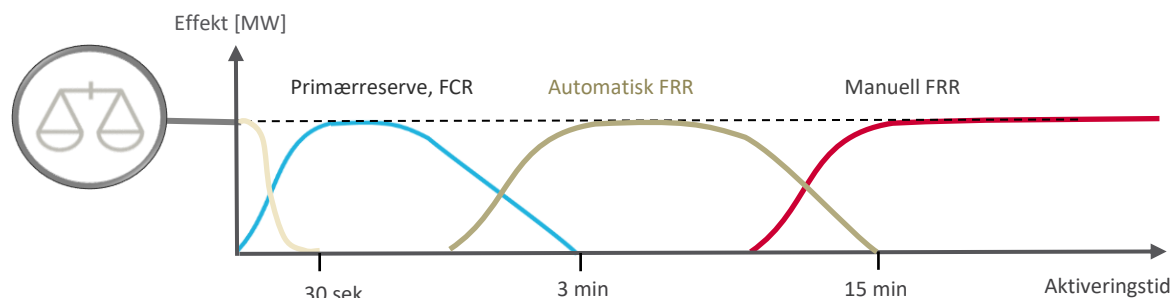
I likhet med primærreservene aktiveres også sekundærreserver(aFRR) automatisk. aFRR har imidlertid en lengre responstid (ca. 2 minutter) og har som oppgave å bringe frekvensen tilbake til 50 Hz for å frigi FCR. Sekundærreservene jobber normalt sammen med FCR-N for å håndtere ordinære ubalanser men vil også bidra ved driftsforstyrrelser.

Tertiærreservene(mFRR) er ikke automatiske, men må aktiveres manuelt og har en aktiveringstid på ca. 5-15 minutter. Tertiærreservene skal frigi den aktiverte primær- og/eller sekundærreserven, både ved ordinære ubalanser og driftsforstyrrelser, for å bringe frekvensen tilbake til 50 Hz.

Følgende figurer illustrerer hvordan de ulike effektreservene jobber sammen for å opprettholde frekvensen i kraftsystemet.



Figur 50: Samspill mellom effektreserver. FRR består her både av aFRR og mFRR.



Figur 51: Samspill mellom effektreserver.

15.4 Reserveoversikt i 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 tertærreserver. 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.

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 1.3.2018 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 ned mot 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. Både FCR-N og FCR-D utveksles mellom land.

Kravet for aFRR er 300 MW i utvalgte timer der det er forventet store endringer i forbruk, produksjon og utveksling. Hvilke timer, og hvor mange timer i døgnet, bestemmes nordisk for en sesong om gangen. Per 1.3.2018 anskaffes reserven mandag-fredag i tidsrommene 04:00-08:00 og 17:00-20:00. Dette utgjør totalt 35 timer pr uke. Fordelingsnøkkelen er den samme som for FCR-N, årsforbruk foregående år.

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

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

	FCR-D (krav)	FCR-N (krav)	aFRR (krav)	aFRR (kapasitet)	mFRR (krav)
Norway	354	214	105	475* tilbudt i uke 6	1200+500
Sweden	428 (for 2018-02-08 10:00)	227	150	240 tilbudt i uke 6	1430 (for 2018-02-08 10:00)

Denmark East	180**	21	11	12 (levert fra DK1)	600 ***
Denmark West	N/A	20	90	100	682 (300 delt fra DK2)
Finland	263	138	70		1100

Tabell 22: Reservekrav i Norden[MW].

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

** Leveranse av FCR-D for DK2's andel av Nordisk krav er levert som følger i uke 6 2018:

Kontiskan: 75 MW

Storebælt: 18 MW

Kontek: 50 MW

Kjøpt i DK2/SE i en daglig auksjon: 37 MW

*** Følgende er reservert på langtidskontrakter:

ØRSTED (DONG): 474 MW for vinter, 444 MW for sommer

DANCOM: 45 MW

EDK: 68 MW

MAKDK: 36 MW

NEEY: 15 MW

Totalt: 638 MW for vinter, 608 MW for sommer

15.5 Avregning av balansetjenester

15.5.1 Avregning av balanseresserver og balanseenergi

I kategorien balanseresserver inngår mFRR (manual Frequency Restoration Reserves) og aFRR (automatic Frequency Restoration Reserves). Tertiærresservene, mFRR, omsettes i RK-markedet der produsenter eller andre aktører legger inn bud for opp- eller nedregulering. Manuell håndtering innebærer at Statnett må kontakte aktørene for å be om aktivering av bud når det er nødvendig å regulere kraftbalansen. De automatiske sekundærresservene har et eget marked for handel av kapasitet, men ikke noe marked for aktivering enda.

