

# Halvårsrapport fra Landssentralen

1/2015

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.....	11
System- og balansetjenester .....	12
Annet .....	16

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

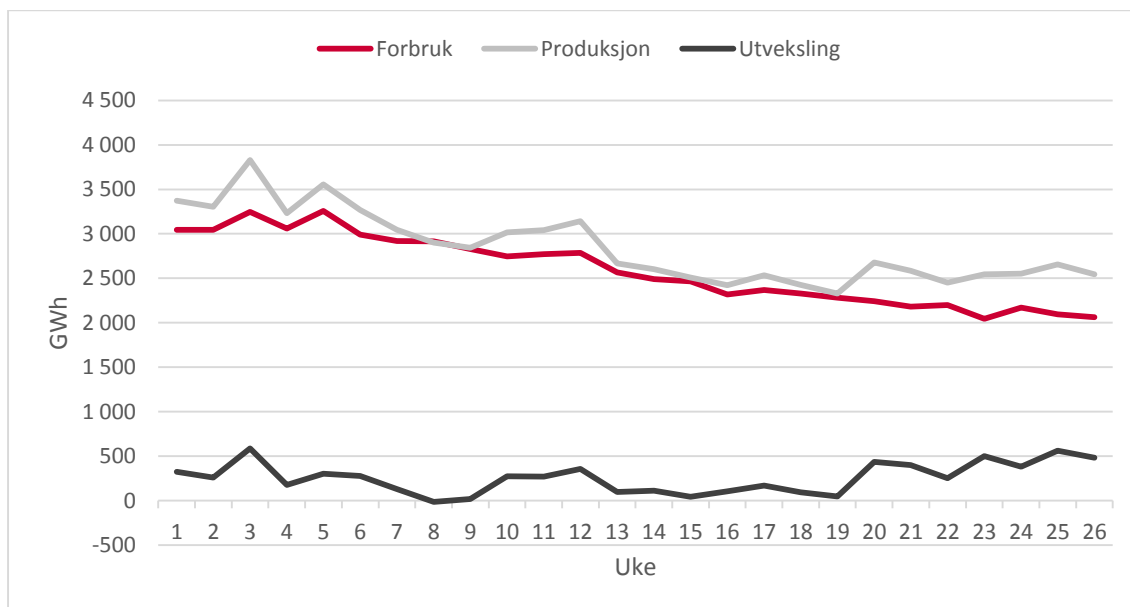
Norges kraftproduksjon og – forbruk har vært ca. 3 % høyere enn tilsvarende periode i 2014. Netto utveksling(eksport) var tilsvarende som 1. halvår 2014. Det ble satt både produksjons- og eksportrekord i Norge i løpet av halvåret. Fredag 23. januar time 11, ble det produsert 26 634 MWh/h og tirsdag 9. juni time 8 ble det eksportert 5689 MWh/h.

	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]		70,0		60,6		9,3
Sum		141,7		126,0		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]						

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



Figur 1: Forbruk, produksjon og utveksling for Norge.

9. januar ble sumrestriksjonen NO1A introdusert. Dette medfører at kapasiteten NO2 til NO1 og NO5 til NO1 blir fordelt i markedsklareringen, og ikke ut fra Statnetts prognoser. Dette gir en samfunnsøkonomisk bedre utnyttelse av den tilgjengelige kapasiteten.

I forbindelse med solformørkelsen 20. mars ble kapasiteten inn og ut av det nordiske synkronsystemet redusert for å begrense konsekvensene ved alvorlige hendelser på kontinentet, som har en stor andel solkraft. Solformørkelsen medførte ikke driftsforstyrrelser på kontinentet.

Sesong for RKOM blir normalt avsluttet rundt uke 17. Grunnet lav tilgang på oppreguleringsressurser i RK-markedet utover i april og mai ble sesongen for RKOM-uke utvidet frem til uke 25.

Fra uke 20 til 25 pågikk en ny periode med Hasle-pilot, tilsvarende som høsten 2014. I denne perioden kunne inntil 50 MW kapasitet mellom NO1 og SE3, og inntil 25 MW på hver av

---

korridorene NO5-NO1 og NO2- NO1 være reservert for salg av sekundærreserver, FRR-A, til SvK.

Det har vært høy aktivitet over hele landet med hensyn til utkobling av anlegg for bygging/vedlikehold, bl.a.:

- Mange utkoblinger på Sørlandet i forbindelse med oppgradering av Vestre korridor. Har også medført redusert handelskapasitet mot Danmark og Nederland.
- Mange utkoblinger i Midt-Norge i forbindelse med spenningsoppgradering har medført reduserte kapasiteter ut/inn av NO3/NO4.
- Bygging av ny 420kV Ørskog-Sogndal har medført mange utkoblinger og flaskehals i eksisterende nett.
- Bygging av ny 420kV Ofoten-Bardufoss-Balsfjord har også medført mange utkoblinger og flaskehals i eksisterende nett i tillegg til redusert driftssikkerhet.

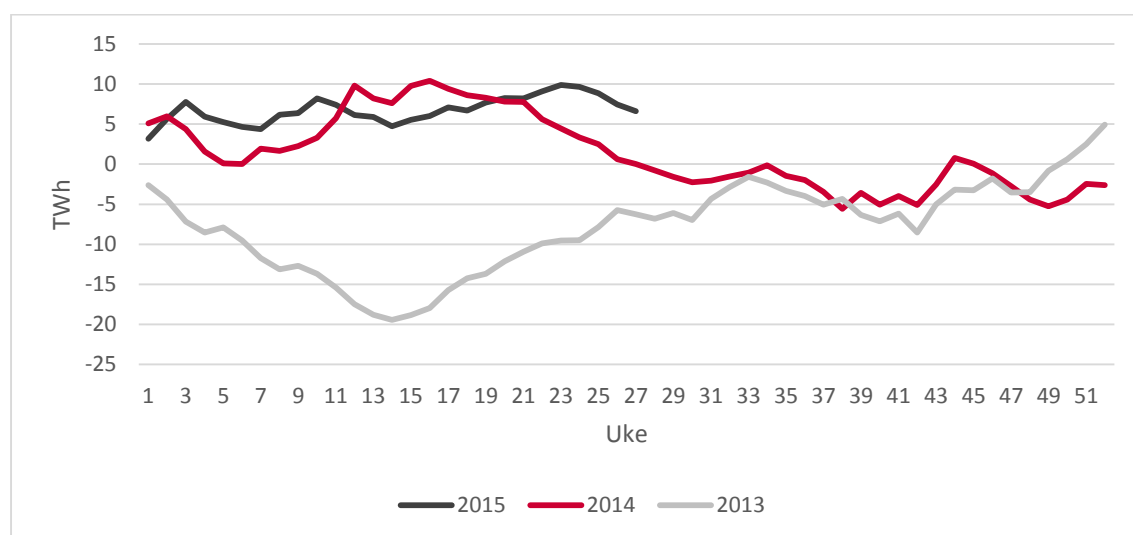
Større feil og driftsforstyrrelser i 1. halvår 2015:

