

Tertialrapport fra Landssentralen 02/2011

123

Innhold

Innhold	2
1. Sammen drag av sommeren 2011 – Tidlig vårs melting og rekord høyt tilsig	3
2. Flaskehalshåndtering	4
2.1 Elspotområder.....	4
2.2 Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet.....	4
2.3 Spesialregulering.....	5
3. Handelsgrenser	6
4. Forsyningssikkerhet	6
5. Annet	7
5.1 System- og balansetjenester	7
5.2 Energiopsjoner i forbruk	7
5.3 Utkopling av forbruk med redusert tariff / fleksibelt forbruk	7
5.4 Produksjonstilpasning	8

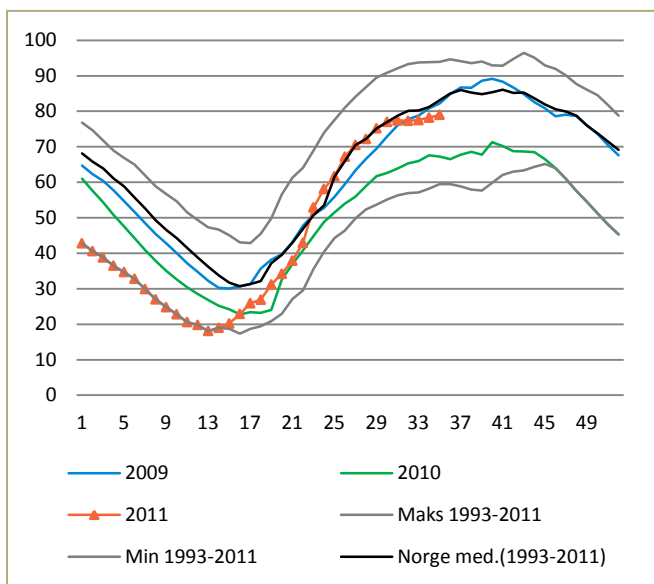
Statnetts landssentral utarbeider årlig tre tertialrapporter som presenterer informasjon om tekniske forhold og økonomiske nøkkeltall for systemdriften. Denne rapporten for andre tertial 2011 omhandler perioden 1. mai til 31. august.

For begreper, definisjoner og informasjon tilknyttet de ulike temaene, se <https://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/>



Øivind Rue
Konserndirektør
Nettdriftsdivisjonen

1. Sammendrag av sommeren 2011 – Tidlig vårmelting og rekordhøyt tilsig

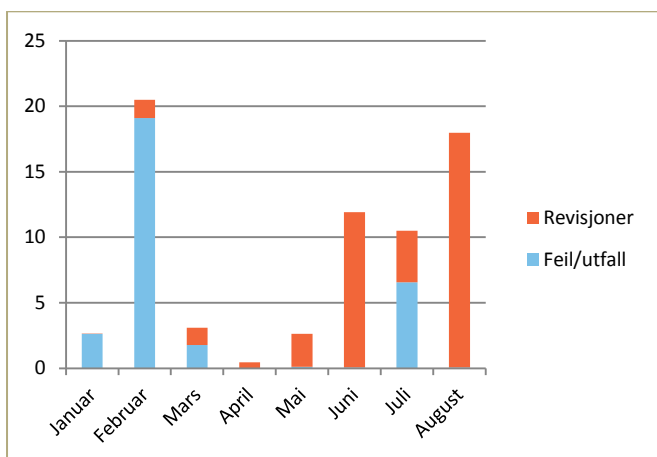


Figur 2 Magasinfylfing i Norge

Andre tertial var preget av moderat forbruk, sterkt stigende magasinfylfing og et tydelig skifte fra høy import til høy eksport. Magasinfylfingen ved utgangen av august var på 79 prosent. Dette er 12 prosentpoeng høyere enn på samme tidspunkt i 2010, men 4 prosentpoeng under medianen fra måleserien 1993 til 2011. Fyllingsgraden har også dette tertialet hovedsakelig ligget under minimumsnivået for denne måleserien, på det meste opp mot 6 prosentpoeng under laveste historiske verdi.

