

Halvårsrapport fra Landssentralen

2/2015

The bottom right corner of the page features a decorative graphic consisting of several parallel diagonal lines. There are two white lines and two orange lines, all slanted upwards from left to right.

Innhold

Sammendrag fra driften	3
Energisituasjonen	5
Handelsgrenser og flaskehalshåndtering	6
Forsyningssikkerhet.....	10
Frekvenskvalitet.....	11
Spenningskvalitet.....	12
System- og balansetjenester	13
Annet	17

Halvårsrapporten fra Landssentralen presenterer informasjon om tekniske forhold og økonomiske nøkkeltall for systemdriften.

For begreper, definisjoner og informasjon tilknyttet de ulike temaene, se <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/>



Tom Tellefsen

Direktør Systemdrift og markedsoperasjoner

Sammendrag fra driften

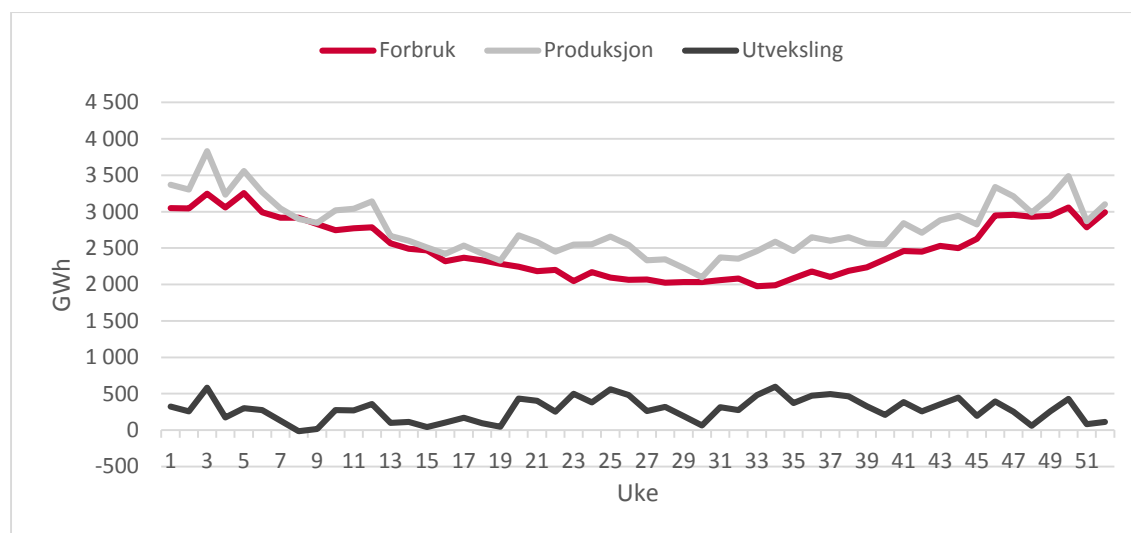
Norges kraftproduksjon og –forbruk var på samme nivå som 2. halvår 2014. Netto utveksling(eksport) var ca. 9% lavere enn 2. halvår 2014.

	Produksjon		Forbruk		Utveksling	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014
1.halvår[TWH]	73,5	71,7	67,2	65,4	6,2	6,2
2.halvår[TWH]	69,9	70,0	61,4	60,6	8,5	9,3
Sum	143,4	141,7	128,6	126,0	14,7	15,5

Tabell 1: Samlet norsk produksjon, forbruk og utveksling.

	Produksjon		Forbruk		Utveksling	
	Maks	Min	Maks	Min	Maks	Min
1. halvår[MWh]	26 634	7 734	22 530	10 039	5 689	-4 840
2. halvår[MWh]	26 044	7 568	21 732	9 527	5 669	-4 287

Tabell 2: Maks og min timesverdier for produksjon, forbruk og utveksling.



Figur 1: Forbruk, produksjon og utveksling for Norge.

Mandag 18. november ble det innført implisitt tapshåndtering på NorNed. Dette innebærer at det ikke vil bli utvekslet kraft på forbindelsen når flaskehalsinntektene er lavere enn tapskostnadene.

Halvåret var preget av mange utkoblinger i forbindelse med alle utbyggingsprosjektene:

- Oppgradering av vestre korridor gav mange utkoblinger på Sørlandet og reduserte kapasiteter mot Danmark og Nederland.
- Det var mange utkoblinger knyttet til spenningsoppgradering i Midt-Norge. Disse gav redusert kapasitet ut og inn av NO3 og NO4. Det har vært en stor andel timer med flaskehals ut av NO4.
- Bygging av Ørskog-Sogndal har medført flere utkoblinger og flaskehalser i det eksisterende 132 kV-nettet mellom Sogn og Møre. Blant annet ble Indre Sogn driftet som separatområde fra 25. september til 19. oktober. Nye Sogndal stasjon ble spenningsatt 15. september.

-
- Bygging av ny 420 kV-forbindelse Ofoten-Bardufoss-Balsfjord medført mange utkoblinger i det eksisterende nettet nord for Ofoten. Dette gav både flaskehals og redusert driftssikkerhet i området.

Større feil og driftsforstyrrelser i 2. halvår var:

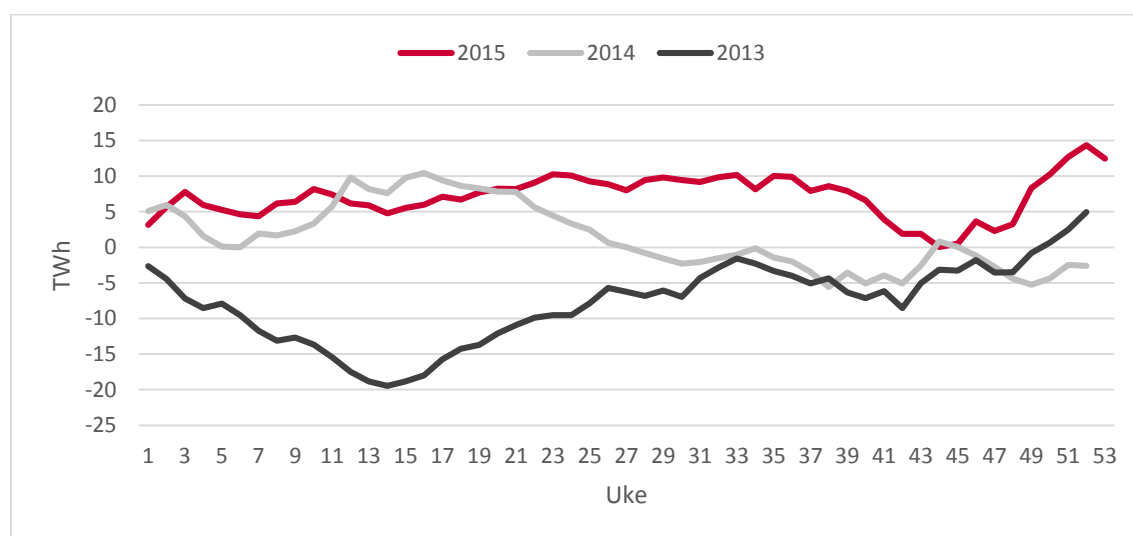
- Utfall av 132 kV Skjomen-Narvik mandag 21. september pga. uhell under helikopterflyving. I forbindelse med geologiske undersøkelser hekket en målesonde fra et helikopter seg fast i linjen. Sammen med de øvrige utkoblingene i området medførte dette en ytterligere redusert driftssikkerhet. Linjen kom inn torsdag 24. september.
- Utfall av 132kV Kanstadbotn-Hinnøy tirsdag 29.september pga. mastehavari. På grunn av annet arbeid i området medførte dette ensidig forsyning til Lofoten/Vesterålen. Linjen ble koblet inn mandag 5. oktober.
- Feil i Smestad stasjon 18. november i forbindelse med vedlikeholdsarbeid. Feilen medførte utfall av alle 300kV avganger og forsyningsavbrudd for forbruk i Bærum og Oslo vest, totalt ca. 485 MW. Det meste av forbruket kunne raskt legges inn gjennom omkoblinger i underliggende nett
- Deler av Stavangerområdet var kortvarig uten strømforsyning 1. desember grunnet utfall av Lyse T2, ca. 300MW. Området var ensidig forsynt pga. revisjonsarbeid på Feda-ÅnaSira. Forsyningen ble raskt gjenopprettet etter omkoblinger i nettet og arbeidet på Feda-Åna-Sira ble avbrutt.
- Utfall av Nedre Røssåga-Ajaure 6. desember grunnet mastehavari. Medførte redusert eksportkapasitet fra NO4 inntil linjen ble koblet inn 14. desember.