- Ekstremværet Nina 10. januar førte til mange utfall i sentralnettet. Et titalls linjer var ute en eller flere ganger, men de fleste av linjene kom inn etter kort tid. Ingen av utfallene i sentralnettet fikk konsekvenser for ordinært forbruk, men tusenvis var strømløse som følge av feil på underliggende nett.
- Utfall av Fortun-Leirdøla 12. januar medførte separatdrift i indre Sogn. Kortvarig utfall av industrilast hos Hydro Årdal. Linjen kom inn 15. januar.
- Uvær 29. januar gav total mørklegging av området mellom Narvik og Adamselv. Dette skjedde etter en kombinasjon av flere linjeutfall, bl.a. Ofoten-Kvandal, og feil på et vern i Kvandal. Alt forbruk var innkoblet etter ca. 4,5 timer.
- Ekstremværet Ole rammet Midt- og Nord-Norge lørdag 7. februar og førte til flere utfall i 420kV og 132kV-nettet. Blant annet ble Lofoten mørklagt som følge av utfall i 132kV-nettet. De fleste var imidlertid uten strøm som følge av feil på underliggende nett og enkelte forbrukere fikk ikke strømmen tilbake før påfølgende mandag.
- Mastehavari på 132 kV Skjomen-Ballangen 10. februar som følge av snøras, medførte anstrengt drift i området. Linjen kom inn 24. februar etter reparasjon.
- 8. april oppstod det en brann i Hasle transformatorstasjon i Østfold. Ingen personer ble skadet som følge av brannen, og forbrukerne i området hadde strømforsyning som normalt. Overføringskapasiteten mot Sverige ble sterkt redusert da brannen gjorde deler av stasjonen utilgjengelig og det var fare for ytterligere utkoblinger. Det var normal kapasitet fra 15. april.
- 14. mai oppsto en skogbrann i Birkenes kommune. Det ble da nødvendig å koble ut 420kV Brokke-Kristiansand, 420kV Arendal-Kristiansand og 132kV Lund-Senumstad i forbindelse med slukningsarbeidet. Dette gav ensidig forsyning inn til Arendal og Kristiansand, samt kraftig redusert overføringskapasitet på Skagerakforbindelsen. Linjene kunne kobles inn neste dag.
- Flere tusen kunder var strømløse 1. juni i Eidsivas nettområde grunnet vind og trefall. Alle feil ble rettet i løpet av dagen og kvelden.
- Utfall av flere linjer i Sunnhordaland (SKL) kvelden 2. juni grunnet lynaktivitet. Ca. 40 000 kunder strømløse i tillegg til industriforbruket på Håvik og Husnes. Alt forbruk innkoblet etter ca. 3 timer.

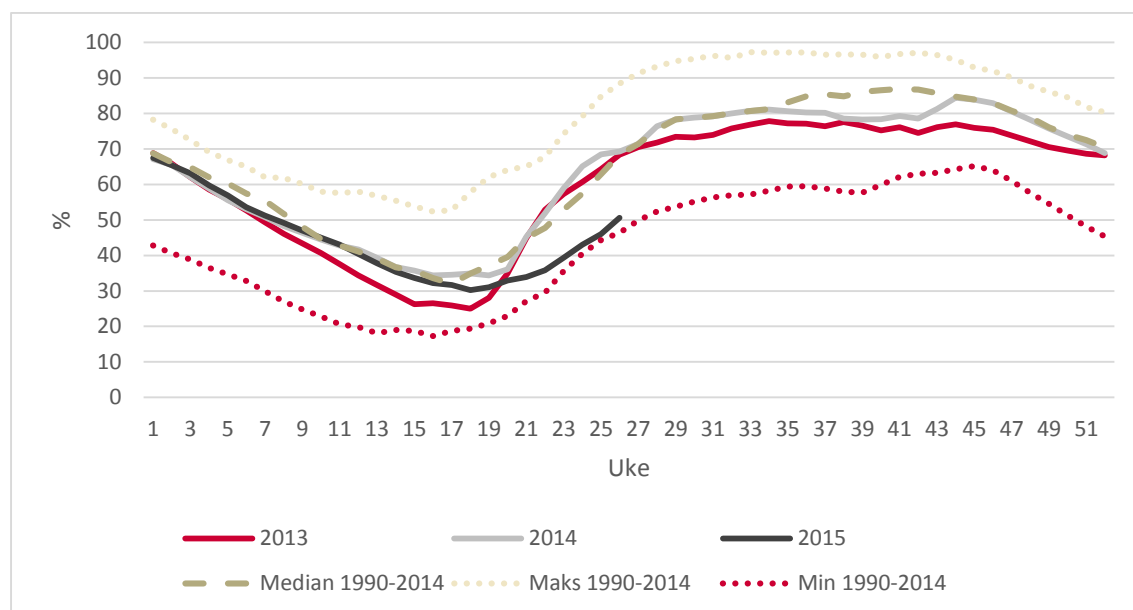
## Energisituasjonen

Energisituasjonen har vært god gjennom hele 1. halvår 2015. Perioden var preget av en meget fuktig værtype. Fra januar til juni kom det nedbør til det norske kraftsystemet tilsvarende ca. 78 TWh produksjon, ca. 18 TWh over normalt. Trenden, som startet i mai 2013, med månedstemperaturer over det normale, fortsatte de fire første månedene av 1.halvår 2015. I mai, etter 2 år, ble trenden omsider brutt og halvåret ble avsluttet med to måneder som var kaldere enn normalt. Den kalde værtypen på slutten av perioden førte til moderat snøsmeltingen, og til at tilsiget i Norge lå langt under normalt frem til slutten av halvåret. Ved utgangen av 1. halvår 2015 var det rundt 22 TWh mer snø (avvik i mark- og grunnvann er inkludert) enn normalt i Norge, mens magasinfyllingen lå rundt 14 TWh under normalt. Ved utgangen av halvåret viste den hydrologiske balansen et overskudd på ca. 8 TWh.

Ved inngangen til 1. halvår 2015 var magasinfyllingen 68,8 prosent, 1,8 prosentpoeng under medianen. Ved utgangen av halvåret var magasinfyllingen 50,6 prosent, 17,8 prosentpoeng under medianen.



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 1. halvår 2015. Sumrestriksjonen NO1A trådte i kraft 9. januar.

### Handelsgrenser

Gjennomsnittlig tilgjengelig handelskapasitet med utlandet for første halvår var 80% av teknisk maksimal kapasitet for eksport. Tilsvarende tall for import var 75%.

