



Rapport 0717

Maria Sandsmark og Arild Hervik

Vilkårene for kraftkrevende industri i Midt-Norge

Endrede markedsforhold og reguleringsregimer



MØREFORSKING
Molde AS

Maria Sandsmark og Arild Hervik

VILKÅRENE FOR KRAFTKREVENDE INDUSTRI I MIDT-NORGE

Endrede markedsforhold og reguleringsregimer

Rapport 0717

ISSN 0806-0789
ISBN 978-82-7830-119-7
Møreforskning Molde AS
November 2007

Tittel: Vilkårene for kraftkrevende industri i Midt-Norge.
Endrede markedsforhold og reguleringsregimer.
Forfattere: Maria Sandsmark og Arild Hervik
Rapport nr.: 0717

Prosjektnr.: 2064
Prosjektnavn: Ufordringer ved økt energibehov i en region
med betydelig underdekning
Prosjektleder: Arild Hervik
Finansieringskilde: Økonomisk og administrativt forskningsfond i
Midt-Norge

Rapporten kan bestilles fra: Høgskolen i Molde, biblioteket,
Boks 2110, 6402 MOLDE.
Tlf.: 71 21 41 61,
Faks: 71 21 41 60,
epost: biblioteket@himolde.no - www.himolde.no

Sider: 40
Pris: Kr 50,-

ISSN 0806-0789
ISBN 978-82-7830-119-7

Kort sammendrag:

Tema for denne rapporten er vilkårene for kraftkrevende industri i Midt-Norge i lys av endringer i markedsforhold, som utløp av gunstige myndighetsbestemte kraftkontrakter, utskillelsen av Midt-Norge som eget elspot-område på Nord Pool og strammere energi- og effektbalanse i regionen.

Det totale produksjonsunderskuddet i Midt-Norge økte fra 4 TWh i 2005 til 5,7 TWh i 2006. Den etablert produksjonskapasiteten er karakterisert ved at Statkraft har en eierandel på 43 prosent, inkludert sitt eierskap av Trondheim Energi. Eierskap til planlagt produksjonskapasitet med konsesjon i Midt-Norge er karakterisert ved at allerede etablerte (vannkraft-) produsenter i stor grad står bak vindkraftprosjektene, mens store kraftforbrukere har betydelig deleierskap i gasskraftprosjektene.

Kraftkrevende industri i Midt-Norge kan for tiden vise til gode resultater og muligheter for fortsatt vekst. Et viktig faktor for videreutvikling i regionen er utvilsomt tilgangen på sikker kraft til konkurransedyktige priser, noe det er knyttet stor usikkerhet til i Midt-Norge. Siden samfunnet har nytte av at en betydelig andel av kraftforbruket er knyttet til kraftkrevende industri, for eksempel med hensyn til forbruksfleksibilitet ved forsyningskriser og for konkurransen i spotmarkedet, kan det være i samfunnets interesse å finne effektive virkemidler som tar hensyn til disse positive eksterne virkningene på kraftsystemet og gi industrien del i denne verdien. Uansett er det viktig at myndighetene styrker konkurransen i kraftproduksjonen og derigjennom likviditeten i det finansielle markedet. Slik kan myndighetene bidra til å beholde kraftkrevende industri på norsk jord og samtidig la kraftprisene forbli uregulerte.

Forord

Dette er den andre delrapporten utarbeidet i prosjektet ”Utfordringer ved økt energibehov i en region med betydelig kraftunderskudd” finansiert av Økonomisk og administrativt forskningsfond i Midt-Norge. Hovedmålsettingen med prosjektet er å øke kunnskapen om nye markedsforhold og rammebetingelser knyttet til kraftmarkedet og konsekvensene disse har for kraftkrevende industri i Midt-Norge, en region med betydelig kraftmangel. Tema for denne andre delrapporten er å drøfte vilkårene for kraftkrevende industri i Midt-Norge i lys av endringer i markedsforhold som utløp av gunstige myndighetsbestemte kraftkontrakter, utskillelsen av Midt-Norge som eget elspot-område på Nord Pool og strammere energi- og effektbalanse i regionen.

Rapporten er utarbeidet av professor Arild Hervik, Høgskolen i Molde og forsker Maria Sandsmark, Møreforsking Molde.

Molde, november 2007

Arild Hervik
prosjektleder

INNHOLDSFORTEGNELSE

Sammendrag	6
1. Innledning	8
1.1 Bakgrunn.....	8
1.2 Problemstillinger.....	8
2. Krafttilgangen i Midt-Norge 2007	9
2.1 Energibalansen i Midt-Norge 2006.....	9
2.2 Etablert produksjonskapasitet	10
2.2.1 Kraftprodusentene i Nord-Trøndelag.....	10
2.2.2 Kraftprodusentene i Sør-Trøndelag	11
2.2.3 Kraftprodusentene i Møre og Romsdal.....	12
2.2.4 Eierskap til produksjonskapasiteten i Midt-Norge	13
2.3 Eierskap til planlagt produksjonskapasitet	14
2.3.1 Gasskraft	14
2.3.2 Vindkraft.....	15
2.3.3 Eierskapsstruktur og investeringsincentiver	16
2.4 Offentlige tiltak.....	17
2.4.1 Investeringer i sentralnettet.....	17
2.4.2 Midt-Norge et eget prisområde.....	19
2.4.3 Energiopsjoner	22
2.4.4 Mobile gasskraftverk	23
2.5 Magasinfylling	24
3 Status for kraftkrevende industri i Midt-Norge	26
3.1 Nord-Trøndelag	26
3.2 Sør-Trøndelag	27
3.3 Møre og Romsdal.....	29
3.4 Oppsummering.....	32
3.5 Nytt industrikraftregime, når og hvordan?	32
4 Lave kraftpriser og bedret kraftbalanse – et politisk dilemma	35
4.1 Hvorfor ikke ”ja takk begge deler”?	35
4.2 Hvorfor ikke ofre kraftkrevende industri?	36
4.2.1 Forsyningssikkerhet	36
4.2.2 Øker verdien av vannet i lavlast	36
4.2.3 Konkurransen i kraftmarkedet	36
4.4 Men hva kan gjøres?	37
4.4.1 Sørge for et likvid finansmarked	37
4.4.2 Finne effektive virkemidler for fordeling av positive eksternaliteter	37
Referanser	39

Sammendrag

Langsiktig tilgang på kraft til en stabil og forutsigbar pris er avgjørende for den kraftkrevende industrien. For industrien i Midt-Norge, der forbruket har økt betydelig og det ventes videre vekst, har situasjonen i flere år vært utfordrende på grunn av begrenset overføringskapasitet i og inn til regionen og tiltagende energi- og effektunderskudd. Situasjonen i 2006 endret seg fra 2005 ved at totalt produksjonsunderskudd i Midt-Norge økte fra 4 TWh i 2005 til 5,7 TWh i 2006. Samlet kraftforbruk gikk ned fra 19,4 TWh i 2005 til 19,2 TWh i 2006 og total produksjon gikk ned fra 15,4 TWh til 13,5 TWh.

Siden 50 og 60 tallet har den kraftkrevende industrien nytt godt av myndighetsbestemte kraftkontrakter for langsiktig levering til en relativt lav pris. Deler av kontraktsvolumene er senere reforhandlet og forlenget på konkurransemessige vilkår, men de siste av de myndighetsbestemte kontraktene til Midt-Norge løper ut i 2010. Et konkurransedyktig prisnivå i nye langsiktige kontrakter på markedsbaserte vilkår vil være avhengig av i hvor stor grad det bygges ut ny produksjonskapasitet og konkurransesituasjonen i spotmarkedet.

Eierskap til planlagt produksjonskapasitet med konsesjon i Midt-Norge er karakterisert ved at allerede etablerte (vannkraft)produsenter i stor grad står bak vindkraftprosjektene, mens store kraftforbrukere har betydelig deleierskap i gasskraftprosjektene. Mangel på lønnsomhet ved dagens støtteregime på 8 øre/kWh er begrunnelsen for manglende utbygging av vindkraftprosjektene, med krav til myndighetene om økte satser. Potensielle utbyggere som allerede har betydelig produksjon av fornybar energi, vil imidlertid motta en ekstra gevinst fra markedet på denne produksjonen fra årsskiftet som følge av Kyoto-avtalen og økte kraftpriser på Nord Pool, noe som burde kunne bedre regnestykket betraktelig for slike utbyggere.

Etablert produksjonskapasitet i Midt-Norge i 2006 er karakterisert ved at Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, Trondheim Energi og Statkraft alle hver har over 20 prosent av eierskapet til installert produksjonskapasitet i Midt-Norge. Tar vi med at Trondheim Energi i sin helhet eies av Statkraft, får vi at sistnevnte selskap har en eierandel på hele 43 prosent av produksjonskapasiteten i Midt-Norge. I tillegg, siden myndighetene satte til side Konkurransetilsynets avgjørelse vedrørende Statkrafts oppkjøp av Trondheim Energi med begrunnelse om at ny overføringskapasitet til utlandet ville dempe selskapets dominerende posisjon i Midt-Norge, har produksjonsunderskuddet i regionen blitt så vanskelig å håndtere at Statnett valgte å skille Midt-Norge ut som eget prisområde. Uten ny produksjon av et visst omfang, før nye linjer blir bygd, vil situasjonen der regionen utgjør et eget prisområde vedvare med de konkurransemessige utfordringene det er å ha en stor produsent etablert bak en flaskehals i nettet. Andre tiltak som myndighetene har satt i verk for å avhjelpe den anstrengte kraftsituasjonen i Midt-Norge er styrking av sentralnettet, etablering av energiopsjoner i forbruk og bygging av to mobile gasskraftverk, der de sistnevnte tiltakene kun er til bruk ved reell fare for rasjonering. I tillegg arbeides det med nye overføringslinjer.