Avregning av tertiærresserver (mFRR)

Statnett handler bud fra RK-listen med tilbudt pris og størrelse. Balanseenergi blir beregnet ved aktivering, og det hele avregnes i den nordiske balanseavregning, eSett, som mottar alle avregningsdata fra Statnett. Aktøren som har levert reguleringen, mottar oppgjør fra eSett. Videre avregner eSett Statnett for samme handel. En oppregulering medfører tilslutt en kostnad for Statnett via oppgjør fra balanseavregningen.

Sekundærresserver (nordisk aFRR)

Automatiske reserver krever reservasjon av kapasitet. Produsenter som er med på denne type regulering, må holde av kapasitet på generatorene slik aktiviseringer kan skje uten begrensninger innen gitt ramme i tidsrom, retning og størrelse. Det er et eget marked for kapasitetsanskaffelse for sekundærresserver.

Avregning av kapasitet for sekundærresserver (nordisk aFRR)

Statnett handler kapasitet i et eget innenlands marked for sekundærresserver en gang i uken for kommende uke. Mengde, kapasitet og tidsrom for kapasitetsreservasjon har variert, men er nå typisk

morgen og kveld alle dager i uken. De produsentene som får tilslag, får kapasitetsbetaling fra Statnett, oppnådd volum og pris. Dersom en produsent ikke oppfyller kapasitetsreservasjonene fullt og helt, beregner Statnett avvik på aktøren og den ukentlige utbetaling fra Statnett blir avkortet etter gitte regner.

Avregning av balanseenergi for sekundærreserver (nordisk aFRR)

Statnett beregner balanseenergi[MWh] når en produksjonsenhet aktiveres, og leverer data til den nordiske balanseavregning, eSett. Produsenten mottar oppgjør for balanseenergi fra eSett via den ukentlige balanseavregning. Statnett blir likeledes avregnet for de samme aktiveringer av eSett, men speilet. Produsenten mottar beløp fra eSett >> Statnett må betale samme beløp til eSett.

15.5.2 Utveksling av balansetjenester med utlandet.

Statnett har utveksling av balansetjenester mot utlandet på Skagerrakforbindelsen mellom Kristiansand og Tjele i Danmark. Vi utveksler både tertiærreserver (mFRR) og sekundærreserver (aFRR).

Tertiærreserver (mFRR) – regulerkraft med manuell aktivering.

Energinet.dk og Statnett handler balanseregulering i den felles nordiske RK-budlisten. Når f.eks. Energinet handler et produkt fra en norsk produsent og aktiverer det, vil det flyte balanseenergi gjennom kabelforbindelsen. Energinet regulerer balansen i Danmark ved å aktivere reguleringsressurser i Norge.

Avregning tertiærreserver (mFRR)

Dersom Energinet handler et bud fra en norsk produsent, vil oppgjøret mellom produsenten og markedet ligge hos den nordiske balanseavregning, eSett. eSett speiler handelen mot Statnett. Energinet avregner handelen mot Statnett via det ordinære TSO-TSO oppgjør. Statnett er en aktør imellom Norge og Danmark som videreformidler et økonomisk oppgjør. For Statnett er det et nullsum spill. Samme prosess skjer dersom Statnett handler et bud fra en dansk budgiver. Da er Energinet imellom.

NOIS er et fellesnordisk datasystem for TSO'ene der handel med mFRR over landegrensene blir avstemt, beregnet volum[MWh] og avtalt pris. Statnett og Energinet må være enige om balansereguleringens størrelse og pris i NOIS før det bilaterale oppgjør mellom TSO'ene kan skje.

Sekundærreserver (aFRR) med automatisk aktivering.

Fra 2015 har Norge levert aFRR, 100 MW (opp - og nedregulering), med formål å regulere balansen i Danmark. Noen få faste produsenter i Norge leverer systemtjenesten til gitte faste betingelser i fem år. Tjenesten er kontinuerlig. Energinet skal fritt benytte ressursene i Norge ut fra deres behov. Automatisk aktivering krever reservasjon av kapasitet, både hos produsentene som leverer tjenesten og på selve kabelforbindelsen. Kapasitet for SK1-4 til markedet er derfor alltid fratrasket 100 MW.