Kort forklaring til de viktigste årsakene til kapasitetsreduksjon:

- *NO2-NL*: Har vært redusert i forbindelse med utkoblinger på Sørlandet.
- *NO2-DK1*: Ble noe redusert i vinter pga. begrenset kapasitet på Sørlandet. Var også redusert pga. feil på pol 3/4 noen dager i mars. I april/mai var forbindelsen helt eller delvis utkoblet grunnet revisjonsarbeid på en eller flere av polene. Ellers redusert grunnet andre utkoblinger på Sørlandet.
- *NO1-SE3*: Var redusert grunnet feil på Halden-Skogsäter i januar og feil i Hasle i april. Redusert grunnet revisjonsarbeid fra mai/juni. Importkapasiteten blir redusert av SvK på grunn av snitt internt i Sverige.
- *NO2-NO5*: Kapasiteten har vært begrenset innenfor normalt variasjonsområde for å korrespondere med fysisk flyt.
- *NO2-NO1*: Redusert pga. flere utkoblinger i perioden mars til juni, blant annet Flesaker-Tegneby og Rød-Hasle.
- *NO5-NO1*: Har vært redusert pga. flere utkoblinger i perioden mars til juni, blant annet Sima-Aurland1, Nore1-Dagali og Ådal-Frogner. Redusert pga. feil på Sima-Dagali i februar og Nes-Sogn i mai.
- *NO3-SE2*: Importkapasiteten fra SE2 har vært redusert for å hindre handelstranstitt til NO3 via NO1. Hyppig redusert i perioden mars til juni grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.
- *NO4-SE1*: Hyppig redusert i perioden mars til juni grunnet flere utkoblinger i Midt-Norge.
- *NO4-SE2*: Redusert pga. samme årsaker som SE2-NO3 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	40 %	92 %	52 %	29 %
NO3-SE2	600	99 %	99 %	11 %	3 %
NO4-SE2	250	0 %	51 %	22 %	21 %
NO4-SE1	700	0 %	65 %	15 %	13 %
NO2-DK1	1532 <sup>1</sup>	41 %	87 %	51 %	34 %
NO2-NL	700	89 %	97 %	98 %	96 %
NO2-NO1	3500	0 %	91 %	45 %	4 %
NO2-NO5	500	0 %	37 %	5 %	4 %
NO5-NO1	3900	75 %	96 %	50 %	2 %
NO4-NO3	1000	0 %	74 %	54 %	18 %
NO1A-NO1	6850	1 %	93 %	54 %	0 %

Tabell 3: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse i 2. halvår 2014, eksport.

<sup>1</sup> 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	74 %	93 %	8 %	2 %
SE2-NO3	1 000	17 %	74 %	58 %	40 %
SE2-NO4	300	0 %	51 %	40 %	35 %
SE1-NO4	600	0 %	65 %	39 %	23 %
DK1-NO2	1 532 <sup>1</sup>	79 %	91 %	17 %	10 %
NL-NO2	700	100 %	100 %	0 %	0 %
NO1-NO2	2 200	0 %	86 %	2 %	0 %
NO5-NO2	600	0 %	50 %	9 %	6 %
NO1-NO5	300	99 %	100 %	1 %	0 %
NO3-NO4	200	0 %	26 %	1 %	34 %
NO1-NO1A	5 000	99 %	100 %	1 %	0 %

**Tabell 4: Kapasitetstilgjengelighet og-utnyttelse i 2. halvår 2014, import.**

### Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet

Tabell 3 viser de samfunnsøkonomiske kostnadene<sup>2</sup> knyttet til bortfall av overføringskapasitet. Ved bortfall av overføringskapasitet menes her redusert kapasitet som følge av feil eller revisjoner på norsk og utenlandsk side. De største kostnadene har kommet på NO2-DK1. Denne har vært redusert i forbindelse med vedlikehold på selve forbindelsen og ved utkoblinger i sentralnettet på Sørlandet, hovedsakelig i forbindelse med oppgradering av vestre korridor.

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	1. halvår 2015
NO1– SE3	Revisjon	9	0	73	112	126	250	303	13
	Feil/utfall	1159	117	0	0	0	5	0	6
NO3 – SE2 <sup>3</sup>	Revisjon			14	3	3	10	1	5
	Feil/utfall			0	2	0	0	0	0
NO4 – SE1	Revisjon	55	116	14	11	13	11	5	10
	Feil/utfall	10	0	0	0	0	0	0	0
NO4 – SE2 <sup>4</sup>	Revisjon					4	4	2	4
	Feil/utfall					0	0	0	0
NO2 – DK1	Revisjon	25	19	20	16	95	96	90	43
	Feil/utfall	474	1	3	5	0	0	0	7
NO2 – NL <sup>5</sup>	Revisjon	29	24	8	12	47	55	34	16
	Feil/utfall	16	61	168	38	1	147	3	0
NO1 – NO2 <sup>6</sup>	Revisjon			1	0	10	6	3	0
	Feil/utfall			0	0	8	9	5	0
NO1 – NO5 <sup>6</sup>	Revisjon			1	6	1	0	4	1
	Feil/utfall			0	0	0	0	0	0
NO2 – NO5 <sup>6</sup>	Revisjon			0	17	4	0	0	0
	Feil/utfall			0	0	0	0	0	0
NO4 – NO3 <sup>3</sup>	Revisjon			9	2	9	6	3	9
	Feil/utfall			0	0	0	0	0	0
<b>Sum</b>		<b>1777</b>	<b>338</b>	<b>311</b>	<b>224</b>	<b>321</b>	<b>599</b>	<b>453</b>	<b>114</b>

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

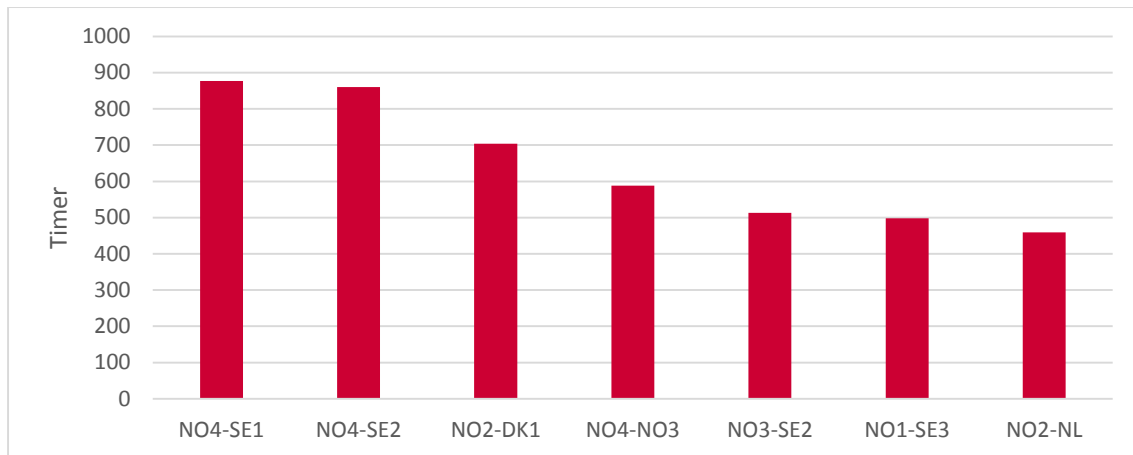
<sup>2</sup> Kapasitetsreduksjon \* prisforskjell (mellom områdene).