Uavhengig av kraftsituasjonen i Midt-Norge lever myndighetene under dilemmaet med opinionens krav om lave kraftpriser og utfordringen med å sørge for adekvate investeringsincentiver til markedsaktørene når ubalansen mellom kraftforbruk og tilbud øker. I tillegg skaper sprangvise investering og store uforutsigbare svingninger i tilsiget til vannkraftverkene ytterligere utfordringer med hensyn til forsyningssikkerhet, og

EØS-avtalen legger begrensninger på utformingen av statlig støttereimer. Innenfor dette dilemmaet må kraftkrevende industri foreta sine beslutninger om videreutvikling eller avvikling.

Fordelene for samfunnet av å ha en betydelig andel av kraftforbruket knyttet til kraftkrevende industri er imidlertid flere, for eksempel med hensyn til forbruksfleksibilitet og konkurransen i spotmarkedet. Et viktig samfunnsøkonomisk spørsmål er da hvordan beholde kraftkrevende industri og samtidig ha uregulerte kraftpriser? Ett mulig svar er å finne effektive virkemidler som tar hensyn til de positive eksterne virkninger av kraftkrevende industri på kraftsystemet og gi industrien del i denne verdien. Ett annet svar, som ikke utelukkes av det første, er å styrke konkurransen i kraftproduksjonen og derigjennom likviditeten i det finansielle markedet. Et likvid finansielt marked påvirker i sin tur muligheten industrien har til å inngå nye langsiktige kraftkontrakter på konkurransedyktige vilkår, siden prisene på Nord Pool vil være relevante referansepriser i forhandlingene.

1. Innledning

Utgangspunktet for denne rapporten er utfordringer næringsliv og myndigheter står overfor i en region som Midt-Norge, der det finnes et betydelig innslag av kraftkrevende industri og et økende underskudd i tilgangen på elektrisk kraft. Rapporten er den andre av i alt tre, som sammen skal dokumenter arbeidet med prosjektet "Utfordringer ved økt energibehov i en region med betydelig kraftunderskudd" finansiert av Økonomisk og administrativt forskningsfond i Midt-Norge. Prosjektet skal avsluttes i juni 2008.

1.1 Bakgrunn

Kraftkrevende industri i Midt-Norge er avhengig av kraftleveranser av høy kvalitet og til en overkommelig pris. For en del bedrifter er kraftforbruket også i sterk vekst. En del av veksten skjer som følge av iverksatte og planlagte utvidelser i allerede eksisterende anlegg som Hydro Aluminium på Sunndalsøra, Hustadmarmor i Elnesvågen og Statoils metanolfabrikk på Tjeldbergodden. I tillegg utløses et betydelig kraftforbruk når prosesseringsanlegget for gass fra Ormen Lange feltet settes i drift på Nyhamna høsten 2007.

Elektrisk kraft er naturlig nok en fundamental innsatsfaktor for kraftintensiv industri, og langsiktig tilgang på kraft til en stabil og forutsigbar pris er avgjørende for slik virksomhet. Siden 50 og 60 tallet har industrien nytt godt av myndighetsbestemte kontrakter for langsiktig levering til en relativt lav pris, men en rekke av disse kontraktene har nå begynt å løpe ut. Et konkurransedyktig prisnivå i nye langsiktige kontrakter på markedsbaserte vilkår vil være avhenging av i hvor stor grad det bygges ut ny produksjonskapasitet og konkurransesituasjonen i spotmarkedet.

1.2 Problemstillinger

Problemstillingene som vil bli analysert i denne rapporten er derfor:

- *Hvordan er eierskapet til etablert og planlagt kraftproduksjon i Midt-Norge karakterisert og hvordan påvirkes investeringsincentivene og konkurransesituasjonen av eierskap?*
- *Hva er status for kraftkrevende industrier i Midt-Norge og finnes det virkemidler for å beholde slik industri i Norge tross økte kraftpriser?*

I kapittel 2 oppdaterer vi status for kraftsituasjonen i Midt-Norge siden forrige analyse, presentert i Sandsmark og Hervik (2006), som baserte seg på historiske data fra 2005 og prognoser basert på disse. Det vil her ikke bli presentert oppdaterte prognoser, i stedet beskriver vi nærmere dagens situasjon med hensyn til krafttilgang. I kapittel 3 presenterer vi og drøfter utsikter for de største industriforbrukerne ut fra politiske og markedsmessige endringer det siste året. Til slutt, i kapittel 4, drøfter vi det politiske dilemmaet mellom på den ene siden å sørge for markedsmessige incentiver til å sikre tilstrekkelig krafttilgang og på den andre siden ønsket om å sikre industriarbeidsplasser gjennom særbehandling av kraftkrevende bedrifter, samt egnede virkemidler.

2. Krafttilgangen i Midt-Norge 2007

I dette kapitlet følger en oppdatert status av kraftsituasjonen i Midt-Norge. Vi presenterer tall for etablert kraftproduksjon i 2007 med tilhørende eierskap, eierskap til planlagt produksjonskapasitet, gjennomførte offentlige tiltak for å sikre regionen tilstrekkelig krafttilførsel og fyllingsgraden i vannmagasinene ved inngangen til fyrings-sesongen.

2.1 Energibalansen i Midt-Norge 2006

Sammenlignet med 2005 gikk det totale kraftforbruket i Midt-Norge noe ned, fra 19,4 TWh i 2005 til 19,2 TWh i 2006, se Tabell 1. Til gjengjeld gikk samlet produksjon ned med drøye 10 prosent, fra 15,4 TWh til 13,5 TWh. Det totale produksjonsunderskuddet for Midt-Norge i 2006 var dermed på 5,7 TWh, en økning i underskuddet på 1,7 TWh fra 2005.

Tabell 1 Energibalanse for fylkene i Midt-Norge i 2006, tall i parentes 2005, TWh

	<i>Alm. forsyning</i>	<i>KKI</i>	<i>Tot. forbruk</i>	<i>Produksjon</i>	<i>Balanse</i>
Nord-Trøndelag	2,3 (1,9)	1,7 (2,0)	4,0 (3,9)	2,6 (3,8)	-1,4 (-0,1)
Sør-Trøndelag	4,1 (4,3)	1,1* (1,3)	5,2 (5,6)	4,9 (4,9)	-0,3 (-0,7)
Møre og Romsdal	3,9 (-)	6,1 (6,0)	10,0 (9,9)	6,0 (6,7)	-4,0 (-3,2)
Midt-Norge	10,3 (10,1)	8,9 (9,3)	19,2 (19,4)	13,5 (15,4)	-5,7 (-4,0)

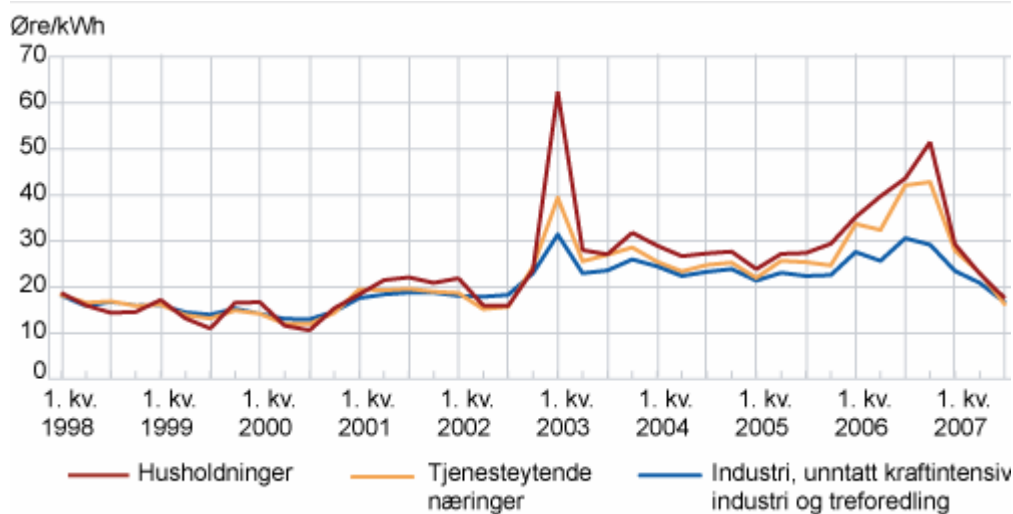
*) Forbrukstallet for kraftkrevende industri (KKI) i Sør-Trøndelag er regnet ut med verdien for middelproduksjon for Elkem Thamshavn

Kilde: Kraftsystemutredningene for Nord-Trøndelag, Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal 2007

Bortsett fra tidlig på året, lå fyllingsgraden i norske vannmagasin under medianen, og differansen var betydelig fra sommeren og utover høsten. På sensommeren hadde svenske kjernekraftverk store problemer og sjøkabelen Skagerak 3 mellom Norge og Danmark var ute det meste av året. Oljeprisen var også høyere i 2006 enn 2005, med en (midlertidig) topp på sommeren. Kullprisene steg også. Som vi ser av Bilde 1, førte dette til et relativt høyt prisnivå på elektrisk kraft til alminnelig forsyning i Norge i 2006, noe som dempet forbruket.

Samtidig utarbeidet Statnett ukentlig informasjon om status for kraftsituasjonen i tillegg til sine vanlige prognoser, der potensiell kraftmangel og forsyningsproblemer ble kommunisert. Sammen med at Midt-Norge ble utskilt som eget prisområde fra 20. november 2006, noe som resulterte i noe høyere pris for sluttbrukere med spotpris-kontrakter i regionen, et tema vi kommer tilbake til i delkapittel 2.4.2, kan dette og annen oppmerksomhet fra politikere og interessegrupper i media, ha bidratt til at husholdningene endret sitt forbruk av elektrisk kraft i denne perioden.

Bilde 1 Gjennomsnittlige priser på elektrisk kraft i Norge, eksklusive avgifter og nettleie. Alle typer kontrakter, 1998-2007. Øre/kWh



Kilde: SSB

2.2 Etablert produksjonskapasitet

I det følgende presenteres den fylkesvise fordelingen av den regionale produksjonskapasiteten med tilhørende eierskap.¹ Til slutt samles informasjonen i en oversikt over produsenter med størst andel av produksjonskapasiteten i regionen.