Avregning sekundærreserver(aFRR)

Statnett er mellompart mellom de norske leverandørene og Energinet. Det vil si at Statnett gjør opp med produsentene på den ene side og med Energinet på den annen side. Det er to typer avregning for aFRR: en for kapasitetsreservasjon og en for aktivering, selve balanseenergien.

Avregning kapasitet aFRR - Statnett mot norske produsenter

Statnett holder rede på aFRR kapasitet reservert for SK1-4, som er merket for formålet. Etter at uken er over, melder produsentene tilbake til Statnett hvor mye kapasitet de har holdt av for SK1-4. Ut fra disse tallene, beregner Statnett hva produsentene har levert av kapasitet og også avvik mellom endelig avtalt kapasitet og faktisk levert kapasitet. Avvik medfører avkorting i utbetalingene til produsentene. Statnett krediterer de dedikerte produsentene for reservert SK1-4 kapasitet.

Avregning kapasitet - Statnett mot Energinet

Energinet betaler Statnett for kapasitetsreservasjonene på kabelforbindelsen. Som for de norske produsentene, er prisen for kapasitet avtalefestet i fem år fra 2015. I NOIS, det felles datasystem for TSOene i Norden, er det en arena der Statnett og Energinet avstemmer aFRR kapasitet, hva som er levert og hva som ikke er levert i forhold til den endelig avtalte kapasitet. Avviksberegning skjer i tre kategorier, redusert kapasitet pga. feil i Norge, feil på kabelforbindelsen eller feil oppstått i Danmark.

Avregning balanseenergi - Statnett mot norske produsenter

Balanseenergi som følge av aktivert sekundærreserve er beregnet energi [MWh]. Statnett sender verdiene til den nordiske balanseavregning, eSett, og produsentene får betalt via oppgjøret fra eSett (RK-oppgjør). Prisene for balanseenergi er avtalefestet for fem år. Statnett er motpart i dette oppgjøret. Hvis produsentene får utbetalt 500 € fra eSett, må Statnett betale 500 € til eSett.

Avregning balanseenergi - Statnett mot Energinet.dk

Statnett og Energinet gjør opp seg imellom i de ordinære TSO-TSO oppgjør. Balanseenergi til oppregulering er avregnet hos eSett som en kostnad for Statnett. Statnett belaster dermed Energinet for samme kostnad i denne avregningen. Motsatt blir det med balanseenergi til nedregulering.

Eksempel nedregulering:

Produsentene betaler 700 € til eSett >> eSett betaler 700 € til Statnett >> Statnett betaler 700 € til Energinet.

15.5.3 Utveksling og avregning av primærreserver (FCR) mellom TSOer

Norge utveksler primærreserver med flere land, Finland, Sverige og Danmark. Statnett foretar videresalg av reserver fra innkjøpte ressurser innenlands. For Skagerrakforbindelsen sin del gjelder en særskilt utvekslingsavtale og en egen avregning.

For primærreserver, FCR (Frequency Containment Reserves), skiller vi mellom to typer produkter:

- FCR-N, også kalt FNR (Frekvensstyrt Normaldriftsreserve)
- FCR-D, også kalt FDR (Frekvensstyrt Driftsforstyrrelsesreserve)

FCR-N er effektreserve som aktiveres automatisk i begge retninger omkring et settpunkt når frekvensen varierer mellom 50.10 Hz og 49.90 Hz. FCR-D er effektreserve som aktiveres automatisk når frekvensen faller under 49.90 Hz. Det er et krav at stasjonær frekvens ikke skal falle under 49.50 Hz i det sammenkoblede nordiske kraftsystemet og all FCR-D må derfor være aktivert ved høyere frekvens enn dette.

All avregning av FCR, kapasitet, aktiveringer og priser, er timebasert.

Videresalg FCR til Sverige og Finland.

Statnett tilbyr Svenska Kraftnät og Fingrid å kjøpe FCR-kapasitet til gitte volum og priser. Begge FCR-produktene omsettes daglig etter behov. Kapasitetsbetalingene inngår i de ukentlige avregninger og oppgjør mellom Statnett og SvK/Fingrid.

Aktiveringene (opp- og nedregulering) de norske produsentene blir avregnet for, er til RK-pris i reguleringens retning. Aktørene får oppgjør fra den nordiske balanseavregning, eSett.