Energisituasjonen

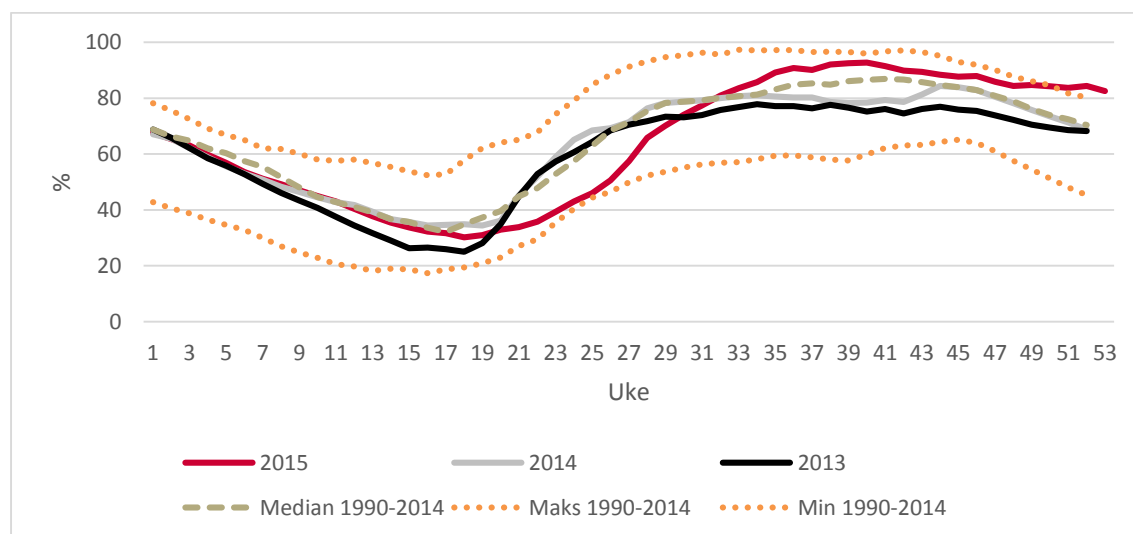
Energisituasjonen har vært god gjennom hele 2. halvår 2015. Det kom, som i 1. halvår 2015, mer nedbør enn normalt i perioden. Fra juli til desember kom det nedbør til det norske kraftsystemet tilsvarende 84 TWh produksjon, 13,6 TWh over normalt. Halvåret ble også ca. 2 grader varmere enn normalt. Ved inngangen til 2. halvår 2015 var det betydelig mer snø enn normalt i fjellet. Dette skyldtes at første halvår var nedbørsrikt og at månedene mai og juni var kalde. Kombinasjonen av mye snø i fjellet og nedbør over det normale, førte til at tilsiget i 2. halvår 2015 ble 33,9 TWh over normalt.

Ved inngangen til 2. halvår 2015 var magasinfyllingen 50,6 prosent, 17,8 prosentpoeng under medianen. Ved utgangen av halvåret var magasinfyllingen 82,5 prosent, 12,9 prosentpoeng over medianen.

Ved utgangen av året var det rundt normalt med snø (avvik i mark- og grunnvann er inkludert) i Norge. Den hydrologiske balansen styrket seg med 4 TWh i løpet av halvåret og viste et overskudd på 12 TWh ved utgangen av året.



Figur 2: Hydrologisk balanse i Norge for årene 2013-2015(Kilde: Markedskraft).



Figur 3: Magasinfylling i Norge for årene 2013-2015(Kilde: NVE).

Handelsgrenser og flaskehalshåndtering

Elspotområder

Det har ikke vært noen endringer i inndeling av elspotområdene 2. halvår 2015.

Handelsgrenser

Gjennomsnittlig tilgjengelig handlingskapasitet med utlandet for første halvår var 77% av teknisk maksimal kapasitet for eksport. Tilsvarende tall for import var 74%.

Kort forklaring til de viktigste årsakene til kapasitetsreduksjon:

- *NO2-NL*: Forbindelsen var utkoblet første uken i september. Har ellers vært redusert i forbindelse med utkoblinger på Sørlandet.
- *NO2-DK1*: Redusert i forbindelse med utkobling av en eller flere av polene. Ellers redusert grunnet andre utkoblinger på Sørlandet og vedlikehold på dansk side.
- *NO1-SE3*: Redusert pga. flere utkoblinger frem til oktober. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige.
- *NO2-NO5*: Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde. Også begrenset pga. utkobling av Mauranger-Samnanger og Mauranger-Blåfalli.
- *NO2-NO1*: Noe redusert pga. flere utkoblinger fra juli til september. Også redusert innenfor normalt variasjonsområde.
- *NO5-NO1*: Redusert pga. utkobling av Tegneby-Hasle i august.
- *NO3-SE2*: Nea-Klæbu var utkoblet i august. Også redusert grunnet flere andre utkoblinger i Midt-Norge.
- *NO4-SE1*: Hyppig redusert i hele perioden grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.
- *NO4-SE2*: Redusert pga. samme årsaker som NO4-SE1 og fordeling mellom NO4-SE1 og NO4-SE2.

Handels-korridor	Maks. kapasitet [MW]	Tidsandel med maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt i perioden	Markedets utnyttelse av tilbudt kapasitet	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kapasitet i markedet
NO1-SE3	2145	20 %	80 %	46 %	32 %
NO3-SE2	600	97 %	97 %	27 %	7 %
NO4-SE2	250	0 %	43 %	54 %	49 %
NO4-SE1	700	0 %	46 %	50 %	42 %
NO2-DK1	1532 ¹	54 %	87 %	62 %	44 %
NO2-NL	700	83 %	94 %	99 %	95 %
NO2-NO1	3500	1 %	90 %	21 %	2 %
NO2-NO5	500	0 %	59 %	2 %	2 %
NO5-NO1	3900	66 %	93 %	50 %	5 %
NO4-NO3	1000	0 %	65 %	73 %	49 %
NO1A-NO1	6850	0 %	92 %	39 %	1 %

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse i 2. halvår 2015, eksport.

¹ Fysisk kapasitet er 1632 MW, men 100 MW gis normalt som systemtjenestekapasitet.

Handels-korridor	Maks. kapasitet [MW]	Tidsandel med maks. kapasitet	Kapasitetens tilgjengelighet, i gjennomsnitt i perioden	Markedets utnyttelse av tilbudt kapasitet	Tidsandel med elspotflyt lik tilbudt kapasitet i markedet
SE3-NO1	2 095	49 %	82 %	10 %	3 %
SE2-NO3	1 000	25 %	71 %	31 %	13 %
SE2-NO4	300	0 %	46 %	15 %	11 %
SE1-NO4	600	0 %	59 %	17 %	9 %
DK1-NO2	1 532 ¹	68 %	92 %	7 %	3 %
NL-NO2	700	96 %	97 %	0 %	0 %
NO1-NO2	2 200	0 %	84 %	15 %	4 %
NO5-NO2	600	0 %	81 %	40 %	31 %
NO1-NO5	300	100 %	100 %	0 %	0 %
NO3-NO4	200	0 %	0 %	0 %	5 %
NO1-NO1A	5 000	100 %	100 %	6 %	0 %

Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse i 2. halvår 2015, import.

Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet

Tabell 5 viser de samfunnsøkonomiske kostnadene² knyttet til bortfall av overføringskapasitet. Ved bortfall av overføringskapasitet menes her redusert kapasitet som følge av feil eller revisjoner på norsk og utenlandsk side. Som vanlig har de største kostnadene kommet på NO2-DK1, NO2-NL og NO1-SE3, og skyldes planlagte utkoblinger. Denne perioden har det også vært store kostnader ut av NO4 som følge av utkoblinger i forbindelse med spenningsoppgraderingen i Midt-Norge.