I første tertial ble den tidlige tilsigsstarten betegnet som ekstraordinær. Tilsiget har også i andre tertial antatt formidable proporsjoner. Fra bunnivået på 18 % i uke 13 steg fyllingsgraden til 77 % i uke 30, en gjennomsnittlig økning på 3,5 prosentpoeng per uke i fire måneder i strekk. Fra uke 22 til 23 økte magasinfylfingen med ti prosentpoeng, noe som tilsvarer 8,2 TWh eller 12,5 Altakraftverk. Dette er antakelig rekord for én enkelt uke.

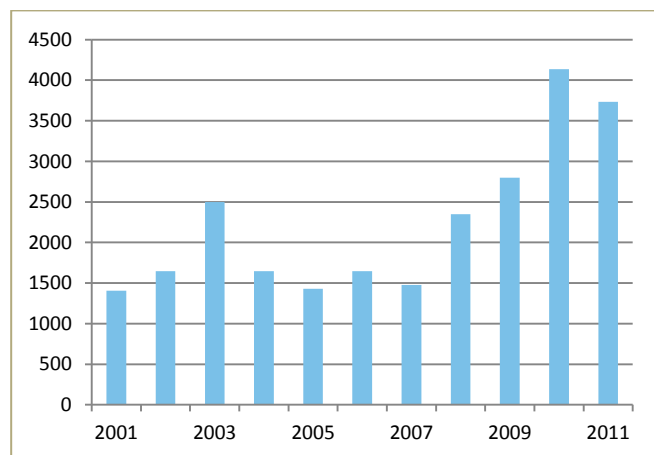
Energisituasjonen og utfordringene knyttet til regional forsyningsikkerhet i vinter gjorde det nødvendig å holde revisjonsaktiviteten på et minimum foregående tertial. Resultatet av dette kommer til syne i statistikken for spesialreguleringskostnader. Gjennomsnittlig kostnad knyttet til revisjoner ligger på rundt ni millioner kroner per måned i andre tertial, mot 0,8 millioner i første tertial.



Figur 1 Spesialreguleringskostnader ved revisjoner og feil/utfall i 2. tertial

Av vesentlige hendelser i kraftsystemet i andre tertial kan nevnes:

- Utfall av Viklandet-Ørskog og kortvarig mørklegging av nettet mellom Ørskog og Åskåra, inkludert Ålesund by, 7. april.
- 18. april falt NorNed for feil. Feilstedet ble lokalisert til selve kabelen, anslagsvis 300 meter fra den nederlandske kysten. Reparasjonsarbeidet gikk denne gangen raskere enn antatt, hovedsakelig på grunn av gunstige værforhold. Forbindelsen ble gjeninnkoplet og stilt til rådighet for markedet 5. juni.
- 26. mai ble Høyanger stasjon kortvarig mørklagt på grunn av en feil under innkopling av en transformator. Årsaken til hendelsen var en misforståelse mellom de involverte driftssentralene.



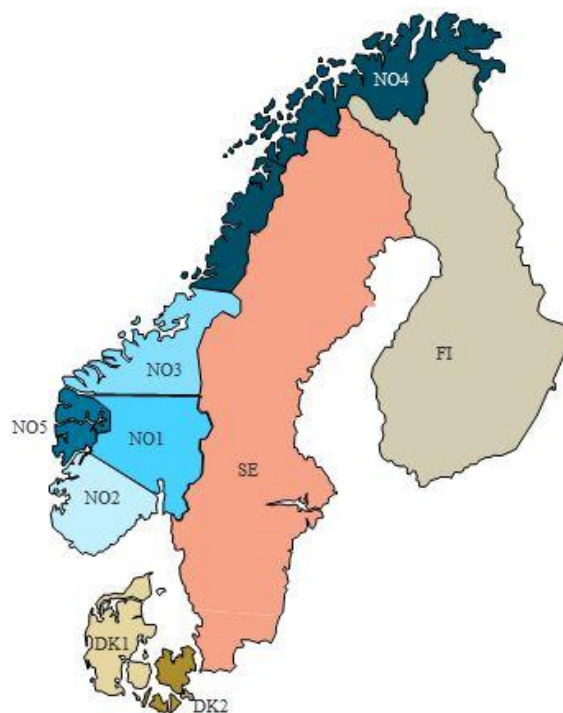
Figur 3 Antall minutter med frekvensavvik i 2. tertial, 2001-2011