2.2.1 Kraftprodusentene i Nord-Trøndelag

Total installert ytelse i Nord-Trøndelag var i 2006 på rundt 843 MVA, som utgjør en middelproduksjon på i overkant av 3 TWh. Ytelsen er fordelt på følgende produsenter, jf. Tabell 2.

Tabell 2 Installert effekt for sentrale kraftprodusenter i Nord-Trøndelag 2007

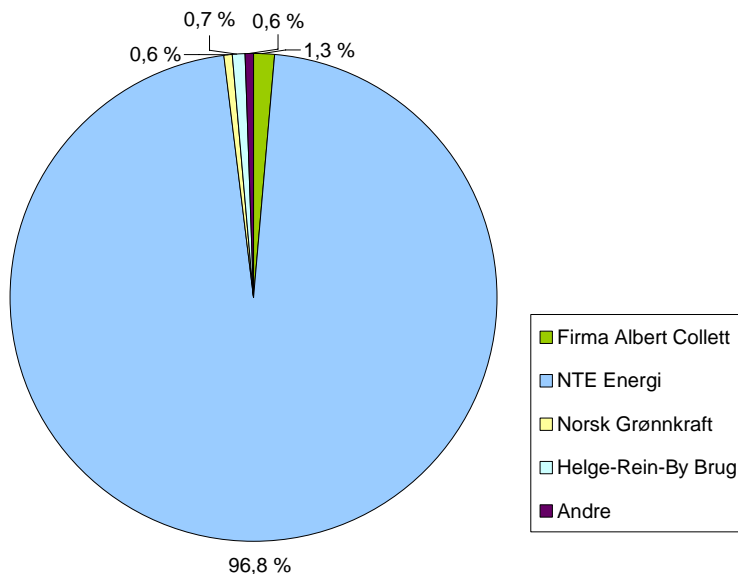
KRAFTVERK	MVA	EIERSKAP	KOMMENTAR
Vannkraft	801,5	NTE Energi	
	5,1	Norsk Grønnkraft	
	11,1	Firma Albert Collett	
	6,0	Helge-Rein-By Brug	
	4,8	Andre	
SUM VANN	828,5		
Vindkraft	14,4	NTE Energi	

Kilde: Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk

Vi ser at NTE Energi er den største kraftprodusenten i Nord-Trøndelag med nærmere 97 prosent av installert ytelse. Andelene til de ulike produsentene av total installert ytelse er illustrert i Figur 1 under.

¹ Fremstillingen er noe inkonsistent mellom fylkene på grunn av at kraftsystemutredningen for Nord-Trøndelag oppgir produksjonskapasitet i installert ytelse MVA, mens Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal benytter installert effekt MW.

Figur 1 Andel av total installert effekt – vann og vind fordelt på de største eierne i Nord-Trøndelag 2007



Kilde: Kilde: Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk

2.2.2 Kraftprodusentene i Sør-Trøndelag

I Sør-Trøndelag var den totale installerte produksjonskapasiteten i 2006 på ca 1 170 MW. Denne kapasiteten er fordelt på følgende produsenter, jf. Tabell 3.

Tabell 3 Installert effekt for sentrale kraftprodusenter i Sør-Trøndelag 2007

KRAFTVERK	MW	EIERSKAP	KOMMENTAR
Vannkraft	607	Trondheim Energi	Heleid av Statkraft
	274,1	Kraftverkene i Orkla	Trondheim Energi 48,6% Trønder Energi 35%
	130	TrønderEnergi*)	
	26,8	Selbu Energiverk	
	15,2	Røros Elektrisitetsverk	
	17,7	Andre	
SUM VANN	1070,8		
Vind	55	Statkraft	
	40,7	TrønderEnergi**)	
	0,3	Andre	
SUM VIND	96,0		

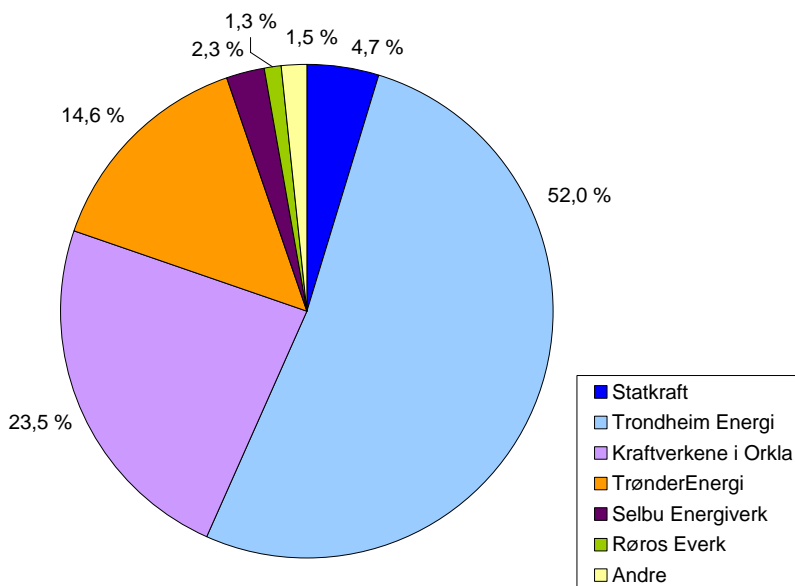
Kilde: Trønder Energi

*) TrønderEnergis andel av Driva kraftverk (75%) tilsvarende 106,5 MW er ført opp under Møre og Romsdal i neste tabell

***) Inkluderer 28,8 MW Bessakerfjellet vindpark 1. byggetrinn, som settes i drift høst 2007

Andelene til de ulike produsentene av total installert produksjonskapasitet i Sør-Trøndelag er illustrert i Figur 2.

Figur 2 Andel av total installert effekt – vann og vind fordelt på de største eierne i Sør-Trøndelag 2007



Kilde: Trønder Energi

Det Statkrafteide Trondheim Energi har den største produksjonskapasiteten i Sør-Trøndelag, etterfulgt av Kraftverkene i Orkla, der Trondheim Energi er den største eieren. Til sammen har Statkraft dermed direkte eller indirekte eierskap til 68 prosent av produksjonskapasiteten i dette fylket.

2.2.3 Kraftprodusentene i Møre og Romsdal

Møre og Romsdal hadde i 2007 totalt installert effekt på 1 550 MW fordelt på følgende produsenter, jf. Tabell 4.

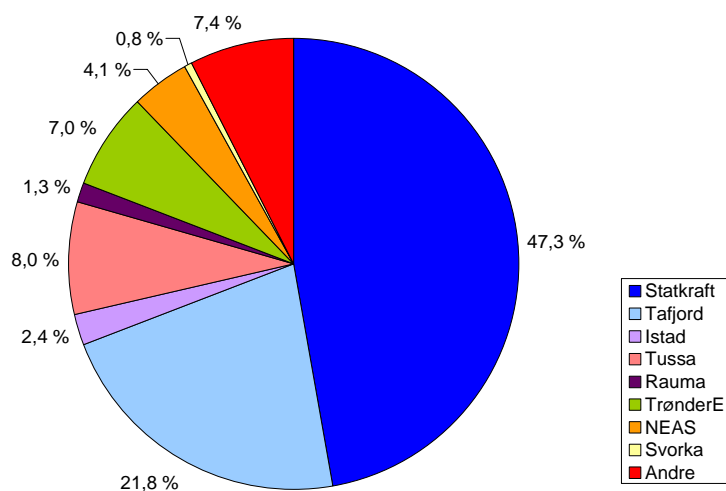
Tabell 4 Installert effekt for sentrale kraftprodusenter i Møre og Romsdal 2007

KRAFTVERK	MW	EIERSKAP	KOMMENTAR
Vannkraft	572	Statkraft	
	106,5	TrønderEnergi	
	36	Istad Kraft	Eies av Statkraft 49%
	12	Svorka Energi	
	332,4	Tafjord Kraft	Eies av BKK 43,13%, som eies av Statkraft 49,9%
	121,3	Tussa Kraft	
	20,3	Rauma Energi	
	61,7	Nordmøre Energiverk	Eies av TrønderEnergi 49%
	108,5	Øvrige	
SUM VANN	1370,7		
Vindkraft	150	Statkraft	
	4	Sandøy Vindkraft	
	0,3	Nordmøre Energiverk	
SUM VIND	154,3		

Kilde: Istad Kraft, NEAS

Selskapene med størst produksjonskapasitet i Møre og Romsdal er Statkraft, Tafjord Kraft, Tussa Kraft og TrønderEnergi. Andelen de ulike produsentene har av total installert produksjonskapasitet i Møre og Romsdal er illustrert i Figur 3.

Figur 3 Andel av total installert effekt – vann og vind fordelt på sentrale eiere, Møre og Romsdal 2007



Kilde: Istad Kraft, NTE

Vi ser at Statkraft også her har en betydelig andel i produksjonskapasiteten både direkte og gjennom deleierskap i Istad Kraft og Tafjord Kraft via BKK.

2.2.4 Eierskap til produksjonskapasiteten i Midt-Norge

Med utgangspunkt i andelen av installert produksjonskapasitet i de ulike fylkene i regionen, illustrert i de tre foregående delkapitlene, oppsummeres her de største eierne og deres andel av den totale produksjonskapasiteten i Midt-Norge i 2007, se Tabell 5.

Tabell 5 De største eierne og deres andel av produksjonskapasiteten i Midt-Norge 2007

STØRSTE EIERE	MW	ANDEL I MIDT-NORGE
NTE Energi	815,9*	23,1 %
Trondheim Energi	740,2**	20,9 %
TrønderEnergi	373,1**	10,6 %
Statkraft	777,0	22,0 %
Tafjord Kraft	332,4	9,4 %
Tussa Kraft	121,3	3,4 %

Kilde: Istad Kraft, NTE, TrønderEnergi

*)MVA

***) Inkluderer selskapets eierandel i Kraftverkene i Orkla

Av tabellen ovenfor ser vi at NTE Energi, Trondheim Energi og Statkraft alle har over 20 prosent av eierskapet til installert produksjonskapasitet i Midt-Norge per i dag. Tar vi med at Trondheim Energi er et heleid datterselskap av Statkraft, får vi at sistnevnte selskap har en eierandel på hele 43 prosent i Midt-Norge.