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

<sup>4</sup> Til og med 2011 ble NO4-SE1 og NO4-SE2 rapportert som én forbindelse.

<sup>5</sup> NorNed ble satt i drift i 2008.

<sup>6</sup> 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
<b>Intakt nett, overlast</b>	50	50	75	44	44	38	84	17
<b>Intakt nett, spenning</b>	6	8	28	0	2	1	4	2
<b>Revisjoner</b>	38	75	32	57	54	43	159	24
<b>Feil/utfall</b>	19	18	5	46	19	20	20	25
<b>Annet</b>	4	4	2	1	2	2	3	5
<b>Sum</b>	<b>117</b>	<b>154</b>	<b>143</b>	<b>147</b>	<b>121</b>	<b>104</b>	<b>270</b>	<b>73</b>

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

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

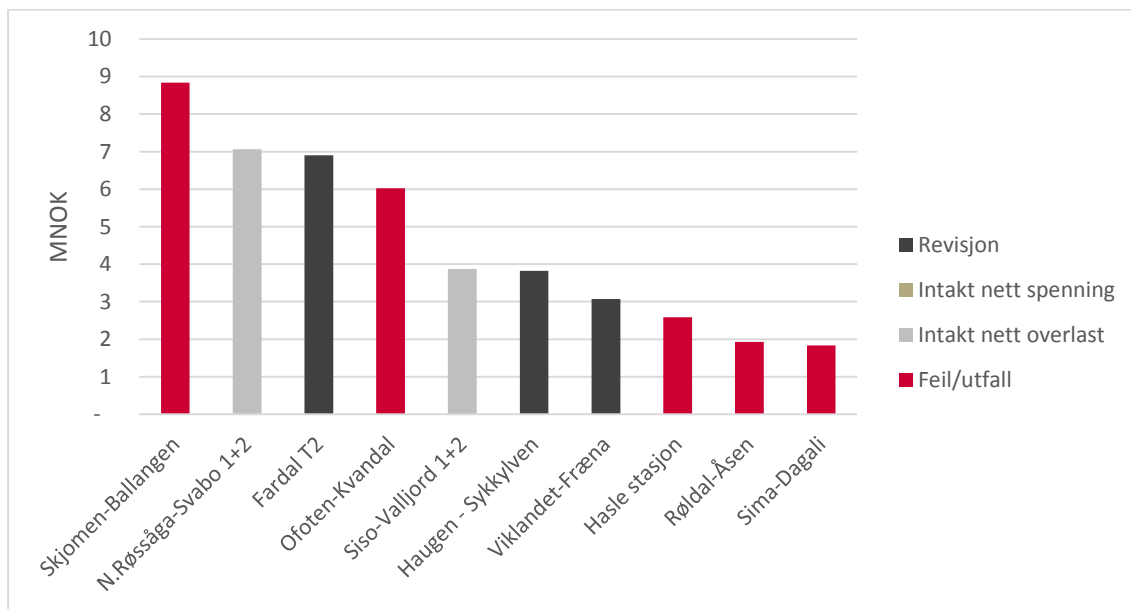
Tabell 7: Spesialreguleringsvolum(GWh) per år, 2008- 2015.

Nærmere beskrivelse av de ti mest kostnadskrevende spesialreguleringene:

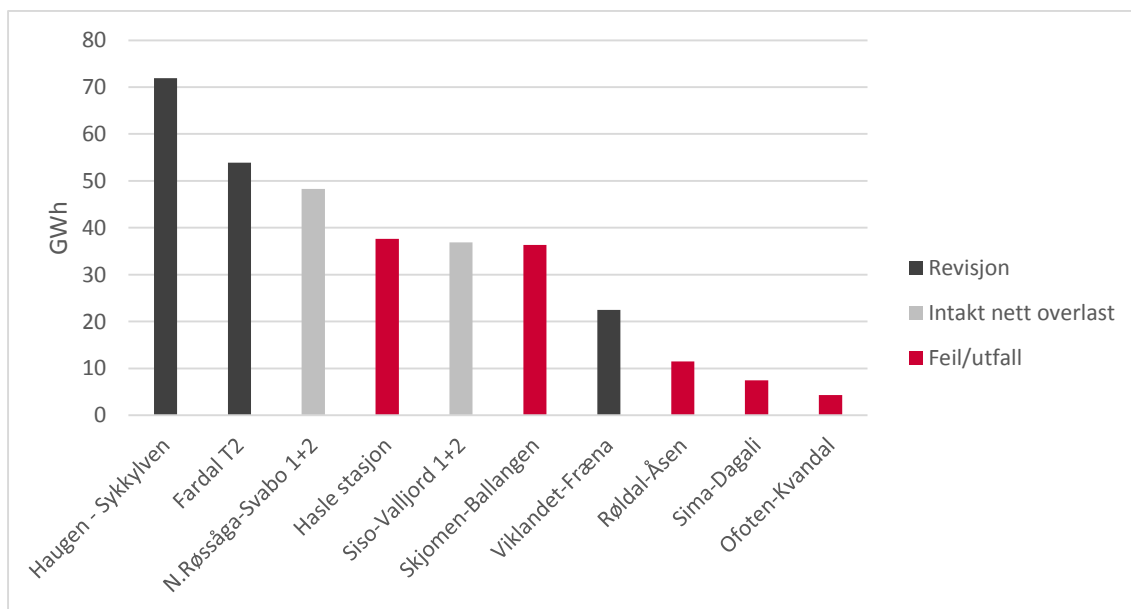
- *Skjomen-Ballangen*: Mastehavari på Skjomen-Narvik 10. februar medførte anstrengt driftsituasjon nord for Narvik med behov for oppregulering. Linjen ble koblet inn 24. februar.
- *N.Røssåga-Svabo 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved høy/lav produksjon i Helgelandsnettet. Det var behov for oppregulering i perioden januar til april.
- *Fardal T2*: Trafoen ble koblet ut 15. juni for flytting til nye Sogndal stasjon. Dette skapte en flaskehals på gjenværende trafo i Fardal med behov for nedregulering.
- *Ofoten-Kvandal*: Uvær 29. januar førte til mange utfall i nettet nord for Ofoten, deriblant Ofoten-Kvandal.
- *Siso-Valljord 1+2*: Flaskehals ved intakt nett som oppstår ved lav produksjon i Salten-nettet. Det var behov for oppregulering i januar, april og mai.
- *Haugen-Sykkylven*: Linjen ble koblet ut i midten av mai 2014 og ga en flaskehals på gjenværende 132kV-linje ut fra Haugen stasjon med behov for nedregulering. Linjen var utkoblet frem til midten av januar 2015.
- *Viklandet-Fræna*: Linjen var utkoblet i mai/juni. Dette gav en flaskehals inn til Møre-nettet med behov for oppregulering.