Siden 2005 har den gjennomsnittlige økningen i antall frekvensavvik per år vært på 17,5 %. For andre tertial 2011 er antall avvik 9,7 % lavere enn for tilsvarende periode i 2010. På grunn av stort bidrag fra uregulerbar produksjon er månedene mai og juni den perioden som statistisk sett preges av høyest andel frekvensavvik. Årets tilsig materialiserte seg allerede i månedsskiftet mars-april, noe som medførte rekordtidlig produksjon i elve- og småkraft, og tilsvarende tidlig kulminasjon i antall frekvensavvik. Spesielt ukene 25-32 viste en usedvanlig positiv statistikk i andre tertial.

2. Flaskehalsåndtering

2.1 Elspotområder

Den nordiske områdeinndelingen har ligget fast siden 15. mars 2010. Ingen endringer i 2. tertial.



Figur 4 Elspotområder i Norden i 2. tertial

2.2 Konsekvenser ved bortfall av overføringskapasitet

Kostnadene knyttet til bortfall av overføringskapasitet har også i dette tertialet vært meget lave, sammenliknet med tilsvarende tertial i foregående år (Tabell 1). Ettersom antallet timer med flaskehals er nokså høyt må vi konkludere med at lave kostnader først og fremst skyldes at det ikke har vært vesentlige prisforskjeller mellom elspotområdene.

Posten som har medført flest timer med flaskehals (figur 5) har vært ombyggingsarbeider som har påvirket kapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige. På norsk side har det foregått arbeid både i Hasle stasjon og på Oslofjordforbindelsene, noe som har forårsaket 241 antall timer med flaskehals. Det har også blitt gjennomført oppgraderinger og vedlikehold på svensk side, summert til 373 timer med flaskehals.

I forbindelse med bygging av ny linje mellom Sauda og Saudal har det vært behov for utkopling av både Sauda-Nesflaten og Sauda-Hylen. Dette har skapt til sammen 400 timer med flaskehals ut av NO5, og da både mot NO2 og NO1. På tross av et høyt antall timer med flaskehals har kostnadene ved manglende eksportkapasitet fra NO5 vært moderate. Dette skyldes at prisforskjellene mot de tilgrensende områdene har vært relativt små.

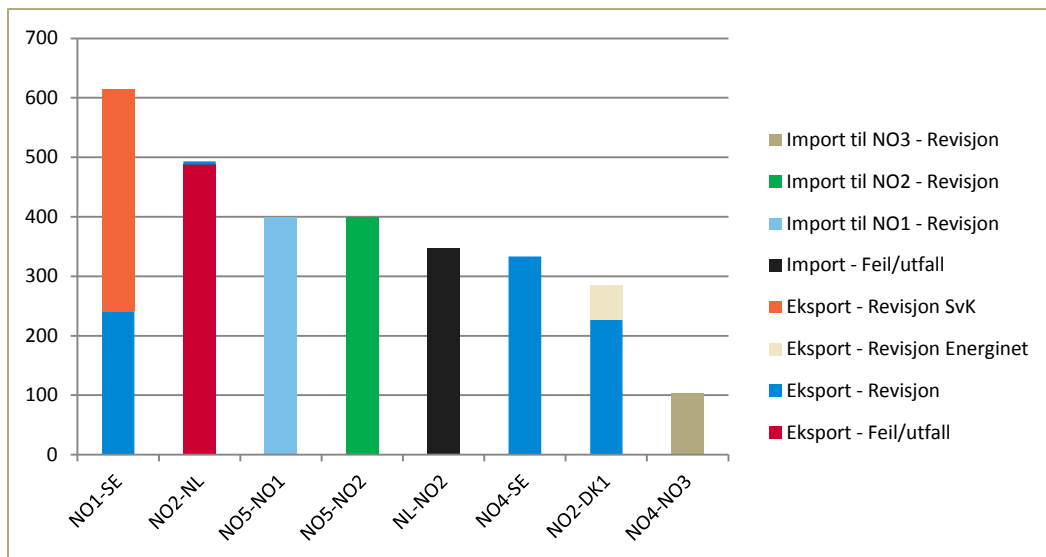
Tabell 1 Samfunnsøkonomisk kostnad ved bortfall av overføringskapasitet i 2. tertial (MNOK)