		2009	2010	2011	2012	2013	2014	1. halvår 2015	2. halvår 2015
NO1 – SE3	Revisjon	0	73	112	126	250	303	13	85
	Feil/utfall	117	0	0	0	5	0	6	5
NO3 – SE2 ³	Revisjon		14	3	3	10	1	5	6
	Feil/utfall		0	2	0	0	0	0	0
NO4 – SE1	Revisjon	116	14	11	13	11	5	10	30
	Feil/utfall	0	0	0	0	0	0	0	2
NO4 – SE2 ⁴	Revisjon				4	4	2	4	10
	Feil/utfall				0	0	0	0	1
NO2 – DK1	Revisjon	19	20	16	95	96	90	43	127
	Feil/utfall	1	3	5	0	0	0	7	0
NO2 – NL ⁵	Revisjon	24	8	12	47	55	34	16	55
	Feil/utfall	61	168	38	1	147	3	0	0
NO1 – NO2 ⁶	Revisjon		1	0	10	6	3	0	2
	Feil/utfall		0	0	8	9	5	0	4
NO1 – NO5 ⁶	Revisjon		1	6	1	0	4	1	5
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	0	4
NO2 – NO5 ⁶	Revisjon		0	17	4	0	0	0	0
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3 ³	Revisjon		9	2	9	6	3	9	20
	Feil/utfall		0	0	0	0	0	0	1
Sum		338	311	224	321	599	453	114	357

Tabell 5: Markedskostnader ved bortfall av overføringskapasitet(MNOK).

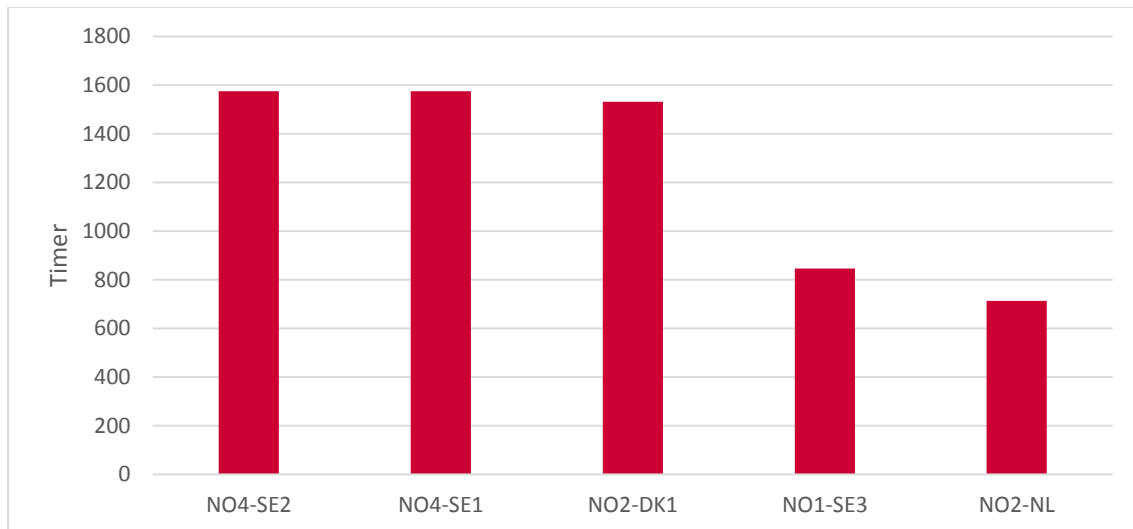
² Dette gjøres som en forenklet beregning: Kapasitetsreduksjon * prisforskjell (mellom områdene).

³ Til og med 3. tertial 2009 ble NO4-SE og NO3-SE rapportert som én forbindelse.

⁴ Til og med 2011 ble NO4-SE1 og NO4-SE2 rapportert som én forbindelse.

⁵ NorNed ble satt i drift i 2008.

⁶ Sør-Norge ble delt i tre prisområder i 2010.



Figur 4: Antall timer flaskehals ved bortfall av overføringskapasitet for utvalgte elspotkorridorer.

Spesialregulering

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	1. halvår 2015	2.halvår 2015
Intakt nett, overlaster	50	50	75	44	44	38	84	17	28
Intakt nett, spenning	6	8	28	0	2	1	4	2	0
Revisjoner	38	75	32	57	54	43	159	24	64
Feil/utfall	19	18	5	46	19	20	20	25	4
Annet	4	4	2	1	2	2	3	5	2
Sum	117	154	143	147	121	104	270	73	98

Tabell 6: Spesialreguleringskostnader(MNOK) per år fordelt på hovedårsakene, 2008 – 2015.

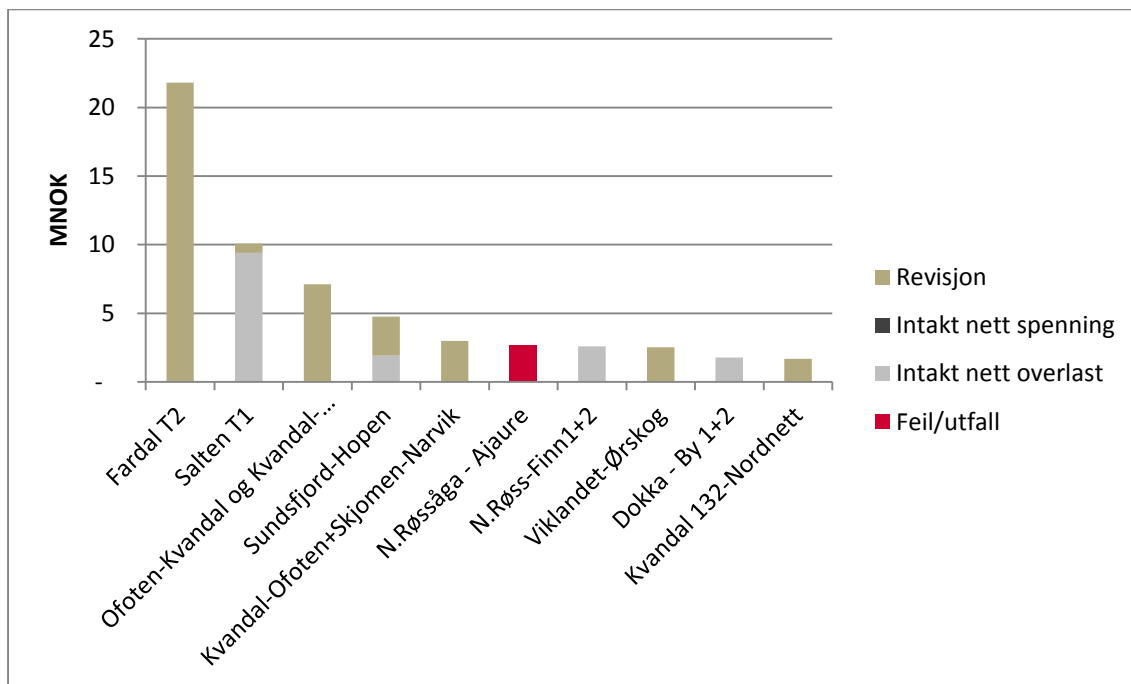
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	1. halvår 2015	2. halvår 2015
Oppregulering	377	399	542	381	242	366	804	310	218
Nedregulering	566	791	318	638	791	475	1159	346	654
Totalt	943	1190	860	1019	1033	841	1963	656	872

Tabell 7: Spesialreguleringsvolum(GWh) per år, 2008- 2015.