- *Hasle stasjon*: Brann i Hasle stasjon 8. april medførte sterkt redusert kapasitet mot Sverige. Det var behov for nedregulering i Sør-Norge, også påfølgende dag, inntil kapasiteten kunne reduseres i elspot.
- *Røldal-Åsen*: Grunnet mastehavari på linjen var det nødvendig å kjøre Odda-området i separattedrift i to dager i forbindelse med utbedringen.
- *Sima-Dagali*: Flere utfall av Sima-Dagali i uke 7. Medførte behov for nedregulering i NO5 pga. redusert kapasitet ut av området.



Figur 5: Kostnadskrevende spesialreguleringer 1. halvår 2015, fordelt på årsak og anleggsdeler.



Figur 6: Regulert volum for kostnadskrevende spesialreguleringer 1. halvår 2015.

## Forsyningssikkerhet

Statnett registrerer antall timer med redusert driftssikkerhet i fem gitte områder der driften ofte overskrider N-0-kriteriet. Registreringen foregår etter forhåndsdefinerte kriterier og baserer seg på målt effektflyt på ledningene samt registrering av utkoblinger.

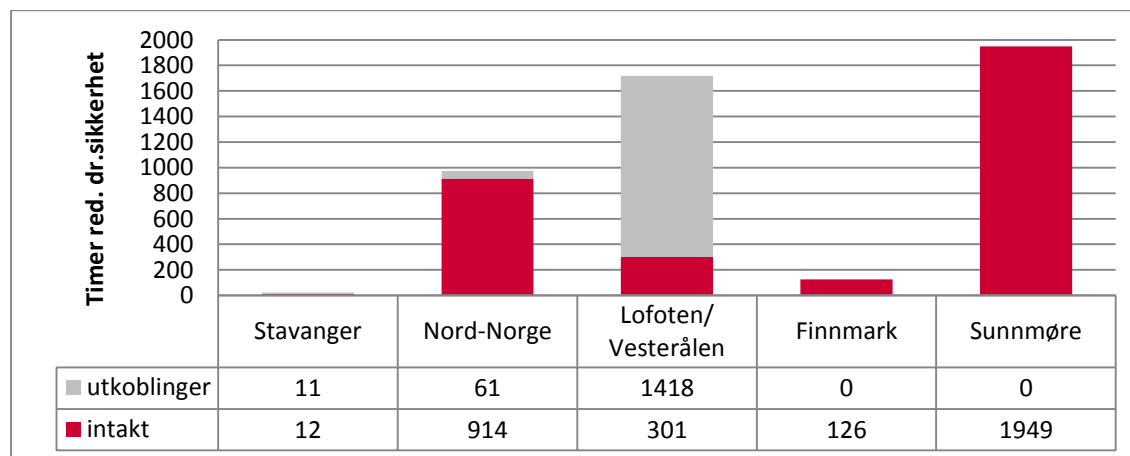
Registreringen for første halvår 2015 viser at de fleste områdene har omtrent samme antall timer som tidligere år. Nord-Norge har en økning fra tidligere år, mens de andre områdene ligger omtrent likt eller lavere enn tidligere år.

- Stavanger har veldig få timer med N-0, og tallene er lavere enn for tidligere år. Det har vært få utkoblinger, og vinteren var mild.
- Nord-Norge har en vesentlig økning i antall timer med N-0 ved intakt nett fra tidligere år. Dette kan skyldes at vannkraftverkene hadde lite vann på begynnelsen av året, og da produserte lite.
- Lofoten og Vesterålen har mange timer med N-0, spesielt for intakt nett. Tallene var tilsvarende i samme periode i 2014, men lavere i 2013. Dette skyldes i hovedsak langvarig utkobling av Kanstadbotn-Kvitfossen for oppgradering de siste to sesongene. En annen årsak er mastehavari på Skjomen-Ballangen i 14 dager i vinter.
- Finnmark har færre antall timer med N-0 i år enn i fjor, men på samme nivå som tidligere år.
- Sunnmøre har mange timer med N-0, og tallene har vært høye de siste årene. Området hadde lav magasinifylling i vinter.

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.

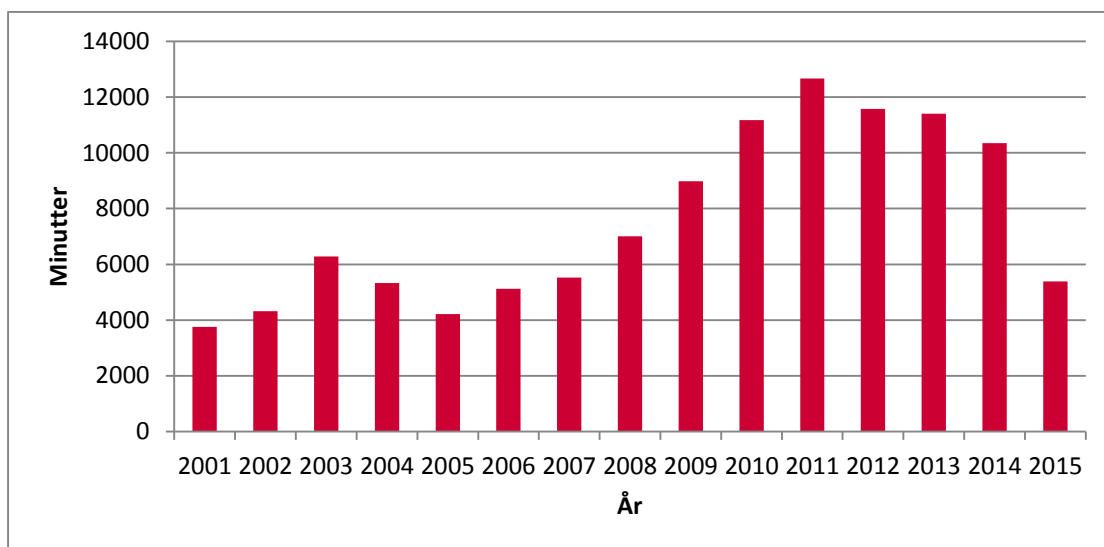
I første halvår 2015 registrerte vi 13 brudd på driftspolicy som følge av planlagte utkoblinger. Dette er mer enn i samme periode i fjor. Disse varte til sammen i 138 dager, der utkobling av Halden T1 hadde lengst varighet på 61 dager. De fleste utkoblingene som ga brudd på driftspolicy var enten i Bergensområdet eller i SKL-ringen.



Figur 7: Antall timer med redusert driftssikkerhet i utvalgte områder 1. halvår 2014.