		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Sørøst-Norge - Sverige	Revisjon	9	120	0	0	35	14
	Feil/utfall	0	0	779	35	0	0
Midt-Norge - Sverige ¹	Revisjon					8	1
	Feil/utfall					0	0
Nord-Norge - Sverige ¹	Revisjon	1	0	36	53	8	5
	Feil/utfall	0	0	9	0	0	0
Sørvest-Norge - Jylland	Revisjon	0	46	1	8	2	14
	Feil/utfall	74	5	299	0	3	0
Sørvest-Norge - Nederland ²	Revisjon			2	22	0	0
	Feil/utfall			16	1	1	32
Sørøst-Norge - Sør-Norge ³	Revisjon					1	0
	Feil/utfall					0	0
Sørøst-Norge - Vest-Norge ³	Revisjon					1	5
	Feil/utfall					0	0
Sørvest-Norge - Vest-Norge ³	Revisjon					0	8
	Feil/utfall					0	0
Nord-Norge - Midt-Norge ¹	Revisjon					1	1
	Feil/utfall					0	0
Sum		84	171	1142	119	60	80

¹ Til og med 3. tertial 2009 ble NO4-SE og NO3-SE rapportert som én forbindelse.

² NorNed ble satt i drift i 2. tertial 2008.

³ Sør-Norge ble delt i tre prisområder i 1. tertial 2010.



Figur 5 Antall timer flaskehals ved bortfall av overføringskapasitet i 2. tertial

På Skagerak har det vært til sammen 285 timer med flaskehals som følge av bortfall av overføringskapasitet. Hoveddelen av disse kan tilskrives årsrevisjon på forbindelsen.

Mandag 18. april falt NorNed på grunn av en feil på kabelen. Feilstedet var lokalisert i nederlandsk farvann, omtrent 300 meter fra land. Reparasjonsarbeidene ble avsluttet og kabelen satt i drift igjen 5. juni. Utetiden på forbindelsen har forårsaket 667 timer med eksportflaskehals, hvorav 488 i 2. tertial. For import er tilsvarende tall 433 timer totalt, hvorav 348 timer i 2. tertial. Feilen på NorNed står også for den største andelen av samfunnsøkonomiske kostnader ved

bortfall av overføringskapasitet dette tertialet. Kostnaden for manglende eksportkapasitet er beregnet til 21 MNOK, mens tilsvarende tall for import er 11 MNOK.

2.3 Spesialregulering.

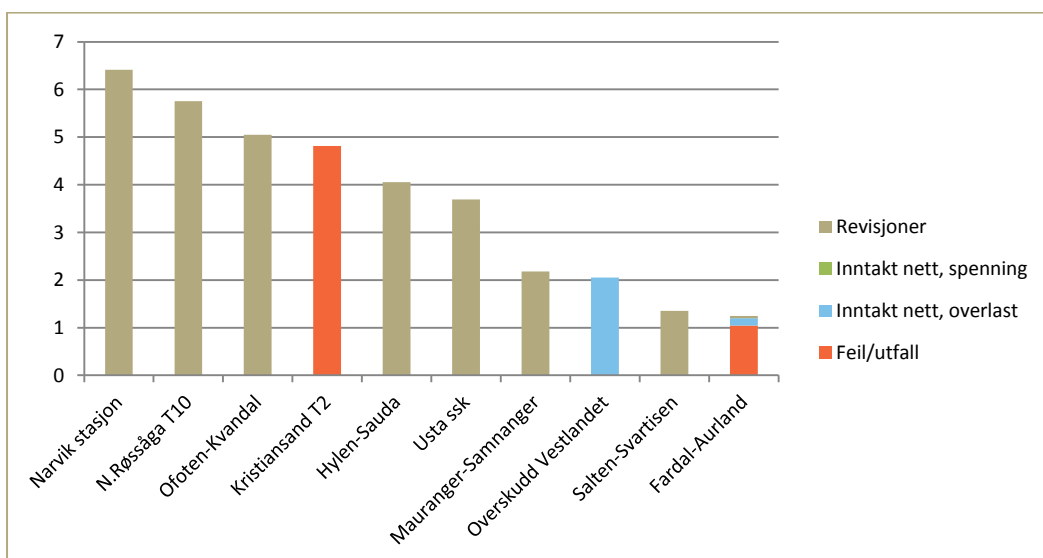
Spesialreguleringskostnadene for 2. tertial ligger nøyaktig på gjennomsnittet for de siste fem åra, og noe over nivået for 2010. Som figur 5 viser, har særlig driftsutfordringene knyttet til