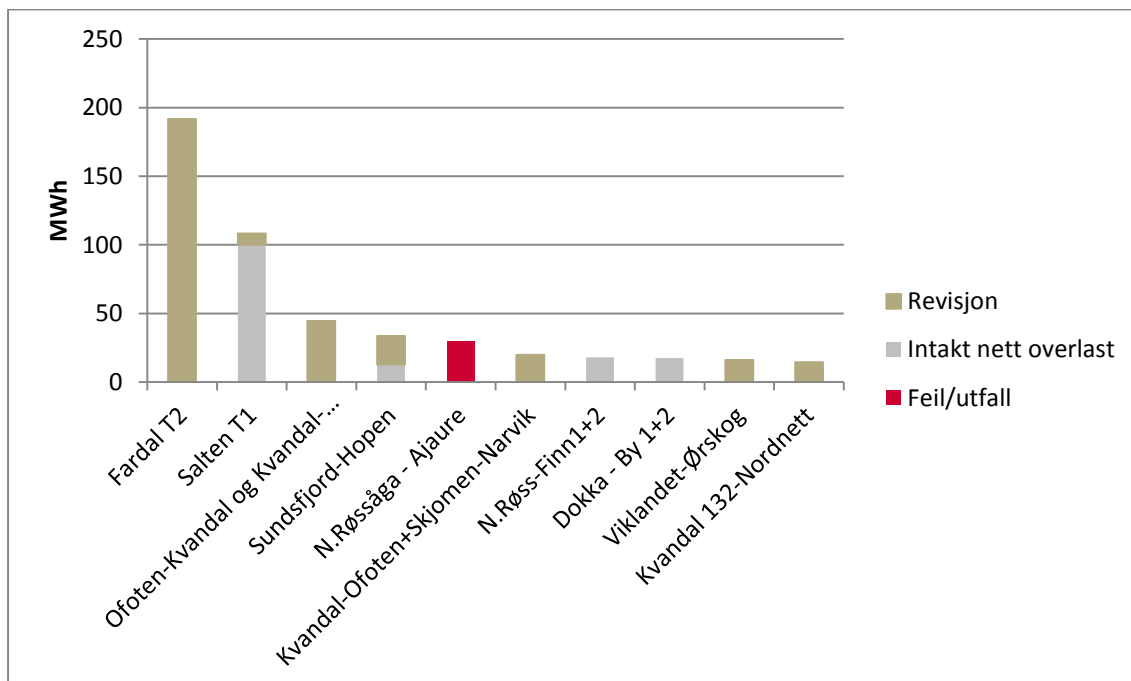
Nærmere beskrivelse av de ti mest kostnadskrevende spesialreguleringene:

- *Fardal T2*: Transformatoren ble koblet ut i juni og skapte en flaskehals på gjenværende transformator i Fardal, med behov for nedregulering. T2 ble koblet inn mot nye Sogndal stasjon i slutten av september.
- *Salten T1*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved lav/høy produksjon i Salten-nettet. Det har vært perioder med reguleringsbehov gjennom hele halvåret.
- *Ofoten-Kvandal og Kvandal-Kanstadbotn*: Linjene var utkoblet i september/oktober og gav behov for oppregulering i nettet nord for Ofoten.
- *Sundsfjord-Hopen*: Flaskehals ved intakt nett og revisjon. Oppstår som følge av lav /høy produksjon i Salten-nettet.
- *Kvandal-Ofoten og Skjomen-Narvik*: Linjene var samtidig utkoblet i september og gav behov for oppregulering nord for Ofoten.
- *N.Røssåga-Ajaure*: Linjen var ute for feil grunnet mastehavari 2 uker i desember. Gav en flaskehals ut av NO4.

- *N.Røss-Finneidfjord 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon i Helgelandsnettet.
- *Viklandet-Ørskog*: Linjen var utkoblet i august og gav problemer med både over- og underskudd inn til Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane.
- *Dokka-By 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy produksjon i Valdres.
- *Kvandal 132-Nordnett*: Begge 132kV-linjene nordover fra Kvandal var utkoblet fra august og ut september. Dette gav en flaskehals på gjenværende linje mellom Kvandal og Bardufoss.



Figur 5: Kostnadskrevende spesialreguleringer 2. halvår 2015, fordelt på årsak og anleggsdeler.



Figur 6: Regulert volum for kostnadskrevende spesialreguleringer 2. halvår 2015.

Forsyningssikkerhet

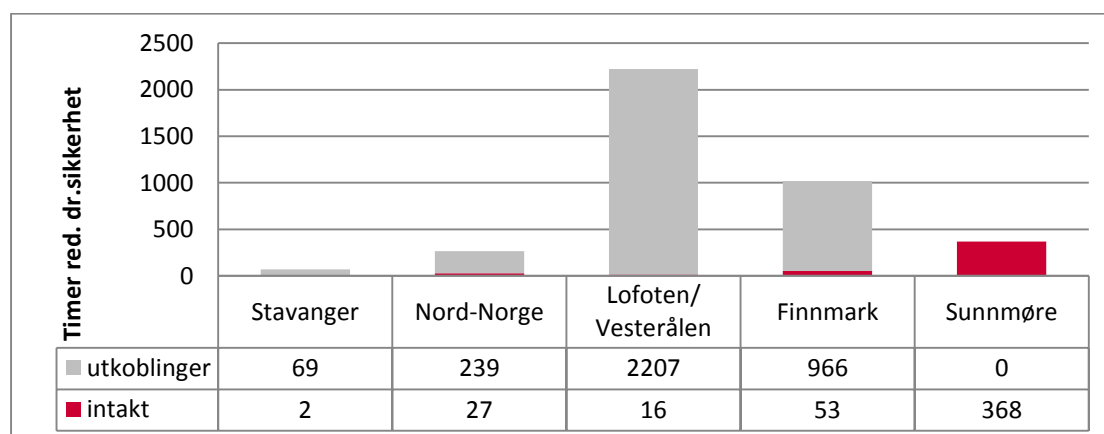
Statnett registrerer antall timer med redusert driftssikkerhet i fem gitte områder der driften ofte ikke tilfredsstillende N-1 kriteriet. Registreringen foregår etter forhåndsdefinerte kriterier og baserer seg på målt effektflyt på ledningene samt registrering av utkoblinger. Registreringen for siste halvår 2015 viser at det totale antallet timer med N-0 er omtrent likt som i samme periode i 2014, men den største delen av overskridelsene skjer når det er utkoblinger i nettet. Noen områder har stor økning i antall timer, mens andre har en stor nedgang.

- Stavanger har veldig få timer med N-0, men tallene er i samme størrelsesorden som tidligere år. Det var noen utkoblinger av Åna-Sira-Kjelland i september som ga redusert forsyningssikkerhet.
- Nord-Norge har færre timer enn i samme periode tidligere år, og utkoblinger står for størstedelen av overskridelsene. Utkoblinger i forbindelse med Ofoten-Balsfjord-prosjektet i september førte til redusert driftssikkerhet for landsdelen.
- Lofoten og Vesterålen har svært mange timer med N-0, og overskridelsene skjer i forbindelse med utkoblinger. Dette skyldes i hovedsak utkoblinger i forbindelse med ny linje Kanstadbotn-Kvitfossen og nye kabler på Kvandal-Kanstadbotn.
- Finnmark har vesentlig flere timer med N-0 enn i samme periode tidligere år. Overskridelsene skjer i perioder med utkoblinger og når det er drift med dele mot Finland. Det har ikke vært spesielt mange langvarige utkoblinger i Finnmark denne høsten.
- Sunnmøre har hatt færre timer med N-0 enn samme periode de siste årene.

Statnett har en driftspolicy som er retningsgivende for hva som tillates av varighet og størrelse på enkeltutfall. Driftspolicyen sier blant annet:

- Ved intakt nett skal et enkeltutfall maksimalt berøre 200MW forbruk og ha varighet på maks. 1 time.
- Ved revisjoner tillates 500MW og varighet opptil 2 timer.

I andre halvår av 2015 registrerte vi 5 brudd på driftspolicy som følge av planlagte utkoblinger. 3 av disse var grunnet utkobling av Åna-Sira-Kjelland med varighet en dag hver. Videre var det 10 dager utkobling av Skjomen-Ballangen og 10 dager utkobling av Fana-Samnanger. Dette er færre brudd på policyen enn tilsvarende periode de senere år.