Oppkjøpet av aksjene i Trondheim Energi, som Statkraft gjennomførte i 2002, ble for øvrig gjenstand for inngripen fra Konkurransetilsynet. Oppkjøpet kom samtidig med erverv av aksjer i Agder Energi, BKK og det svenske selskapet Sydkraft, som tilsynet godtok på visse betingelser. Arbeids- og administrasjonsdepartementet vedtok i februar 2003 å opprettholde Konkurransetilsynets inngrep mot ervervet av aksjene i Trondheim Energi, dersom ikke selskapet solgte ut den delen av energiverket som omfattet kraftproduksjon, eller solgte seg ut av annen kraftproduksjon. Vedtaket ble begrunnet med flaskehals i kraftnettet.

I følge en pressemelding 6. mars 2003, uttaler Statkrafts konsernsjef Bård Mikkelsen at:

”Vi mener at Statkraft og alliansepartnerne opererer i et nordisk kraftmarked hvor flaskehals i kraftnettet må forventes å være av midlertidig karakter så lenge Statnett og søsterorganisasjonene i de andre nordiske land ivaretar sin rolle. Midlertidige flaskehals bør derfor ikke legge føringer for den langsiktige strukturutviklingen.”

Siden beholdt Statkraft aksjene i Trondheim Energi mot å selge seg ned i annen kraftproduksjon, men Moderniseringsdepartementet fant før regjeringsskiftet høsten 2005 at Statkraft ikke hadde gjort tilstrekkelig tiltak for at oppkjøpet kunne godkjennes. Fornyingminister Heidi Grande Røys i den nye regjeringen opplyste deretter i en pressemelding fra Fornying- og administrasjonsdepartementet den 23. november 2005 at Statkraft likevel ikke måtte selge Trondheim Energi, med argumentene at de nordiske landene arbeider for å minske flaskehals i overføringsnettet mellom landene og at det vil redusere de konkurranseproblemene som oppkjøpet førte med seg. Etter denne avgjørelsen har flaskehalsene inn til Midt-Norge imidlertid bare blitt mer omfattende, og innføringen av eget prisområde 20. november 2006 har satt dette ytterligere på spissen. Konkurransemessig er det en utfordring når et selskap har en så stor andel av eierskapet til produksjonskapasiteten bak en flaskehals, jf. saken mot danske Elsam som Konkurranserådet fant har utnyttet sin dominerende stilling på engrosmarkedet – muliggjort gjennom begrensninger i overføringskapasiteten til utlandet, se for eksempel Konkurransetilsynet (2007).

I tillegg til betydelig eierskap i Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal, eier Statkraft 607 MW installert vannkraftkapasitet i Sogn og Fjordane, 553 MW i Hordaland (pluss deleid kapasitet på 1 369 MW drevet av BKK) og 1 427 MW i Rogaland. Nord for Midt-Norge eier Statkraft 1 789 MW i Nordland, 228 MW i Troms og 200 MW i Finnmark, samt 39 MW vindkraft i Finnmark.

2.3 Eierskap til planlagt produksjonskapasitet

Det har lenge vært omfattende planer for både vindkraft og gasskraft i Midt-Norge, se Sandsmark og Hervik (2006) for en oversikt over planene og realistisk utbyggingsomfang pr desember 2006. Vi skal her se nærmere på hvilke selskaper som står bak planene og hva som er status for de mest omfangsrrike prosjektene.

2.3.1 Gasskraft

Industrikraft Midt-Norge søkte om konsesjon til bygging av et kraftvarmeverk på 800 MW på Skogn allerede i november 1999, og fikk endelig stadfestelse av konsesjon og utslippstillatelse i oktober 2001. Byggstart ble skissert rundt 2003, men markedsforholdene ga ikke tilstrekkelig lønnsomhet. I april 2006 ble fristen for oppstart av

anlegget forlenget til 2012. Naturgassen til kraftvarmeverket er planlagt å komme fra Haltenbanken til ilandføringsterminalen på Tjeldbergodden og derfra ført i rørledning inn Trondheimsfjorden fram til Skogn. Dampvarme fra kraftverket er tenkt brukt i Norske Skogs papirfabrikk, som trenger store mengder varme for å tørke papir. Eier sammensetningen bak Industrikraft Midt-Norge har variert en god del siden 1999. Blant annet hadde selskapet en utenlandsk eier, det amerikanske energiselskapet Mirant, med 40 prosent av aksjene, som Elkem senere kjøpte og ble dermed lenge største eier med 50 prosent av aksjene. I juni 2007 kjøpte Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk størsteparten av Elkems aksjer, slik at Elkem sitter igjen med 10 prosent. Videre kjøpte Norske Skog, i tillegg til sine 10 prosent, alle Statoils aksjer, en andel på 20 prosent, og ble enige med Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk om en omfordeling slik at Norske Skog i dag eier 40 prosent. Trondheim Energi har hele tiden hatt en eierandel på 10 prosent. Bakgrunnen for omstruktureringen er tanken om at et lokalt forankret eierskap vil styrke realiseringen av prosjektet.

Statoils planlagte gasskraftverk på Tjeldbergodden, med installert kapasitet på 920 MW fikk konsesjon tidlig i 2006, sammen med utvidelse av metanolfabrikken, og byggearbeidet var i utgangspunktet planlagt å starte i 2007. Tidsplanen for utbyggingen er på selskapets web-side er for øvrig ikke oppdatert siden sommeren 2005.

Det siste planlagte gasskraftverket i regionen, Industrikraft Møre sitt gasskraftverk på 450 MW i Elnesvågen, er fremdeles under konsesjonsbehandling. Når et slikt verk eventuelt blir realisert er usikkert, men det kan tidligst stå ferdig i 2012. Tafjord Kraft og Istad Kraft er medeiere i Industrikraft Møre, sammen Hustadmarmor. Tafjord Kraft og Istad Kraft er også medeiere i Naturgass Møre, som driver omsetning, distribusjon og foredling av naturgass.

2.3.2 Vindkraft

Tafjord Kraft er i tillegg medeier i vindkraftprosjektet Havsul II som planlegges bygget ved kysten utenfor Giske og Haram. Havsul II er det største av de tre Havsul-prosjektene med planlagt installert kapasitet på 800 MW, med eventuell produksjonsstart tidligst 2011/2012.

Havgul AS som står bak Havsul-prosjektene er en prosjektentreprenør og til Dagens Næringsliv 20. september 2006 sier daglig leder Harald Dirdal i Havgul at selskapet ikke har tanker om å bygge ut vindkraftanleggene selv, men vil selge det videre til andre aktører.

TrønderEnergi Kraft har konsesjon fra november 2004 for bygging av 57 MW vindkraft på Bessakerfjellet med krav om idriftsettelse 1. november 2007. Denne fristen har senere blitt forlenget til 1. oktober 2008. Første trinn i denne utbyggingen er planlagt ferdigstilt og inkludert i TrønderEnergis kraftportefølje for høsten 2007, mens andre byggetrinn skal være ferdig høsten 2008. For øvrig skal veg- og kabelarbeidene, samt støping av alle fundamentene, være ferdig i løpet av 2007. Transformatorstasjon og linjebygging skal være ferdig før idriftsettelsen av de første 12 (av totalt 25) vindmøllene i 2007.

Norsk Hydro fikk i november 2004 konsesjon til utbygging av vindkraftanlegget Harbarksfjellet i Sør-Trøndelag med planlagt installert kapasitet på 90 MW og frist for idriftsettelse 23. november 2010. Sammen med Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk

opprettet de i mai 2005 selskapet Sarepta Energi AS for felles satsing på vindkraft i Midt-Norge hvor denne kapasiteten er lagt inn.

Nord-Trøndelag Elektrisitetsvek har profilert seg som et selskap med store vindkraftplaner og selskapets første og andre utbyggingstrinn på Hundhammarfjellet, med total installert kapasitet på 5 MW, er idriftssatt. Hundhammarfjellet III, med planlagt installert kapasitet på 51 MW, som fikk konsesjon i februar 2002, skal fullføres første halvdel av 2008. ScanWind, som Nord-Trøndelag har eierandeler i, skal levere møllene. Frist for idriftsettelse er 1. august 2008. Siden 1999 har selskapet planlagt vindkraftanlegget Ytre Vikna, med planlagt installert kapasitet på 249 MW, som fikk konsesjon høsten 2004 med frist for idriftsettelse 1. januar 2010. I desember i fjor avgjorde Hydro og Nord-Trøndelag Energiverk at Sarepta Energis del på 90 TWh av Ytre Vikna utbyggingen ikke ville bli bygget ut, grunnet for dårlig lønnsomhet. Selskapet legger til grunn at de må ha en kraftpris på 50 øre/kWh i 20 år for å få lønnsomhet i prosjektet. For øvrig ble det meddelt fra styret i Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk på selskapets nettsider 11. oktober i år at utbyggingsplanene for Ytre-Vikna blir utsatt på ubestemt tid på grunn av forverret lønnsomhet siden prinsippvedtaket om utbygging av trinn 1 ble tatt i desember 2006. Selskapet forventer imidlertid at utbygging etter hvert vil finne sted, og ønsker derfor å fortsette investeringene i overføringsnettet tilpasset vindkraftutbyggingen.