## Frekvenskvalitet

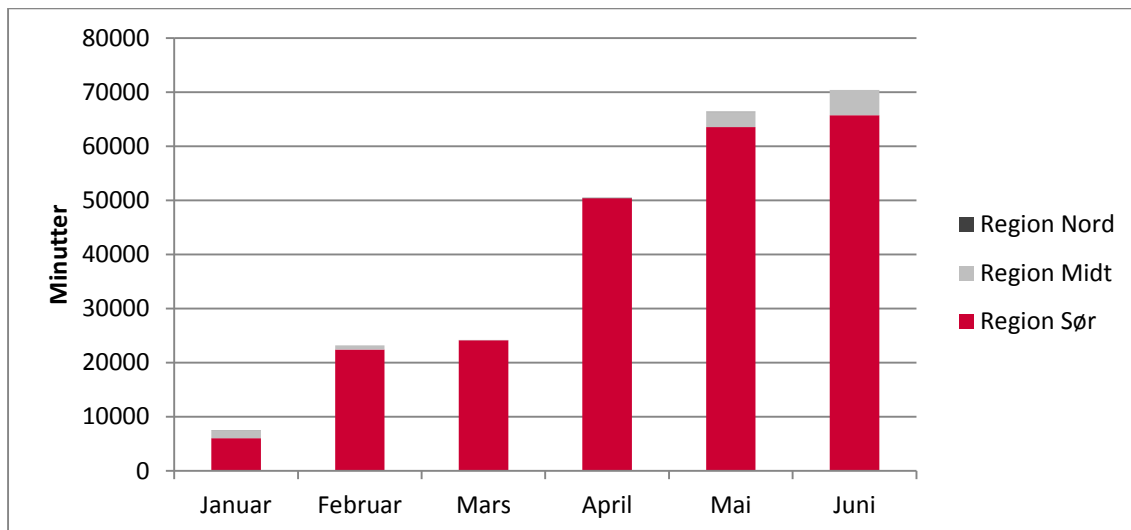
I Norden er kravet at frekvensen skal være innenfor et bånd på 50,00 +/- 0,10 Hz. Frekvens utenfor båndet blir regnet som avvik. Målet er færre enn 10 000 minutter med frekvensavvik per år.



Figur 8: Antall minutter med frekvensavvik.

## Spenningskvalitet

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



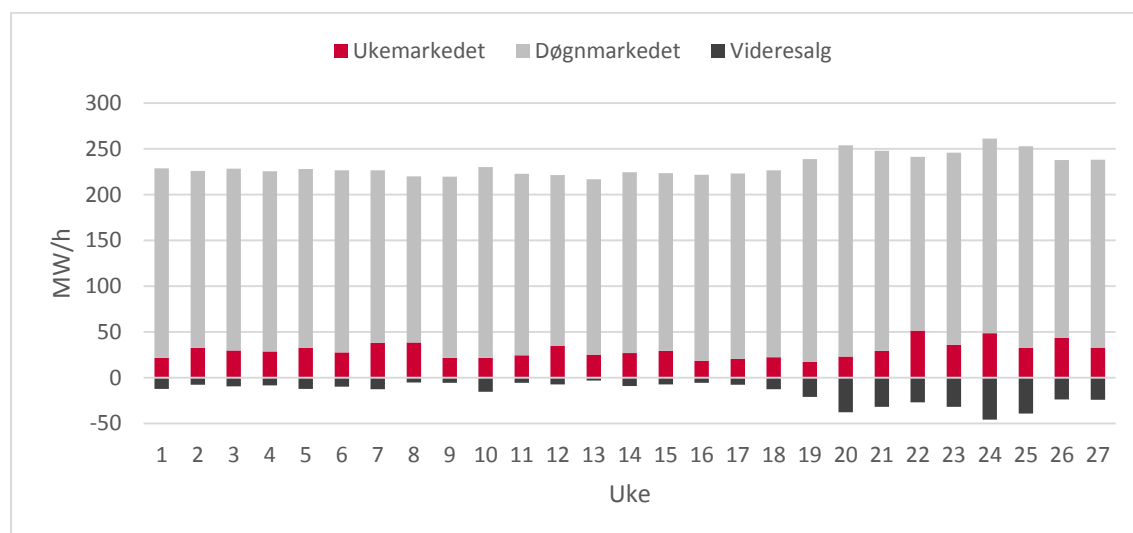
Figur 9: Antall minutter med spenningsoverskridelse.

## System- og balansetjenester

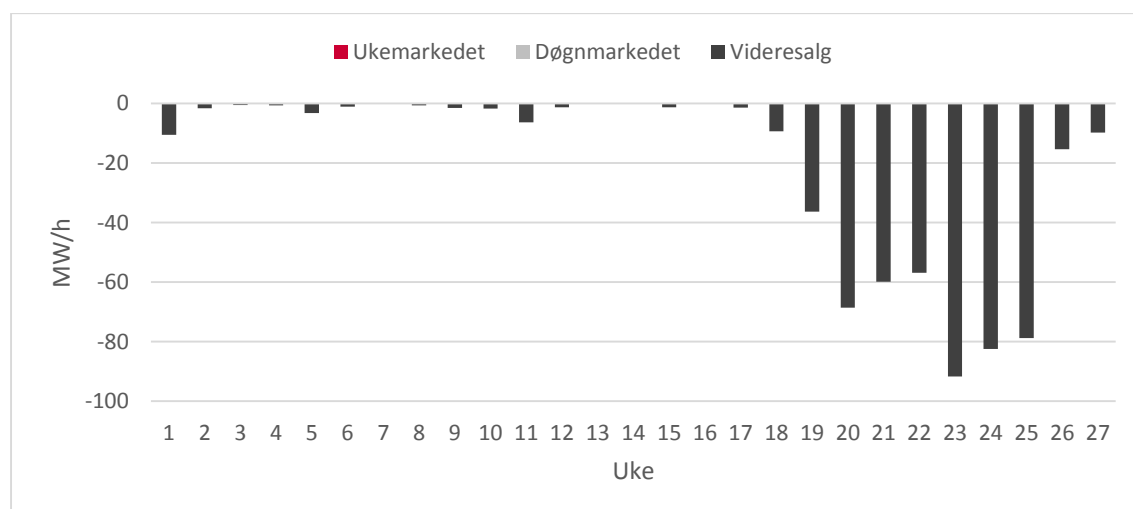
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	1. halvår 2015
<b>Primærreserve</b>	68	117	201	199	98	135	104	50
<b>Sekundærreserve</b>	-	-	-	-	12	62	20	11
<b>Tertiærreserve(RKOM)</b>	34	50	79	31	65	87	34	35
<b>Spesialregulering</b>	117	153	145	173	124	104	275	75
<b>Reaktiv effekt</b>	5	13	17	7	3	6	6	3
<b>Produksjonsflytting kvarter</b>	10	5	19	10	9	9	5	4
<b>Systemvern</b>	11	4	6	4	9	13	9	6
<b>Sum</b>	<b>245</b>	<b>342</b>	<b>467</b>	<b>424</b>	<b>320</b>	<b>416</b>	<b>453</b>	<b>184</b>