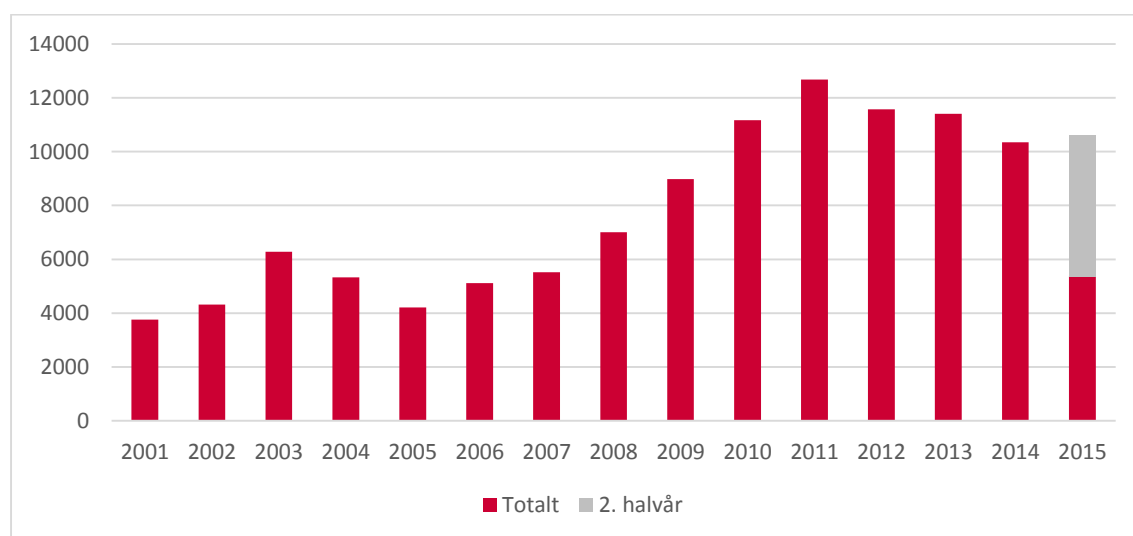
Figur 7: Antall timer med redusert driftssikkerhet i utvalgte områder 2. halvår 2015.

Frekvenskvalitet

I Norden er kravet at frekvensen skal være innenfor et bånd på 50,00 +/- 0,10 Hz. Frekvens utenfor båndet blir regnet som avvik. Målet er færre enn 10 000 minutter med frekvensavvik per år.

For 2015 totalt er antall minutter med frekvensavvik på nivå med 2014, og ca. 2000 minutter lavere enn 2011. Generelt skyldes frekvensavvik en eller flere av følgende årsaker:

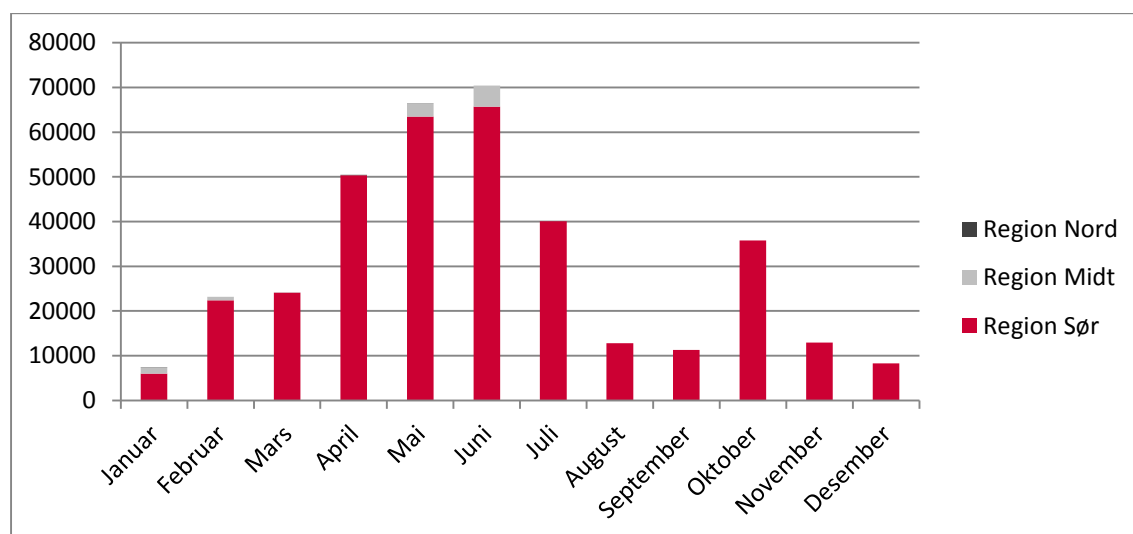
- Feil/utfall av produksjonsenheter og store forbrukere.
- Økt andel uregulerbar produksjon både i det nordiske synkronsystemet og omkringliggende systemer.
- Høy utnyttelse av kraftsystemet gir store endringer per time i utveksling og produksjon.
- Økt overføringskapasitet ut/inn av synkronsystemet gir store endringer i utveksling og produksjon
- Høy utnyttelse av systemet gir flere flaskehals og mindre muligheter til å benytte de raskeste reguleringsressurser.



Figur 8: Antall minutter med frekvensavvik.

Spenningskvalitet

Figur 9 viser antall minutter med høy spenning for 2015, dvs. spenning over 301/421 kV.



Figur 9: Antall minutter med spenningsoverskridelse.

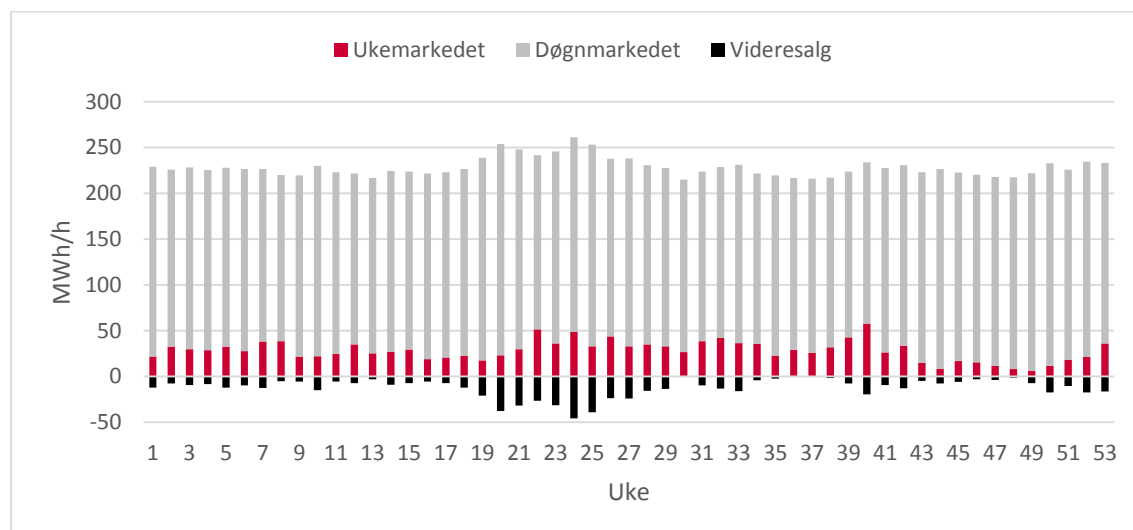
- I januar havarete en effektbryter til reaktoren i Holen. Grunnet risiko for havari på tilsvarende effektbrytere ble reaktorene i Kristiansand, Vang og Vågåmo tatt ut av drift. Alle bryterne har i løpet av året blitt revidert.
- Borgund ligger på tamp og ved revisjon/stopp av aggregatene i området er det liten mulighet for spenningsregulering.
- Revisjon på kabelforbindelsene i Oslo har medført oppdeling av drift og spenningsproblemer, i flere perioder i løpet av året.
- Feilen i Smestad 18.11.15 førte også til delt drift, samt at en kabel i perioder har ligget i tomgang.
- Reaktor i Hasle har vært utilgjengelig i perioder i forbindelse med brann i Hasle stasjon i april, og etterarbeid etter den.
- Utkoblinger i forbindelse med tillooping til nye Sogndal stasjon har påvirket spenningen i området.