2.3.3 Eierskapsstruktur og investeringsincentiver

I hovedsak er det allerede etablerte kraftselskaper i Midt-Norge som står bak den planlagte produksjonskapasiteten i Midt-Norge. Når det gjelder vindkraft, er det med Hydros tilbaketrekkning fra utbyggingsprosjektene, utelukkende lokale vannkraftprodusenter som står på utbyggersiden. Som det fremgår av oversikten over, er det tross gitte konsesjoner og langvarig planlegging angivelig ikke lønnsomt med omfattende utbygging av vindkraft i Midt-Norge med dagens offentlige støttenivå (på 8 øre/kWh). Ser vi på spotprisene for Midt-Norge i uke 40 2007, lå disse på rundt 24 øre/kWh, som med feed-inn tariff for vindkraft gir 32 øre/kWh, noe som er et godt stykke unna de 50 øre/kWh som Hydro/NTE sier de trenger for å investere. Representanter for næringen og miljøorganisasjoner har da også ved flere anledninger gått ut i media og krevd økt offentlig støttebeløp. Med innføringen av Kyoto-avtalen fra 2008, har vi imidlertid fått en betydelig høyere kraftpriser fra årsskiftet og på forwardkontraktene frem til og med 2012. Disse årskontraktene ligger nå (i november 2007) på rundt 40 øre/kWh (med EURO-kurs på 7,7). Denne prisen vil vind- og vannkraftprodusentene få for sin allerede etablerte kraftproduksjon i spotmarkedet etter årsskiftet, uten at de har fått tilsvarende økte produksjonskostnader. Sett utenifra virker det derfor urimelig at potensielle vindkraftutbyggere med allerede betydelig etablert fornybar kraftproduksjon skal behøve mer enn 8 øre/kWh fra staten for å bygge ut vindkraft i Norge.

Dagens støttesystem til fornybar energi har den fordelen at den gir støtte opp til et visst prisnivå, for deretter å reduseres gradvis, slik at det offentlige ikke overfører midler til utbyggere hvis de likevel nyter godt av høye markedspriser. Spørsmålet en kan stille er imidlertid hvilket nivå på tariffen som er optimalt og på hvilket prisnivå det er gunstigst å starte nedtrappingen. I tillegg er det en ulempe ved feed-in tariffen, som for alle typer stykk-pris ordninger, nemlig at den spesifikke utforming begrenser fleksibiliteten i produksjonstilbudet, siden myndigheten på forhånd har bestemt hvilke teknologier som skal få støtte og med hvilket nivå. Alternative teknologier – som kanskje ennå ikke er kommersielt tilgjengelige – med større miljøpotensial, vil bli relativt mindre

konkurransedyktig og vil kanskje derfor ikke bli realisert. Siden støtteordningen ikke er teknologinøytral, vil de eventuelt tapte mulighetene heller ikke bli synlige.

Utfordringen med investering i gasskraftverk er at tilbudet av kraft øker så vidt mye at flaskehalsene i nettet inn til Midt-Norge opphører og nettapene sterkt reduseres. Dermed endres områdeprisene og nettariffene, noe som får betydning for det aktuelle verkets inntjeningssevne. Uten spesielle tiltak vil den økonomiske gevinsten som følger med en reduksjon i områdeprisen og lavere marginaltapssatser, tilfalle forbrukerne. Når det gjelder potensielle utbyggere av gasskraft i Midt-Norge, ser vi imidlertid at det er et betydelig innslag av store kraftforbrukere på eiersiden, noe som kan bety at denne effekten blir medregnet i lønnsomhetskalkylen, i tillegg til at disse forbrukerne gjennom en gasskraftinvestering skaffer seg stabile kraftleveranser og gode forhandlingskort for langsiktige kraftleveringsavtaler til konkurransedyktig pris.

2.4 Offentlige tiltak

I dette delkapitlet skal vi presentere de tiltakene som myndighetene har satt i verk for å avhjelpe den anstrengte kraftsituasjonen i Midt-Norge og hindre rasjonering i et eventuelt tørrår, før permanent ny kraftproduksjon eller eventuell tilstrekkelig energieffektiviseringstiltak får effekt.

2.4.1 Investeringer i sentralnettet

Siden avgjørelsen om utvidelse av Hydro Aluminium sitt anlegg på Sunndalsøra og beslutningen om å føre Ormen Lange-gassen til Aukra, har Statnett arbeidet med å styrke nettkapasiteten. I følge Statnett har det siden 2004 blitt idriftsatt nye anlegg for nærmere 2 milliarder kroner for å sikre strømforsyningen til og i Møre og Romsdal. Viktige milepæler er listet opp i det følgende:

- **2002**
 - Nye tilførselsledninger mellom ny transformatorstasjonen på Sunndalsøra og Hydros fabrikk på Sunndalsøra
- **2004**
 - Ny transformatorstasjon på Sunndalsøra
 - Ny 420 kV ledning fra Klæbu til Sunndalsøra
 - Oppgradering fra 300 til 420 kV ledning mellom Sunndalsøra og Ørskog
 - Oppgradering fra 300 til 420 kV ledning mellom Klæbu og Tydal
- **2006**
 - Ny transformatorstasjon i Fræna
 - Ny transformatorstasjon på Nyhamna
 - Ny 420 kV ledning mellom Sunndalsøra og Fræna
 - Ny 420 kV ledning fra Fræna transformatorstasjon til Hamneset og sjøkabler videre til Nyhamna
 - Nye 132 kV kabler fra Nyhamna transformatorstasjon til Ormen Lange-anleggene

I april 2006 sendte Statnett melding til NVE om planene for en 420 kV kraftledning fra Namsos transformatorstasjon ved Skage i Overhalla kommune til en ny transformatorstasjon i Roan kommune. Ledningen er ca 80 km lang og det er i første rekke de omfattende vindkraftplanene på Fosen som har vært bakgrunnen for investerings-

planene. Konesjonssøknad er under utarbeidelse. Videreføring nordover og sørover over Trondheimsfjorden til Møre kan være aktuelt senere.

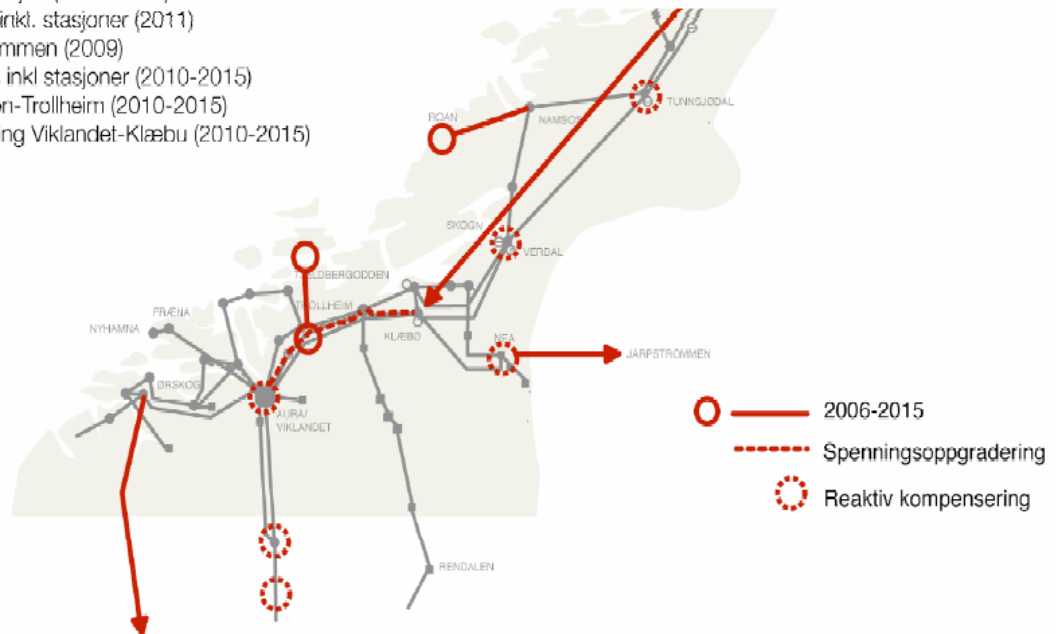
I desember 2006 fikk Statnett konsesjon fra NVE for bygging av ny 420 kV kraftlinje mellom Trøndelag og Sverige, Nea-Järpströmmen. Investeringen innebærer en kostnad på totalt 400 millioner kroner og skal etter planen stå ferdig i 2009. Dagens 300 kV kapasitet går ofte fullastet og den nye linjen vil øke overføringskapasiteten til Midt-Norge med 200 MW.

På grunn av perioder med lav produksjon og høy overføring inn til Midt-Norge, vil det oppstå problemer med svært lave spenninger. Statnett har derfor besluttet å investere i reaktiv kompensering i Midt-Norge gjennom å installere ni kondensatorbatteri før vinteren 2007/2008. Dette skal bedre systemsikkerheten og heve importkapasiteten inn til regionen.

I Statnett sine kraftsystemutredninger de siste årene har behovet for ny kraftproduksjon i Midt-Norge, og helst sør for Trondheimsfjorden, vært fremhevet som samfunnsøkonomisk mer gunstig enn dekning av økt kraftforbruk via nye kraftlinjer. Ulike scenarier med mer eller mindre ny vindkraft og gasskraft har også utgjort en betydelig andel av analysene. Det er heller ikke tvil om at ny kraftproduksjon i et visst omfang ville gjøre omfattende nettinvesteringer unødvendige. Etter hvert som betegnelsen "kraftkrise i Midt-Norge" ble stadig hyppigere gjentatt i media og datoen for åpningen av Ormen Lange-produksjonen krøp nærmere, fikk Statnett betydelig kritikk fra flere hold for ikke å ha gjort nødvendige netttiltak i tide. Rask fremdrift for den meldte Ørskog-Fardal linja fikk derfor høy prioritet og i februar 2007 søkte Statnett NVE om konsesjon for bygging av en ny 420 kV kraftledning fra Fardal transformatorstasjon i Sogndal til Ørskog transformatorstasjon i Ørskog. Avhengig av trasealternativ er ledningen 250-300 km lang og inntil 19 kommuner kan bli berørt. For en visuell oversikt over Statnetts pågående og planlagte investeringsprosjekter i Midt-Norge fra 2006-2015, se Bilde 2.