I oppgjøret mellom TSOene, gjelder midtpris i avregning for aktiveringer. Midtpris vil si at en benytter RK-pris fra begge sider av forbindelsen i oppgjøret ((Pris A + Pris B)/2). RK-prisene er tatt fra registrerte RK priser – kategori hovedretning for timen.

FCR på Skagerrakforbindelsen.

Fra 1. januar 2015 har Energinet.dk hatt anledning til å aktivere primærreserver i Norge. Aktiveringene skjer automatisk ved frekvensavvik på Jylland. Det er inngått en avtale med en norsk kraftprodusent om kapasitetsreservasjon 10 MW til primærregulering og tilhørende aktivering. Primærreservene er alltid tilgjengelig i hele avtaleperioden på fem år. Tilsvarende gjelder en avtale mellom Statnett og Energinet.dk for levering av reserven over Skagerrakforbindelsen. Det reserveres ikke kapasitet til primærreserveregulering på forbindelsen, for det tillates 10 MW overlast.

Avregning FCR skjer i en kjede der Statnett er imellom Energinet.dk og den norske aktøren. Energinet.dk betaler Statnett for kapasitet FCR (10 MW). Statnett står for kapasitetsutbetaling til den norske aktøren. Pris for kapasitet er bestemt i de to avtalene.

For aktiveringene betaler Energinet.dk til Statnett for oppreguleringer, og Statnett betaler til Energinet.dk for nedreguleringer. Oppgjør skjer via den ordinære TSO-TSO avregningen mellom Statnett og Energinet.dk.

Produsenten som leverer reservene, får en inntekt for oppreguleringer og kostnad for nedreguleringer. Oppgjøret er via eSett. Prisene for denne type reguleringer er ubalansepris Danmark/Jylland, henholdsvis oppregulerings - og nedreguleringspris. Pengestrømmen for aktiveringer går gjennom Statnett. Beløp A fra Energinet >> Statnett >> eSett, >> Beløp A til produsenten. Og omvendt.

15.5.4 Avregning mellom TSOer for utveksling av ikke planlagt flyt.

Kraftutveksling mellom to land blir registrert i begge lands balanseavregning. Der beregnes ubalansene, forskjellen mellom planlagt - og målt kraftutveksling. Planlagt utveksling består av flyt fra markedskoblingen (Day-ahead), flyt fra Intra Day markedet og gjerne en plan for overføringstapet, kjøpt eksplisitt. Begge TSOene har oppgjør med sin balanseavregning, balansekraft for grenseoverskridende kraftflyt. Ubalansene i balansemarkedet skyldes flere forhold:

- Transmisjonsubalanse (ubalanse som følge av unøyaktighet mellom registrert verdi i styringssystemet og virkelig målt verdi). Planlagt verdi kan være 700 MWh. Målt verdi blir 702,5 MWh.
- Ubalanse som følge av planlagt kabel-ramping
- TSO-TSO handel tertiærreserver
- Transitt avtalt mellom TSOer
- Utveksling av automatiske systemtjenester
- Ubalanse tap som følge av differanse mellom plan (innkjøpt tap) og kalkulert tap basert på måleverdier.

TSO-TSO avregningen inneholder disse produktene som i sum er volummessig i balanse med den avregnede ubalanse i balanseavregningen (eSett) for mellomlandsforbindelsen. Prisene i TSO-TSO avregningen er generelt midtpris, satt sammen av ubalansepriser (RK-prise hovedretning) fra begge sider av forbindelsen. Men utveksling av tertiærreserver og aktivering av automatiske systemtjenester har egne priser i avregningen.

Avregningen mellom Statnett og Svenska Kraftnät foregår i fire separate kanaler, mellom prisområdene:

- NO1 – SE3
- NO3 – SE2
- NO4 – SE2
- NO4 – SE1

Ubalanseoppgjøret i TSO-TSO avregningen benytter reelle ubalansepriser fra hvert av prisområdene, midtprisberegninger.

Ubalanse-avregningen mellom Statnett og Energinet.dk er likeledes basert på midtpris ubalansepriser fra NO2 og DK1.

Ubalanse-avregningen mellom Statnett og Fingrid benytter ubalansepriser fra NO4 og FI (midtpris).

TSO-TSO avregningen mellom Statnett og TenneT Nederland er et rent ubalanseoppgjør til midtpris.

Alle TSO-TSO avregninger er timebasert med unntak av avregningen for NorNed mellom Norge og Nederland. Denne avregningen er per 15 minutter med basis i måleverdier registrert per kvarter.