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

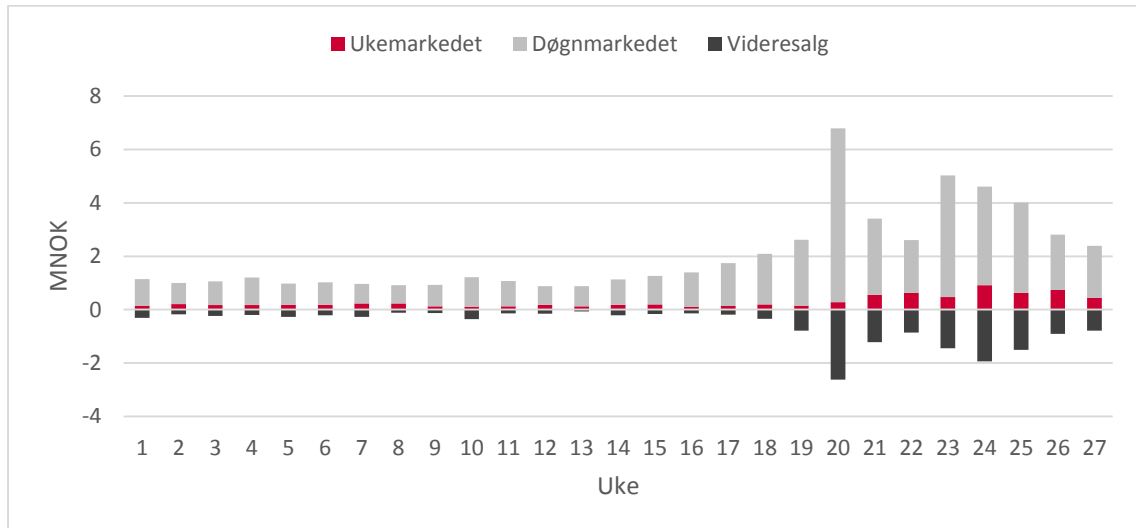
### Primærreserver



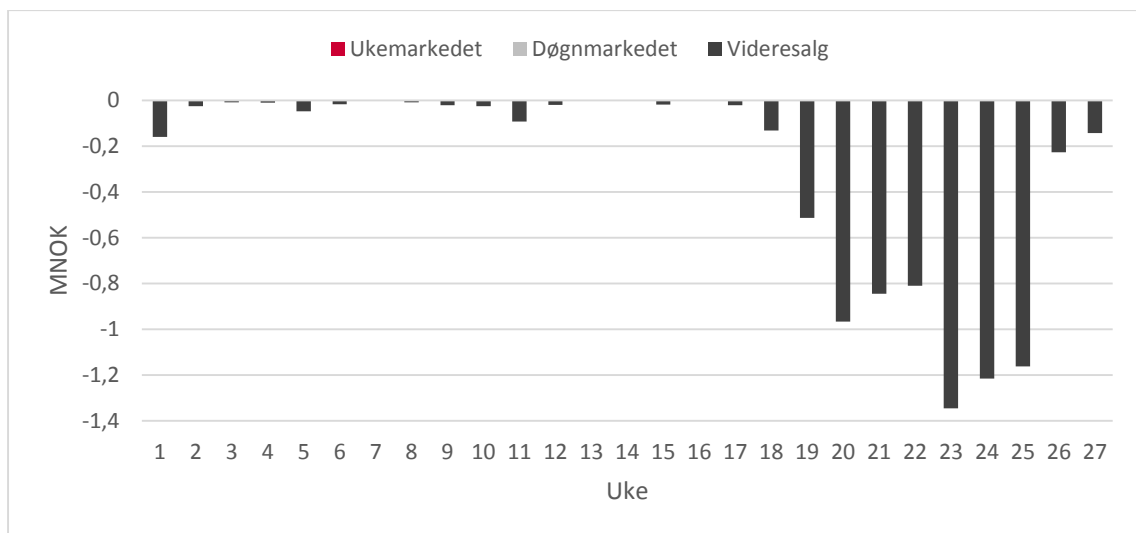
Figur 10: Gjennomsnittlig timesinnkjøp og av primærreserver(FCR-N) per uke.



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

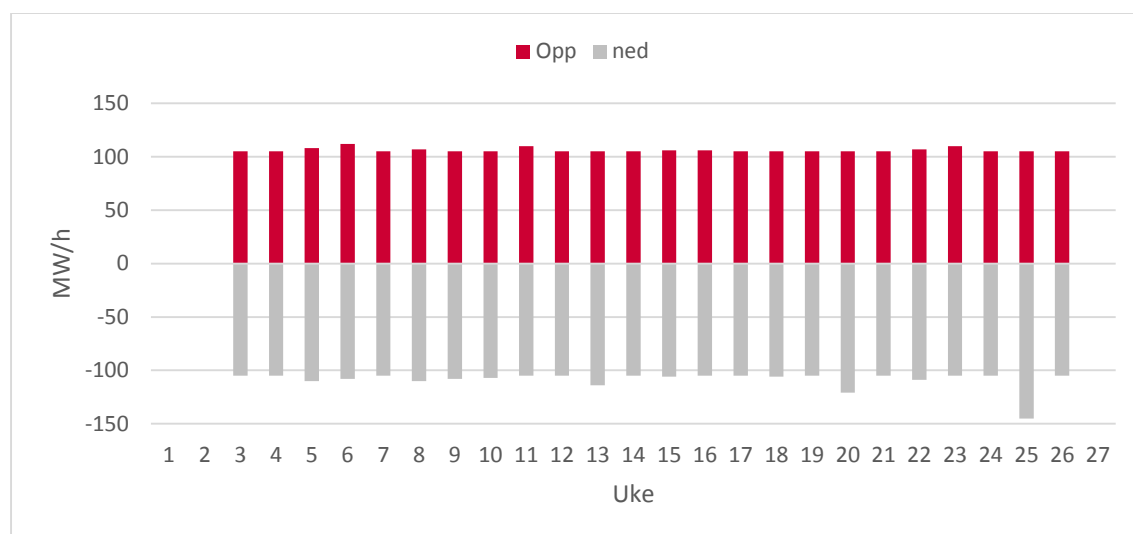


Figur 12: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver(FCR-N).