Bilde 2 Statnetts pågående og planlagte utbyggingsprosjekter i Midt-Norge 2006-2015

- Reaktiv produksjon (2007-2008)
- Ørskog-Sogn inkl. stasjoner (2011)
- Nea-Jærpstrømmen (2009)
- Roan Namsos inkl stasjoner (2010-2015)
- Tjeldbergodden-Trollheim (2010-2015)
- Sp.oppgradering Viklandet-Klæbu (2010-2015)

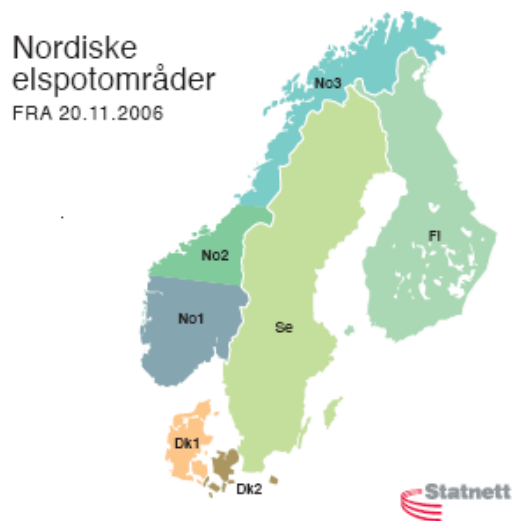


Kilde: Statnett

2.4.2 Midt-Norge et eget prisområde

Elspotmråder benyttes for å håndtere store og langvarige flaskehalsar i sentral- og regionalnettet og det beregnes spotpriser for hvert område på kraftbørsen Nord Pool. Ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område, kan Statnett endre elspotinndelingene, som vinteren 2002/2003 og 2003/2004 da det var henholdsvis fire og tre elspotområder i Norge. Vanligvis er det to, NO1 og NO2, delt mellom 300kV Øvre Vinstra - Vågåmo, 123 kV samleskinne Litjfossen og 123 kV samleskinne Åskåra.

For å få realisert så høy import til Midt-Norge som mulig, innførte Statnett fra 20. november 2006 tre elspotområder og NO2 ble delt slik at Midt-Norge ble eget prisområde. Elspotområdene NO2 og NO3 er delt mellom 300kV Tunnsjødal-Namsos og 300kV Tunnsjødal-Verdal, der NO3 er det nordligste området, jf. Bilde 3, som viser de ulike elspotområdene i Norden.

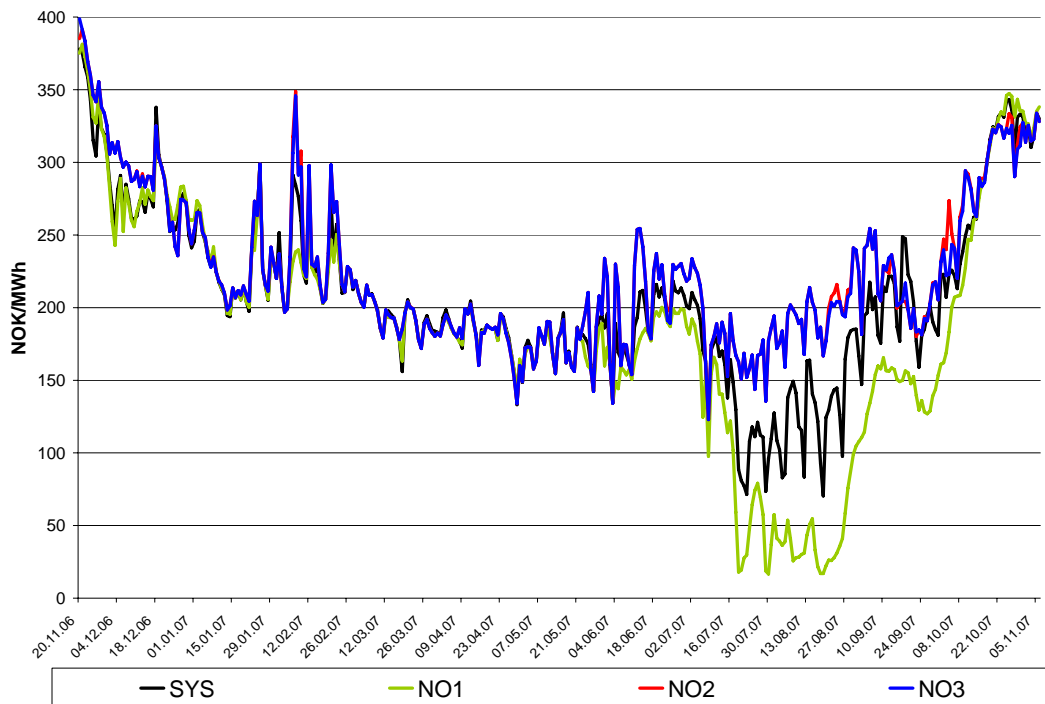
Bilde 3 Kart over nordiske elspotområdene fra 20. november 2006

Kilde: Statnett

Etter avgjørelsen om at Midt-Norge skulle ha en egen kraftpris, ble det protestert fra ulikt hold i media, der man mente at prismessig forskjellsbehandling av forbrukere i og utenfor Midt-Norge var uhørt. I en situasjon med potensiell mangel på kraft, var det imidlertid ut fra samfunnsøkonomisk teori et fornuftig tiltak.

Hvor stor forskjellene har vært siden 20. november 2006 og frem til og med 5. november 2007 ser vi i Figur 4 hvor vi viser prisutviklingen for NO1, NO2, NO3 og systemprisen siden den siste inndelingen i tre prisområder.

Figur 4 Systempris og norske døgntpriser (spot), fom 20.11.06 tom 05.11.07, NOK/MWh

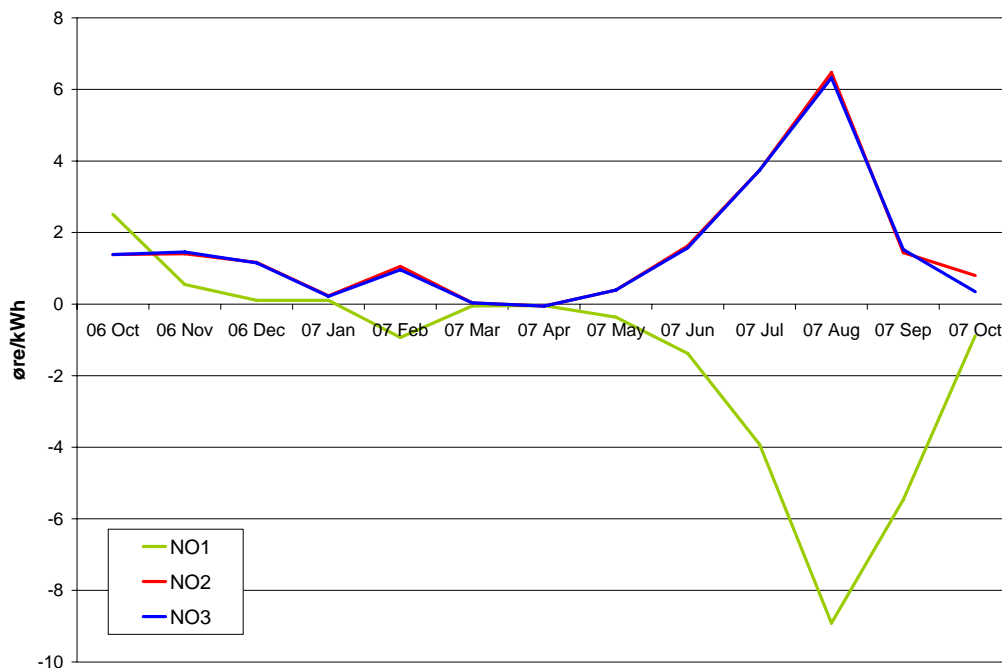


Kilde: Nord Pool

Vi ser at det med få unntak hittil har vært slik at døgntprisene for NO2 og NO3, rød og blå strek, har fulgt hverandre tett siden 20. november 2006. For husholdninger med spotpriskontrakter har utgiftene som skrives seg fra engrosprisen på kraft denne perioden altså vært temmelig lik i Midt-Norge og Nord-Norge og ikke vesentlig høyere enn i Sør-Norge. I perioden med størst differanse, fra juni til oktober, er forbruket til husholdningene lavest og dermed gir ikke prisforskjellene i denne perioden tilsvarende store utslag på strømrregningen.

Kraftselskapene som tilbyr spotkontrakter til husholdningene benytter de månedlige spotprisene (områdeprisene) på Nord Pool med et påslag. Differansen mellom månedlig områdepris og månedlig systempris fra og med oktober 2006 til og med oktober 2007 vises i Figur 5.

Figur 5 Differansen mellom månedlig områdepriser og systempris fra okt 06-okt 07 øre/kWh



Kilde: Nord Pool

Hvordan prisforskjellene vil utvikle seg fremover etter Ormen Lange anlegget er satt i drift i høst er imidlertid usikkert og svært avhengig av tilsigssituasjonen. I ECON (2006) ble spotpris i Midt-Norge i 2008 beregnet til drøye 40 øre/kWh med normale tilsig, 55 øre/kWh med tørrår som inntreffer med 25 prosent sannsynlighet og 73 øre/kWh med tørrår som inntreffer med 10 prosent sannsynlighet. Tilsvarende estimert spotprisnivå for Østlandet og Vestlandet er henholdsvis 38 øre/kWh, 48 øre/kWh og 60 øre/kWh. For en husholdning med et årlig forbruk på 20 000 kWh og spotpriskontrakt, vil en gjennomsnittlig prisforskjell mellom Midt-Norge og Sør-Norge på henholdsvis 2 øre/kWh, 7 øre/kWh og 13 øre/kWh, medføre en ekstra kostnad som følge av eget prisområde i Midt-Norge på 400 kroner med normale tilsig, 1 400 kr ved tørrår som inntreffer med 25 prosent sannsynlighet og 2 600 kroner ved tørrår som inntreffer med 10 prosent sannsynlighet.