Tabell 2 Spesialreguleringskostnader i 2. tertial, fordelt på hovedtypene

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Feil/utfall	3	3	19	4	2	7
Revisjoner	25	27	7	48	15	36
Intakt nett, overlast	11	23	31	4	8	5
Intakt nett, spenning		0	3	0	2	0
Annet	0	0	4	3	1	1
Sum	39	53	64	59	28	49

revisjonsaktivitet har vært høyere denne perioden sammenliknet med tilsvarende tertial i 2010. Dette skyldes i all hovedsak meget stort tilsig og høy produksjon i kraftverk med liten eller ingen magasinkapasitet. De største postene for vedlikeholdsarbeid finner vi i nord. Ombygging av Narvik stasjon, utskifting av T10 i Nedre Røssåga, samt reparasjon av Ofoten-Kvandal utgjorde 17,2 MNOK, eller 47 %, av de totale revisjonskostnadene for perioden. På Vestlandet gav til sammen 18 dagers utkopling av Hylen-Sauda og Mauranger-Samnanger noe over 6 MNOK i spesialregulering. Reaktorprosjektet i Usta medførte på sin side ca. 4 MNOK, hovedsakelig i juli og august.

Når det gjelder feil/utfall står Kristiansand T2 for den største posten i dette tertialet. En sprengningsskade på oljegruben forårsaket to ukers utetid i juli. På grunn av stort overskudd i Agder Netts 110 kV-nett påløp det ca. 4 MNOK i spesialreguleringskostnader for denne feilen.



Figur 6 Kostnadskrevende spesialreguleringer i 2. tertial, fordelt på årsak og anleggsdeler (MNOK)

3. Handelsgrenser

Tabell 3 Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse i 2. tertial, eksport

	Maksimal kapasitet (MW)	Kapasitets-tilgjengelighet (%)	Markedets utnyttelse av tilbudt kapasitet (%)	Tidsandel med flaskehals i Elspot (%)
NO1-SE	2145	73 %	60 %	39 %
NO3-SE	600	96 %	19 %	8 %
NO4-SE	800	75 %	31 %	21 %
NO2-DK1	1000	81 %	61 %	42 %
NO2-NL	700	71 %	86 %	57 %
NO2-NO1	2600	95 %	5 %	0 %
NO2-NO5	800	79 %	0 %	0 %
NO5-NO1	700	90 %	53 %	32 %
NO4-NO3	900	84 %	15 %	4 %

På grunn av revisjoner har det gjennomgående vært tilbudt noe mindre kapasitet til markedet enn i tertial 1. Skifte fra importmodus i tertial 1 til eksport skjedde allerede i mai/juni, på grunn av all nedbøren, og det har siden ikke vært importflaskehals. Noen av revisjonene har derimot forsterket eller gitt eksportflaskehals, spesielt i Hasle, mot slutten av perioden. Dette er atypisk i forhold til den importsituasjonen, og tilhørende lave produksjonen, som normalt opptrer i sommer-månedene.