System- og balansetjenester

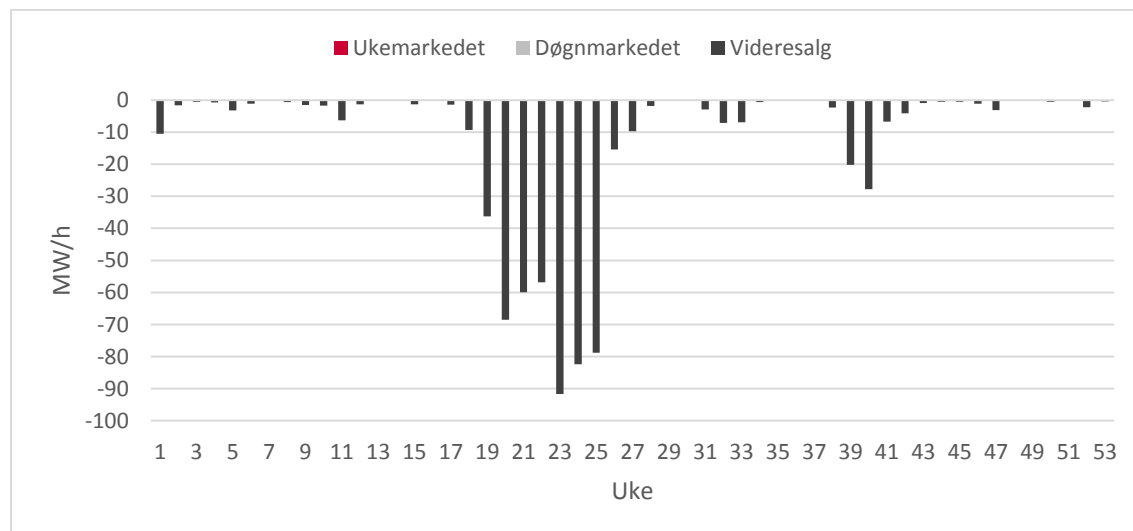
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	1. halvår 2015	2. halvår 2015
Primærreserver	117	201	199	98	135	104	50	54
Sekundærreserver	-	-	-	12	62	20	11	18
Tertiærreserver(RKOM)	50	79	31	65	87	34	35	11
Spesialregulering	153	145	173	124	104	275	75	98
Reaktiv effekt	13	17	7	3	6	6	3	1
Produksjonsflytting kvarter	5	19	10	9	9	5	4	1
Systemvern	4	6	4	9	13	9	6	7
Sum	342	467	424	320	416	453	184	190

Tabell 8: Sammendrag av kostnader knyttet til system- og balansetjenester(MNOK).

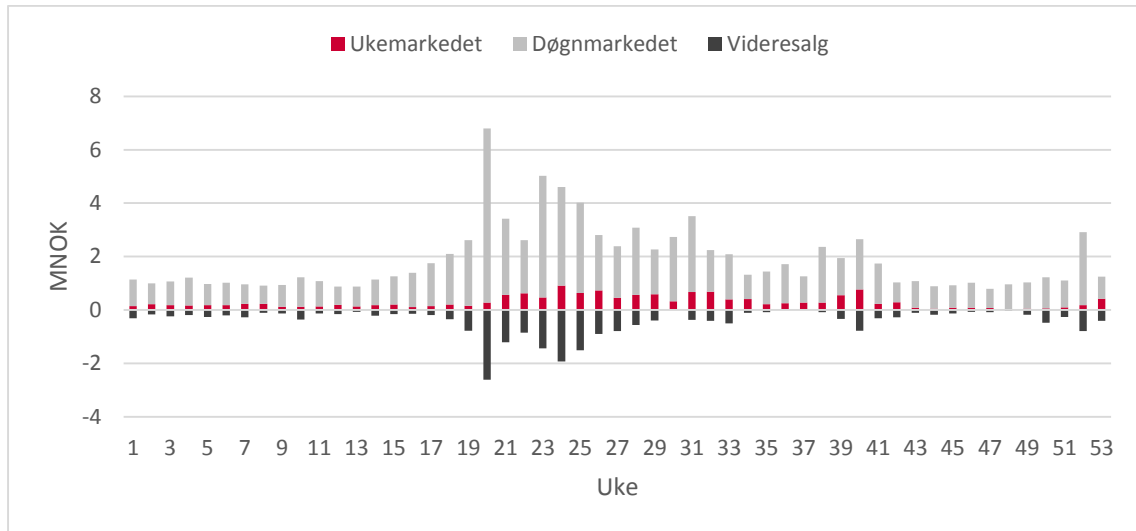
Primærreserver



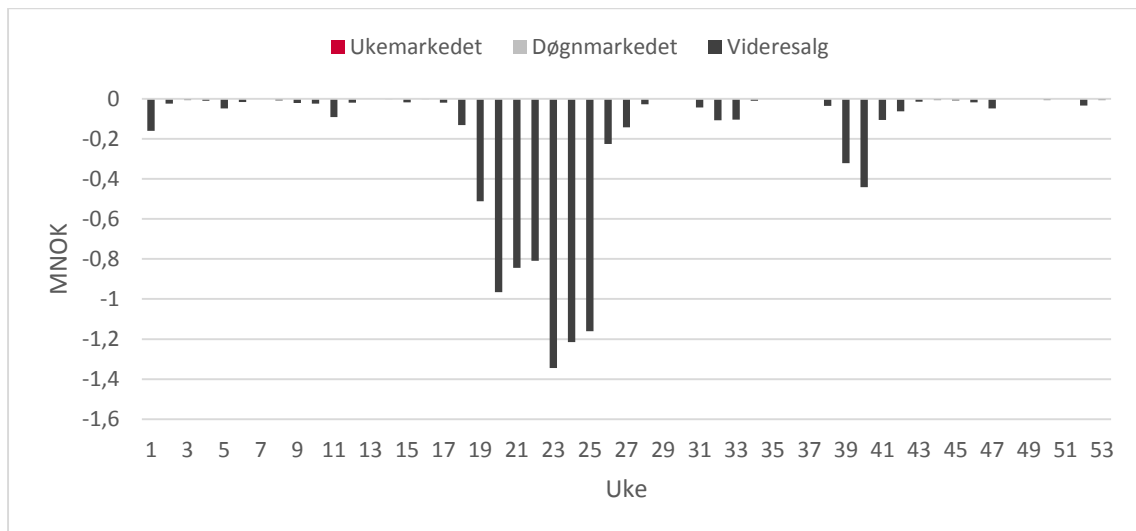
Figur 10: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver(FCR-N) per uke.



Figur 11: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av primærreserver(FCR-D) per uke.

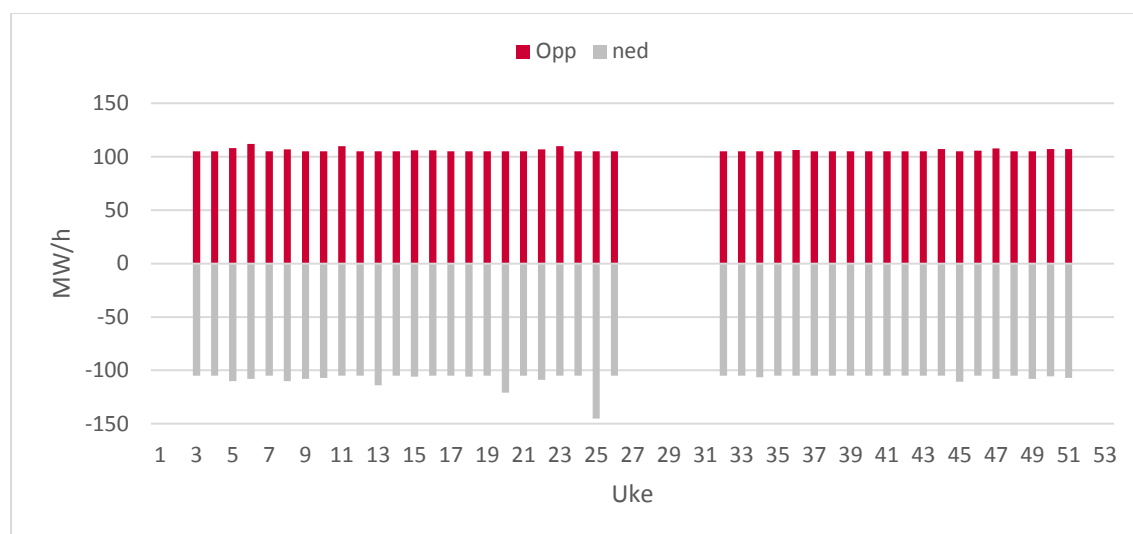


Figur 12: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-N).