Å opprettholde et geografisk begrenset område som eget prisområde med vedvarende konsentrert eierskap bak flaskehalsen, jf. delkapittel 2.3, krever i tillegg påpasselighet fra myndighetenes siden med hensyn til potensiell utnyttelse av markedsrett.

2.4.3 Energiopsjoner

Den 11. mai 2007 forelå Statnett sin evaluering av forsøksordningen med energiopsjoner i kraftforbruk den foregående vinteren. Hensikten med ordningen er å redusere forbruket ved en svært anstrengt kraftsituasjon og derigjennom redusere sannsynligheten for rasjonering. Tilbydere av nedregulering som ble valgt til å delta i ordningen garanterte Statnett et gitt volum for en opsjonspremie for så å motta en innløsningspris dersom nedregulering ble aktuelt. Samlet volum for inngåtte energiopsjoner vinteren 2006/2007 ble 415 MW og samlet energi ble 891 GWh. Ettersom tilsiget til kraftsystemet økte til nivåer over normalen utover høsten, og situasjonen normaliserte seg, ble det ikke behov for å sette i verk tiltaket.

Ordingen ble dyrere enn det Statnett i forkant hadde forventet. Den samlede opsjonspremien ble på 26,1 mill kroner, som tilsvarer 29 kr/MWh potensielt nedregulert energi. Også innløsningsprisene som ble budt inn var betydelig høyere enn Statnetts forventning om at kraftkrevende industri ville stenge ned forbruket ved kraftpriser over 40 øre/kWh. Statnetts evalueringsrapport konkluderer imidlertid med at ordningen bør videreføres med enkelte mindre justeringer i produktutforming og innkjøpsprosess, selv om det påpekes at nytteverdien av denne type deterministisk forbruksfleksibilitet bør avveies mot kostnadene. Statnett advarer her også mot utforminger av energiopsjoner som bidrar til merkostnader for samfunnet som følge av strategisk tilpassning og svekking av effektiviteten gjennom tilsidesettelse av markedets prismekanisme.

Generelt er det fare for at betalte forbruksreduksjoner fører til samfunnsøkonomisk tap. Hvis forbrukerne for eksempel blir betalt for å redusere etterspørselen ut fra et stipulert forbruksnivå, må det være slik at de selv eier den kraften de sparer, ellers risikerer man å betale to ganger for same ting, jf. Ruff (2002). Uansett, hvis myndighetene ønsker å bruke av samfunnets ressurser på aktiviteter som bidrar til å bedre leveringssikkerheten på kort sikt gjennom å gjøre kraftbalansen mindre stram, bør etterspørselssiden konkurrere med ny spisslastkapasitet (produksjon) og nettutvidelser om disse midlene.

2.4.4 Mobile gasskraftverk

Statnett har fått konsesjon fra NVE på to mobile gasskraftverk i Møre og Romsdal, 150 MW på henholdsvis Tjeldbergodden og Aukra. Gasskraftverket på Tjeldbergodden skal være klart til drift fra 1. januar 2008, mens verket på Aukra skal være tilgjengelig senere på vinteren. Statnett begrunner investeringene ut fra Stortingets behandling av meldingen om forsyningsikkerheten for strøm i 2004. Konsernsjef i Statnett Odd Håkon Holsæter uttalte i et foredrag i Ålesund 8. mai 2006 at mobile gasskraftverk, i tillegg til energiopsjoner, skal bidra til å opprettholde akseptabel forsyningsikkerhet i Midt-Norge frem til tilstrekkelig permanent kraftproduksjon er etablert i regionen og ny kraftledning fra Sogn er satt i drift.

Mobile gasskraftverk er for øvrig et ledd i Statnetts SAKS-tiltak, dvs. tiltak for svært anstrengte kraftsituasjoner. Tiltakene skriver seg fra ønsket om beredskap for å håndtere lite sannsynlige og/eller ukjente ekstremhendelser, jf. Lockert (2006). Listen over tiltak og rekkefølge for implementering er som følger:

1. Opprette eget elspotområde
2. Innhente detaljert informasjon fra aktørene
3. Gi mer detaljert informasjon til aktørene.
4. Avlyse revisjoner
5. Informasjon rettet mot allmennheten
6. Systemvern og/eller reservetrafoer for å øke importkapasiteten
7. Utkobling av kjeler
8. Spesialregulere ned for å sikre full import
9. Spesialregulere ned for å sikre vann i særlig viktige kraftverk
10. Drift med redusert driftssikkerhet
11. Energiopsjoner
12. Reservekraftverk

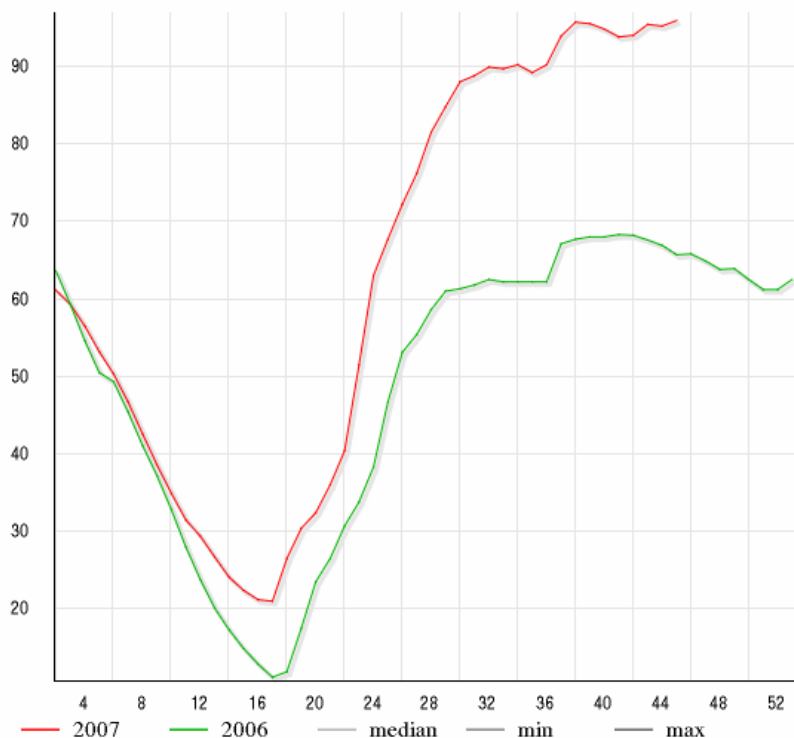
Vi ser av listen over at reservekraftverk er det siste tiltaket på listen. Videre legger Statnett til grunn at det for reservekraft og energiopsjoner skal være mer enn 50 prosent sannsynlighet for rasjonering for at tiltakene skal iverksettes. De mobile gasskraftverkene i Midt-Norge skal derfor i praksis fungere som nødaggregat og Statnett må søke NVE om tillatelse for hver gang anleggene eventuelt skal brukes. Det er ikke satt vilkår om CO₂-rensing. I følge NVE er det vurdert biobrensel som alternativ til naturgass, men den nødvendige fleksibiliteten for levering av store mengder biodrivstoff – store mengder på kort varsel – gjør dette alternativet urealistisk foreløpig.

Det er imidlertid interessant å legge merke til at avgjørelsen om at Ytre Vikna prosjektet skulle reduseres i omfang kom på omtrent samme tid som det ble kjent at Statnett planla mobile gasskraftverk i Midt-Norge til 2 milliarder kroner. Selv om det har blitt presisert fra Statnetts side at disse kun skal settes i drift ved reell fare for rasjonering, er det ikke usannsynlig at en slik investeringsbeslutning skaper usikkerhet i markedet om kraftprisene i perioder med ressursknapphet vil stige tilstrekkelig høyt til at ny produksjonskapasitet blir lønnsom. Investorene er avhengige av relativt høye priser i enkelte timer for å kunne dekke både sine variable kostnader og investeringskostnadene, jf. Joskow (2007). Muligheten for offentlig anskaffede mobile gasskraftverk fortrenger ny permanent produksjonskapasitet kan derfor ikke utelukkes, og poengteres også i Ericson og Halvorsen (2007).

2.5 Magasinfylling

Reservoarkapasiteten i Midt-Norge er på 6 886 GWh, noe som tilsvarer 8 prosent av landets totale magasinkapasitet. Ved årsskiftet 2006-07 lå magasinfyllingen i Midt-Norge så vidt under fjordårets fyllingsgrad, men har siden mars ligget godt over dette nivået, jf. Figur 6.

Figur 6 Magasinfylling i NO2 i 2006 og 2007 til og med uke 44



Kilde: Nord Pool

Det store tilsiget til kraftmagasinene i regionen i løpet av 2007 bidrar naturligvis til å bedre den anstrengte kraftsituasjonen på kort sikt, men nedbørsmengder og temperatur vil variere tilfeldig fra år til år.

En uforutsett tilleggseffekt med gunstig innvirkning på kraftbalansen denne høsten er forventningen om betydelig høyere kraftpriser i 2008, som følge av prishoppet på CO₂-kvoter ved innføringen av Kyoto-avtalen. I dag er spotprisen på ett tonn CO₂ nærmest lik null, mens forwardprisen på ett tonn CO₂ levert i 2008 ble solgt for rundt EUR 23 den 17. oktober. Dette har resultert i at prisene på kraft levert på årskontrakt for 2008 nå ligger på nærmere 52 EUR/MWh, noe som med en kurs på 7,7 tilsvarer 40 øre/KWh. Dette fører til at verdien av vannet til kraftprodusentene (vannverdien) stiger utover høsten, og det lønner seg for produsentene å spare vann fremfor å produsere til en lavere pris i dag. Med forventning om økt fortjeneste på vannet etter nyttår, er det mulig at produsentene vil ta en høyere risiko for overløp i høst. Denne situasjonen er imidlertid et engangsfenomen.