For NO1-SE er det spesielt revisjoner på svensk side som ga sterk reduksjon, og da i juli/ august. Utkoblingen av T6 i Hasle ga også flaskehals i uken før innkoblingen i begynnelsen av juli. Etter det var det også eksportflaskehals ved intakt nett.

For NO3-SE har importgrensen vært redusert i lange perioder på grunn av utkoblinger mellom Rana og Trondheim og i Gudbrandsdalen, men det har ikke vært importflaskehals der i det hele tatt. Derimot har det vært noe eksportflaskehals (lavpris i forhold til SE), og da ved full kapasitet.

Tabell 4 Kapasitetstilgjengelighet og -utnyttelse i 2. tertial, import

	Maksimal kapasitet (MW)	Kapasitets-tilgjengelighet (%)	Markedets utnyttelse av tilbudt kapasitet (%)	Tidsandel med flaskehals i Elspot (%)
SE-NO1	2095	71 %	10 %	6 %
SE-NO3	1000	79 %	18 %	2 %
SE-NO4	700	83 %	8 %	2 %
DK1-NO2	1000	84 %	9 %	4 %
NL-NO2	700	71 %	2 %	0 %
NO1-NO2	1700	96 %	16 %	0 %
NO5-NO2	700	63 %	53 %	48 %
NO1-NO5	650	95 %	3 %	0 %
NO3-NO4	200	15 %	7 %	29 %

NO4-SE har hatt mye eksportflaskehals på grunn av revisjoner mellom Ofoten og Trondheim. Revisjoner har gitt 50 % reduksjon i eksportkapasiteten i mer enn 50 % av tertialet.

NO2-DK1 (Skagerrak) har hatt noe reduksjon på grunn av arbeid på samleskinner i Kristiansand, og var helt ute under to-ukersrevisjonen sist i juni.

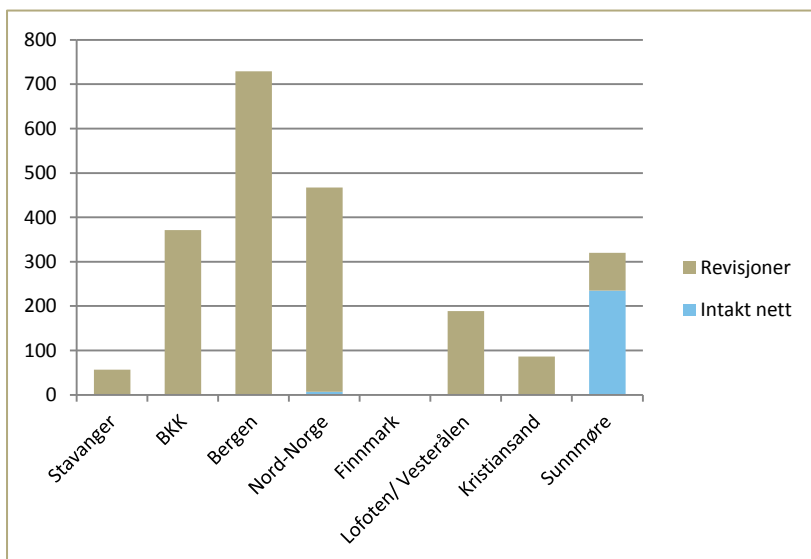
NO2-NL (NorNed) kom inn 04. juni etter langvarig reparasjon av kabelfeil på hollandsk side.

NO2-NO1 har ikke hatt flaskehals, og har omtrent ikke vært redusert heller.

NO2-NO5 har vært redusert begge veier på grunn av utkoblinger Sauda-Hylen og Sauda-Nesflaten i juni, og senere i retning sørover på grunn av problemer med høy flyt inn mot Sauda fra Nesflaten ("skjevlast i Sauda"), og stort overskudd i NO5. Dette har både forsterket og økt forekomsten av lavprisen i NO5 i juli og deler av august.

NO5-NO1 har vært redusert på grunn av utkoblingene sør for NO5 (Sauda) og har gått full senere også, men ikke i august.