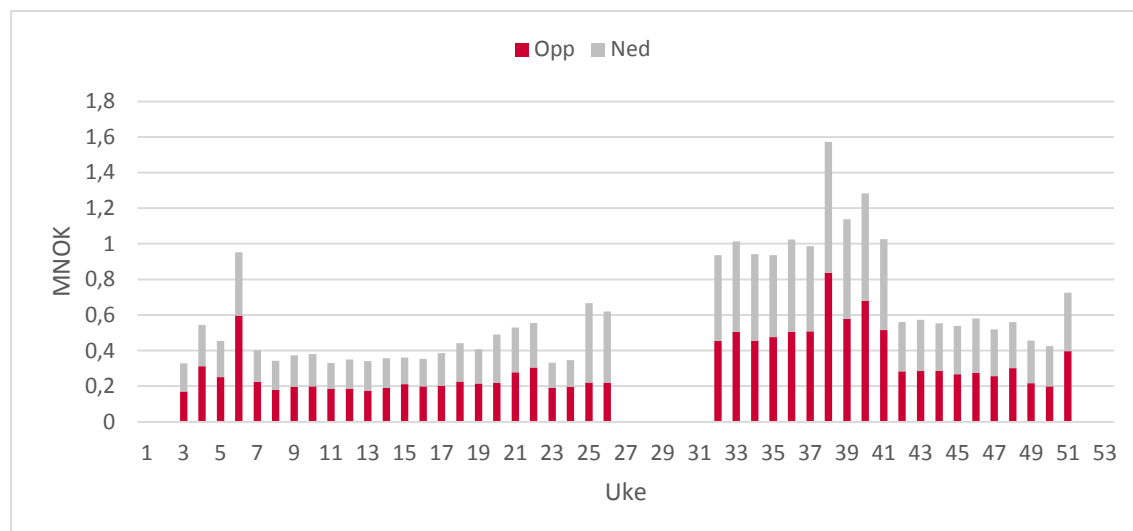


Figur 13: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-D).

Sekundærreserver (Frequency Restoration Reserves, FRR-A)



Figur 14: Gjennomsnittlig timesinnkjøp av kapasitet i markedet for sekundærreserver, inkludert videresalg til utlandet.



Figur 15: Kostnad per uke for innkjøp av sekundærreserver, ekskludert inntekt for videresalg til utlandet.

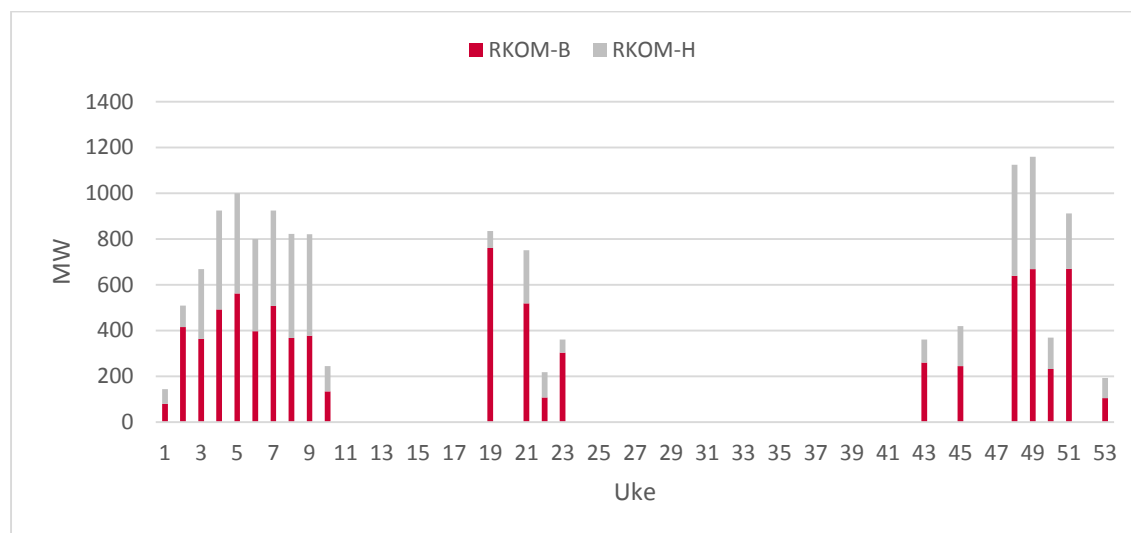
Tertiærreserver(RKOM)

Fra høsten 2014 ble RKOM delt opp i følgende produkter:

- RKOM-H: Ingen begrensninger i varighet eller hviletid.
- RKOM-B: Begrensning i varighet og hviletid.

Sesong	2010/2011	2011/2012	2012/2013	2013/2014	2014/2015	2015/2016
Effektvolum (MW)	499	634	634	871	749	521

Tabell 9: Innkjøpt effektvolum i RKOM sesongmarkedet.



Figur 16: Innkjøpt effektvolum i RKOM ukemarkedet.

Kvartersflytting av produksjon

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	1. halvår 2015	2. halvår 2015
Volum (GWh)	209	181	258	290	233	228	245	221	111	98

Tabell 10: Volum av kvartersflytting av produksjon.

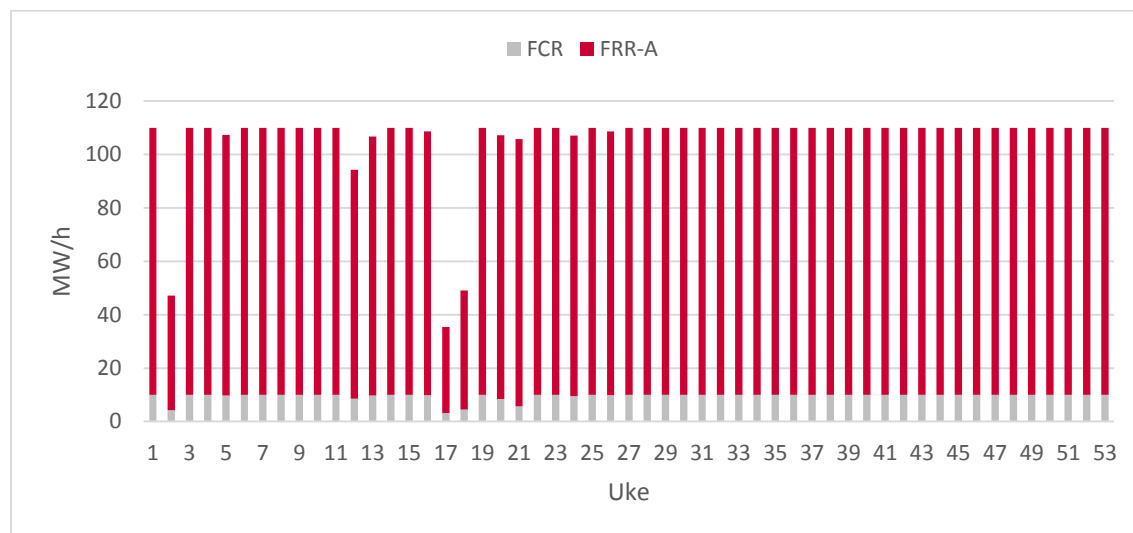
Energiopsjoner i forbruk

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Kostnad (MNOK)	9	19	48	35	30	28	21
Effektvolum (MW)	129	164	600	532	442	449	392
Energivolum (GWh)	198	61	1100	500	555	507	418

Tabell 11: Kostnader og kvantum for kjøpte energiopsjoner fordelt på sesong.

Annet

Systemtjenester Skagerrak HVDC



Figur 17: Gjennomsnittlig kapasitet på systemtjenester til Skagerrakforbindelsen.

Utkobling av fleksibelt forbruk

Dato	Årsak	Berørt nettområde
12-14. januar	Kaldt vær og lite reserver.	Nord for Ofoten
21.-30. januar	Anstrengt driftsituasjon.	Lofoten, Vesterålen.
30.-31. januar	Feil på Dale-Arna.	BKK.
10.-24. februar	Feil på Skjomen-Ballangen.	Nord for Ofoten, Lofoten og Vesterålen.
24.-27. mars	Revisjon på Hergot-Kvandal.	Nord for Ofoten, Lofoten og Vesterålen.
30. september-5. oktober	Feil på Kanstadbotn-Hinnøy.	Lofoten og Vesterålen.
20.-23. november	Feil i Smestad stasjon.	Oslo og Bærum.

Tabell 12: Tilfeller med utkobling av fleksibelt forbruk.