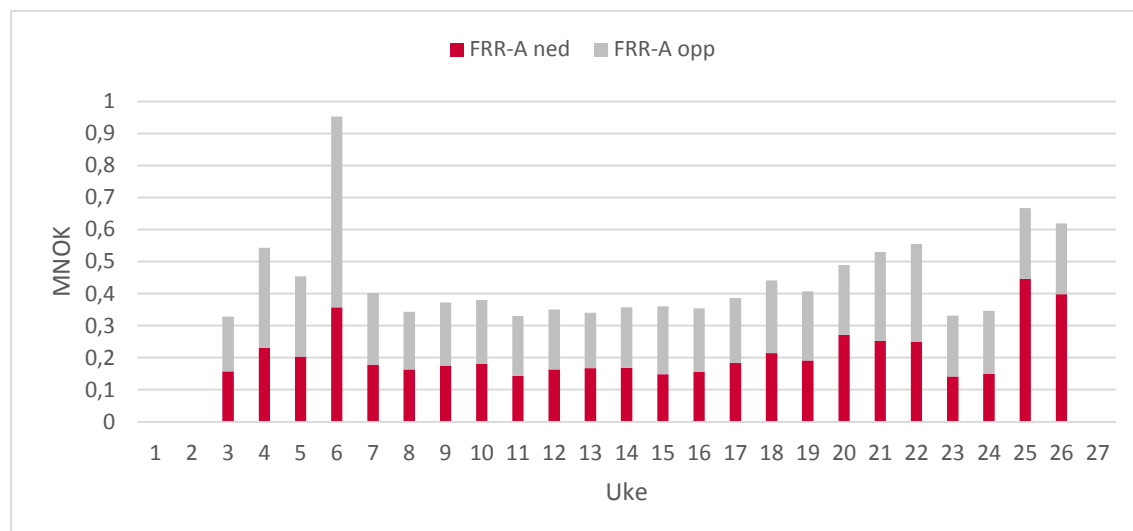


Figur 13: Kostnad per uke for innkjøp av primærreserver/FCR-D).

## 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.

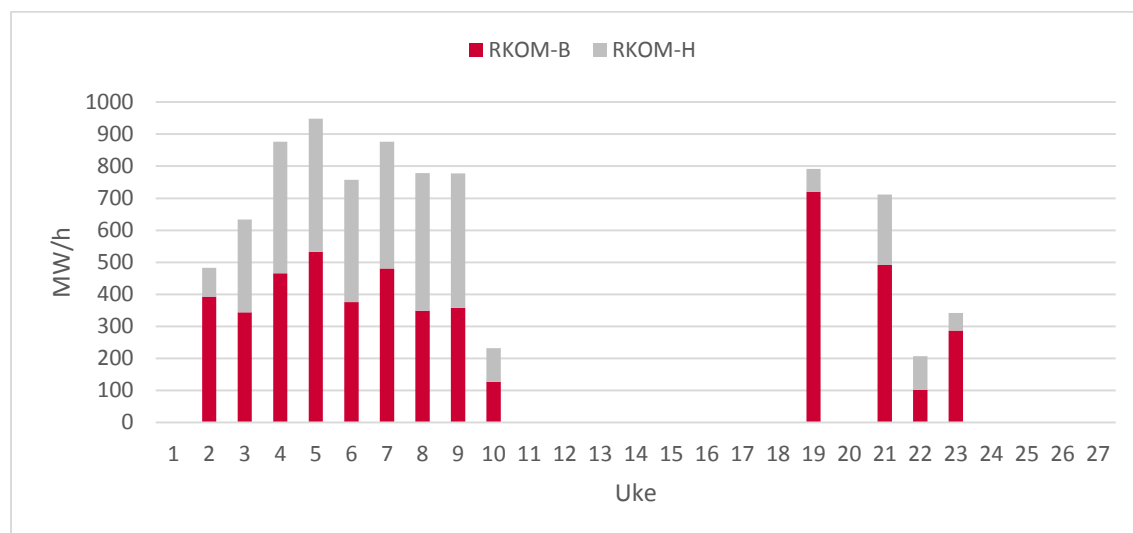
### Tertiærreserver(RKOM)

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
<b>Effektvolum (MW)</b>	499	634	634	871	749

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
<b>Volum (GWh)</b>	209	181	258	290	233	228	245	221	111

Tabell 10: Volum av kvartersflytting av produksjon.

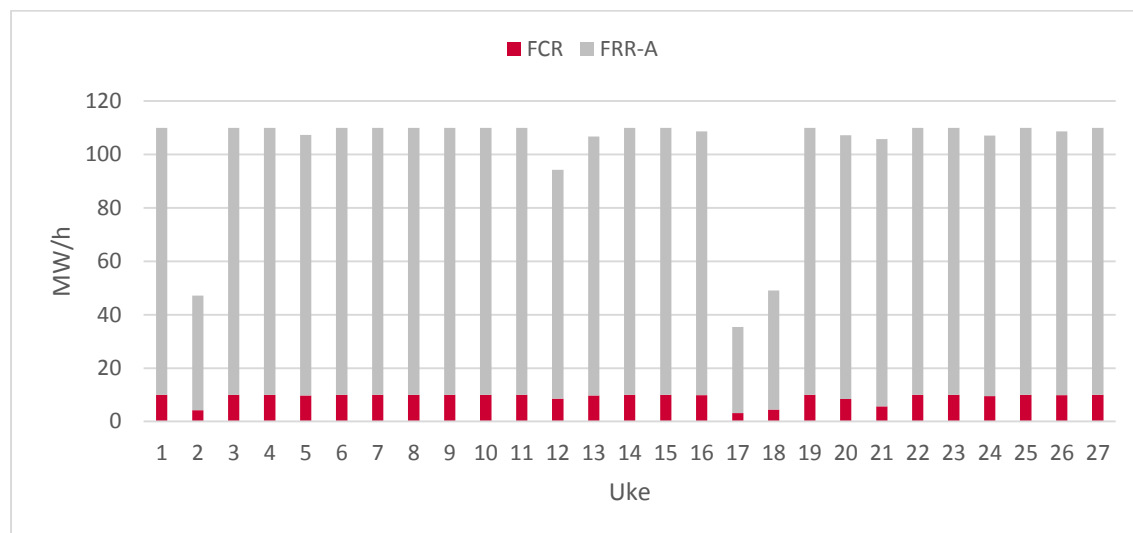
### Energiopsjoner i forbruk

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
<b>Kostnad (MNOK)</b>	9	19	48	35	30	28	21
<b>Effektvolum (MW)</b>	129	164	600	532	442	449	392
<b>Energivolum (GWh)</b>	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.

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 og 13.03	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
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
22.06-23.06	Såheim-Frøystul	Tinn	Rjukanverkene
23.06	Steinsfoss T3	Vennesla og Iveland	Agder-Syd

**Tabell 13: Tilfeller med produksjonstilpasning.**

## Versjonslogg

Gyldig fra	Revisjonskategori (Ny/Oppdatert/Ordvalg/Ingen)	Beskrivelse av viktige endringer
31.03.2016	Oppdatert	Tabell 8: Rettet kostnad for sekundærreserver.