4. Forsyningsikkerhet



Statistikken for andre tertial viser som forventet at utfordringene knyttet til forsyningsikkerheten i sommermånedene først og fremst henger sammen med revisjonsaktivitet. Kun Sunnmøre peker seg ut med et vesentlig antall timer N-0-drift ved intakt nett. For Bergen og BKK kan hoveddelen av de registrerte timene knyttes til arbeid med oppgradering av det eksisterende nettet, med mål om å øke overføringskapasiteten inn til området til vinteren. I Nord-Norge har reparasjonsarbeid etter forrige vinters hendelser stått for de fleste av timene i statistikken.

Figur 7 Antall timer med redusert forsyningsikkerhet i utvalgte områder i 2. tertial

5. Annet

5.1 System- og balansetjenester

Tabell 5 Sammendrag av kostnader knyttet til system- og balansetjenester i 2. tertial (MNOK)

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Primærreserve, regulerstyrke	13	16	50	74	159	117
Sekundærreserve, LFC						
Tertiærreserve, RKOM	0	3	1	0	0	2
Spesialregulering	39	31	62	64	27	59
Reaktiv effekt (fra produksjon)	6	3	3	2	8	1
Produksjonsflytting kvarter	2	3	3	4	6	4
Systemvern	2	4	3	0	0	1
Sum	62	60	122	144	200	184

5.2 Energiopsjoner i forbruk

Tabell 6 Kostnader og kvantum for energiopsjoner fordelt på sesong

	2005/ 2006	2006/ 2007	2007/ 2008	2008/ 2009	2009/ 2010	2010/ 2011
Kostnad (MNOK)		26	15	9	19	48
Effektvolum (MW)		415	417	129	164	600
Energivolum (GWh)		891	405	198	61	1100

5.3 Utkopling av forbruk med redusert tariff / fleksibelt forbruk

Det har ikke vært tilfeller med utkopling av fleksibelt forbruk i 2. tertial.

5.4 Produksjonstilpasning

Tabell 7 Tilfeller med produksjonstilpasning i 2. tertial

Dato	Antall timer	Driftsstans	Berørt nettområde	Berørte stasjonsgrupper
02.05. – 06.05.	52	132 kV Øvre Årdal - Årdalstangen	Årdalstangen	Naddvik
02.05. – 06.05.	103	132 kV Agdenes-Snillfjord	Hitra, Fosen	Hitra
15.05.	3	132 kV Samnanger- Nordheimsund	Samnanger, Kvam	Bjølvo
25.05. – 27.05.	38	132 kV Nelaug-Åmli-Høgefoss	Åmli	Agder Syd
26.05.	8	300 kV Blåfalli3-Blåfalli	Blåfalli3	SKL
30.05. – 13.06.	336	300 kV Tokke-Sundsbar- Rød	Sundsbar	Sundsbar
30.05. – 31.05.	32	300 kV Blåfalli Vik-Blåfalli	Blåfalli Vik	SKL
06.06. – 10.06.	104	Svelgen stasjon	Bremanger	Svelgen
06.06. – 09.06.	35	Fortun T7/T8	Indre Sogn	Naddvik, Fortun, Tyin
14.06. – 26.06.	272	132 kV Samnanger- Nordheimsund	Samnanger, Kvam	Bjølvo
20.06. – 22.06.	55	132 kV Mår-Mæl	Mæl	Rjukanverkene
27.06. – 29.06.	55	Oksla T1/T2	Tyssefallene	Oksla
27.06. – 28.06.	30	Leirdøla T2	Leirdøla	Leirdøla
28.06.	7	132 kV Iveland-Kristiansand	Iveland	Agder Syd
01.08.	4	300 kV Tokke-Eidsborg-Vinje	Lio	Tokke
12.08.	4	300 kV Tokke-Eidsborg-Vinje	Lio	Tokke
15.08. – 17.08.	23	132 kV Øvre Årdal - Årdalstangen	Årdalstangen	Naddvik
17.08.	12	300 kV Nesflaten-Røldal-Åsen	Røldal, Tyssefallene	HER, Oksla, Tysso
29.08.	10	300 kV Fana-Samnanger	Samnanger	BKK, Bjølvo