Produksjonstilpasning

Dato	Driftsstans/årsak	Berørt nettområde	Berørte stasjonsgrupper
08.01	Modalen-Refsdal-Hove-Fardal	Sogn og Nordhordaland	Vik
29.0	Husnes-Stord	Stord	Midtfjellet
03.02	Kvanndal-Kjela	Tokke	Vinje
07.-08.02	Lyse-Tonstad	Sirdal	Sira-Kvina
02.03	Knardalstrand-Vrangfoss	Nome	Vrangfoss-MTE
06.-07.03	Mongstad-Seim	Nordhordaland	BKK
09.-20.03	Valljord-Sjønstå	Salten	Sulitjelma
11.03	Rollag-Flesaker 1 og 2	Nummedalen	BKP-Flesaker
10.03-13.03	Evanger-Voss	Hordaland	Hodnaberg, Ulvik
13.03	Røldal-Åsen	Odda	Oksla, Tysso
13.03	Knardalstrand-Vrangfoss	Nome	Vrangfoss-MTE
18.-26.03	Lyse-Tjodan	Lysebotn	Tjodan
19.03	Røldal-Åsen	Odda	Oksla, Tysso
21.03-23.04	Raudalen-Beitostølen	Beitostølen	Valdres
23.03-26.03	Kvandal-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell vind
07.04-10.04	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Kvam	Bjølvo
13.04	Tjørhom-Tonstad	Sirdal	Sira-Kvina
13.04	Tafjord-Tafjord 2, 3 og 5	Tafjord	Tafjord
13.04-17.04	Leirdøla T2	Luster	Leirdøla
14.04-15.04	Tjørhom-Tonstad	Sirdal	Sira-Kvina
16.04	Fortun-Herva	Luster	Herva
21.04-24.04	Balsfjord-Storsteinnes	Målselv og Balsfjord	Dividalen
23.04	Fortun-Herva	Luster	Herva
27.07-29.04	Vågåmo-Skjåk	Ottadalen	Ø.Otta, Skjåk
04.05-12.05	Åsen-Røldal	Odda	Oksla, Tysso
04.05-10.05	Såheim-Frøystul	Tinn	Rjukanverkene
06.05	N.Vinstra-Fåberg	Gudbrandsdalen	N.Vinstra, Harpefossen
13.05	Evanger-Voss	Hordaland	Hodnaberg, Ulvik
18.05-12.06	Fauske-Hopen	Salten	Sulitjelma
18.05-22.05	Mongstad-Seim og Matre-Myster	Nordhordaland	BKK
01.06-05.06	Mår-Såheim	Tinn	Rjukanverkene
01.06-12.06	Kjela T1	Vinje	Tokke
10.06-10.08	Åskåra-Svelgen	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	Åskåra, SFE, Svelgen, Tussa, Sunnfjord, Høyange
22.06-23.06	Såheim-Frøystul	Tinn	Rjukanverkene
23.06	Steinsfoss T3	Vennesla og Iveland	Agder-Syd
06.07	Såheim-Frøystul	Tinn	Rjukanverkene
13.07-14.07	Mongstad-Seim	Nordhordaland	BKK
15.07	Ofoten-Båtsvann		Skjomen
08.08-09.08	Monehagen-Nelaug	Åmli	Agder-syd
10.08-12.08	Vemorktoppen-Vemork	Tinn	Rjukanverkene
10.08-12.08	Ringerike-Tyristrand-Kaggefoss	Ringerike	BKP-Flesaker
11.08	Midtfjellet T2	Fitjar	Midtfjellet
11.08-16.08	Åsen-Oksla	Odda	Oksla
11.08-30.08	Åskåra-Svelgen	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	Åskåra, SFE, Svelgen, Tussa, Sunnfjord, Høyange

17.08-27.08	Songa stasjon	Vinje	Tokke
17.08-20.08	Kvandal-Straumsmo 1 & 2 Bardufoss-Straumsmo 1	Bardu	Innset/Straumsmo
20.08	Heggenes-Hyggjande	Valdres	Dokka
24.08	Tokke-Vinje-Songa	Vinje	Tokke
24.08-31.08	Knardalstrand-Eie	Lunde	Vangfoss-MTE
	Kvandal-Straumsmo 1 & 2 Bardufoss-Straumsmo 2	Bardu	Innset/Straumsmo
24.08-28.08	Øvre Røssåga-Nedre Røssåga	Hemnes	Røssåga
25.08	Nordheimsund-Øystese- Bjølvo	Kvam	Bjølvo
31.08	Nesflaten-Kvanndal	Vinje	Tokke
31.08-08.09	Åbjøra-Heggenes	Valdres	Dokka
31.08-04.09	N.Røssåga-Mosjøen	Hemnes	Røssåga
31.08-04.09	Nore T9 og T5	Nore	Nore, Uvdal
01.09-10.09	Samnanger-Norheimsund	Kvam	BKK, Bjølvo
04.09-15.09	Fardal-Mel	Sunnmøre og Sogn og Fjordane	Åskåra, SFE, Svelgen, Tussa, Sunnfjord, Høyange
07.09-15.09	Vinje-Eidsborg	Vinje	Tokke
07.09-08.09	Grana-Brattset-Litjefossen	Rennebu	KVO
07.09-11.09	Salten 132kV stasjon	Salten	Siso, Sulitjelma
08.09-10.09	Nordheim-Smøla	Smøla	Smøla
08.09	Samnanger T1	Samnanger	BKK
09.09-11.09	Fortun-Leirdøla	Indre Sogn	Fortun, Tyin, Naddvik
14.09-15.09	Hersjøen-Heggsetfoss	Selbu	NTE
15.09	Borgund-Øljusjøen	Lærdal	Borgund
18.09	Nesflaten-Kvanndal	Vinje	Tokke
18.09	Sildvik-Kvandal	Narvik	Nygårdsfjell
21.09-23.09	Modalen-Steinsland	Steinsland	BKK
25.09	Tokke-Vinje	Vinje	Byrte, Lio
25.09-19.10	Leirdøla-Fardal	Indre Sogn	Leirdøla, Jostedal, Årøy, Fortun, Tyin, Naddvik
29.09-01.10	Kristiansand T2	Vest-Agder	Øie
29.09-02.10	Ø.Årdal-Årdalstangen	Indre Sogn	Naddvik
30.09-01.10	Ofoten T1	Narvik	Skjomen
01.10-02.10	Mongstad-Frøyset	Nordhordaland	BKK
02.10-05.10	Tjodan-Lyse	Tjodan	Tjodan
06.10-10.10	Åsen-Røldal	Odda	Tysso, Oksla
12.10-18.10	Nesflaten-Kvanndal	Vinje	Haukeli, Kjela
16.10	Hergot-Sildvik	Narvik	Nygårdsfjell
19.10-23.10	Eidsborg-Lio	Vinje	Lio, Byrte
20.10-28.10	Fåberg-Vang	Østerdalen	Rendalen
26.10-27.10	Sundsborn-T_Sundsborn	Sundsborn	Sundsborn
27.10	Nesflaten-Røldal	Odda	HER, Oksla, Tysso
29.10	Mår-Moflåt	Tinn	Rjukanverkene
04.11	Norheimsund-Øystese-Bjølvo	Kvam	Bjølvo
07.11-08.11	Sildvik-Kvandal	Narvik	Nygårdsfjell
17.11-18.11	Ø.Årdal-Årdalstangen	Indre Sogn	Naddvik
23.11-25.11	Matre-Myster	BKK	BKK
24.11-26.11	Sunde-Skei	Jølster	Kjøsnesfjorden
30.11	Kristiansand T2	Vest-Agder	Øie
01.12	Monehagen-Nelaug	Åmli	Agder-syd

02.12	Monehagen-Bøylefoss	Froland	Agder-syd
07.12	Årdalstangen-Naddvik	Naddvik	Naddvik
09.12	Såheim-Frøystul	Tinn	Rjukanverkene
10.12	Vågåmo T1	Vågåmo	Ø.Otta, Skjåk
13.12	Sildvik-Kvandal	Narvik	Nygårdsfjell
14.12	Ofoten-Båtsvatn	Narvik	Skjomen

Tabell 13: Tilfeller med produksjonstilpasning.

Versjonslogg

Gyldig fra	Revisjonskategori (Ny/Oppdatert/Ordvalg/Ingen)	Beskrivelse av viktige endringer
31.03.2016	Ny	