3 Status for kraftkrevende industri i Midt-Norge

I forrige kapittel beskrev vi status for krafttilbudet i Midt-Norge i 2007. I det følgende skal vi se nærmere på forbrukssiden, og mer bestemt på bedriftene innen kraftkrevende industri, som til sammen sto for 46 prosent av kraftforbruket i regionen i 2006.

3.1 Nord-Trøndelag

Faktisk produksjon i Nord Trøndelag i 2006 var på 2,6 TWh. Kraftforbruket var på 4 TWh og kraftkrevende industri, inkludert treforedling, sto for om lag 43 prosent av det totale forbruket. Samlet forbruk til kraftkrevende industri gikk ned fra året før på grunn av reduksjon i produksjonen og deretter nedleggelse ved Elkem Meråker i 2006. Av større gjenværende kraftkrevende industri er Södra Cell Folla og Norske Skog Skogn med et antatt årlig kraftbehov på til sammen 1 780 GWh.

Södra Cell Folla

Fabrikken Södra Cell Folla, kjøpt av det svenske Södra-konsernet fra Norske Skog i 2000, produserer kjemisk termo-mekanisk tremasse (CTMP) i Follafoss med et kraftbehov på 180 GWh årlig. Med stigende kraftpriser og trusler om flytting, gjorde lokalsamfunnet i 2006 en dugnad for å beholde bedriften, blant annet gjennom å legge press på NTE om videreføring av eksisterende kraftavtale, noe de oppnådde på kort sikt. I følge von der Fehr og Hjørungdal (1999) hadde Norske Skog, Folla, en industrikraftavtale på myndighetsbestemte vilkår frem til 2010.

Til Trønder-Avisa 15. juni 2007 sier flere ansatte at de utålmodig venter på det lovede industrikraftregimet, som de håper skal sikre arbeidsplassene på lengre sikt. På tross av et betydelig negativt årsresultat i 2006 mener arbeiderne at utsiktene på kort sikt er gode, fordi etterspørselen etter bedriftens produkter er stor og det er investert betydelig i energieffektivisering. I følge Trønder-Avisa 25. juli 2007 vil for øvrig ikke NTE forlenge den gunstige kraftavtalen med bedriften etter årsskiftet.

Rimelig og forutsigbar tilførsel av trevirke er en annen viktig forutsetning for videre drift. Det er generelt et problem i fylket at hogstmoden tømmer befinner seg i områder der det er vanskelig å få til lønnsom felling. Denne situasjonen kan imidlertid endre seg med økt etterspørsel etter trevirke til biodrivstoff.

Norske Skog Skogn

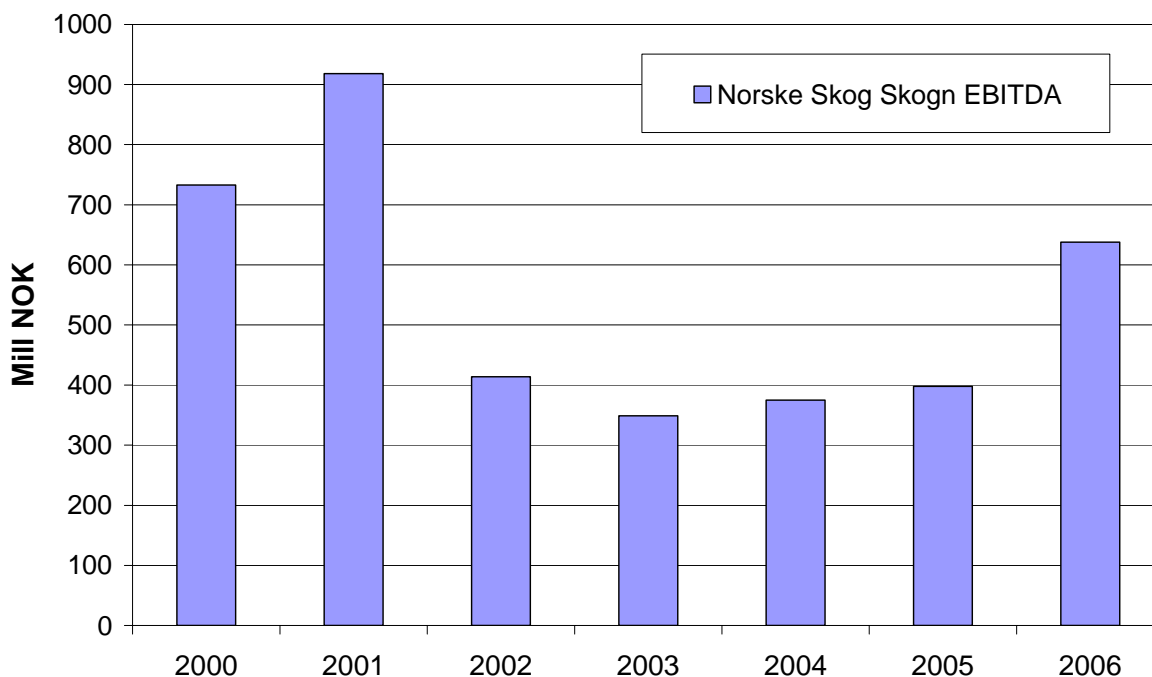
Den største enkeltstående kraftforbrukeren i Nord-Trøndelag er Norske Skog sitt anlegg på Skogn, som er Norges største avisepapirfabrikk, med et kraftforbruk på rundt 1 600 GWh i 2006. I kraftsystemutredningen for Nord-Trøndelag 2006 (NTE 2006) har man lagt til grunn dette forbruksnivået frem mot 2020.

I september 2007 kom det beskjed om at ledelsen i Norske Skog ville redusere produksjonen av avisepapir med totalt 200 000 tonn ved sine fabrikker i Europa i 2008, noe som i følge www.dn.no utgjør 10 prosent av Norske Skogs produksjonskapasitet for avisepapir i Europa. I følge Teknisk Ukeblad 28. september 2007 skal 89 000 tonn av dette reduseres ved Skogn. Samlet kapasitet på Skogn er 600 000 tonn avisepapir per år. Bedriften har imidlertid blitt lovet at produksjonsreduksjonen skal skje uten permitteringer av de 515 ansatte. Overproduksjon av avisepapir på verdensmarkedet,

med tilhørende lav pris, samt et underskudd etter store oppkjøp er bakgrunnen for ledelsens planlagte produksjonskutt. I tillegg har selskapet mye av omsetningen i euro og dollar, som kan by på ekstra utfordringer i perioder med sterk kronekurs, avhengig av sikringstiltak.

Verdien av Norske Skog konsernet har svingt mye de siste årene, men de siste tolv månedene har vært ekstra tøffe med et verditap på over 40 prosent (september 2006 til oktober 2007). Driften på Skogn har imidlertid hatt et godt resultat, se Bilde 4 for utviklingen i driftsresultat før avskrivninger fra 2000 til 2006.

Bilde 4 Driftsresultat før avskrivninger 2000-2006, Norske Skog Skogn



Kilde: Norske Skog Skogn

Det er uklart i hvilken grad det varslede produksjonskuttet ved Skogn vil redusere kraftforbruket ved fabrikken. Fra www.enova.no opplyses det at Enova skal bidra med 50 millioner kroner til en ENØK-investering på rundt 320 millioner, som ved ferdigstillelse i 2011 vil gi en årlig besparelse på 250 GWh. I følge von der Fehr og Hjørungdal (1999) har Norske Skog på Skogn myndighetsbestemte kraftavtaler frem til 2010. I følge Norske Skog utgjør disse 36 prosent av forbruket og har levering NO2. Norske Skog har imidlertid også for flere år siden inngått langsiktige kommersielle avtaler med Statkraft frem til 2020, som utgjør 39 prosent av forbruket. De nye avtalene har for øvrig leveringspunkt i NO1. Etter 2010 har Norske Skog Skogn med andre ord ikke langsiktige kontrakter for levering i NO2.

Norske Skog økte for øvrig nylig sin eierandel i Industrikraft Midt-Norge, som har konsesjon på bygging av kraftvarmeverket på Skogn, fra 10 til 40 prosent, blant annet gjennom kjøp av Statoils eierandel.

3.2 Sør-Trøndelag

Produsert energi i Sør-Trøndelag var på 4,9 TWh i 2006 og forbruket var på 5,2 TWh. Av dette utgjorde forbruket til kraftkrevende industri ca 21 prosent, en reduksjon på to

prosentpoeng fra året før. Kraftkrevende industri av en viss størrelse i Sør-Trøndelag er Orkla Exolon og Elkem Thamshavn i Orkanger og FESIL Holla Metall på Kyrksæterøra, med et maksimalt effektuttak på drøyt 165 MW og et årlig stipulert kraftforbruk på til sammen 1 346 GWh. Disse bedriftene utgjør kjernen i en silisiumklynge i Orkladal-regionen og har i følge Dagens Næringsliv 3. januar 2006 blant annet samarbeidet med NTNU og SINTEF om å bli et såkalt "Norwegian Centre og Expertice", noe som i så fall vil utløse 5-10 forskningsmillioner årlig fra NFR over flere år. Klyngen var imidlertid ikke representert på listen over søkere til NCE-programmet verken i 2006 eller 2007.

Orkla Exolon

Orkla Exolon produserer silisiumkarbid som blant annet benyttes i solcelleindustrien og partikkelfilter til dieselmotorer, og opplever derfor for tiden vekst i etterspørselen etter sitt produkt. Bedriften økte også bemanningen fra 2005 til 2006 med 35 personer. Årlig produksjon er 15 000 tonn silisiumkarbid. Orkla Exolon er heleid av Washington Mills Cop.

Etterspørselen etter kraft utgjør et maksimalt effektuttak for bedriften på 19 MW og antatt årlig energiforbruk er 136 GWh. Bedriften har antydning av en økning på 4,5 MW, men tidspunktet for utvidelsen er usikker. Bedriften har kontrakter med Statkraft på myndighetsbestemte vilkår frem til 2010. Kontraktene ble delvis inngått på 60 og 70-tallet, noe som tilsier at prisnivået i kontrakten er svært gunstig, jf. von der Fehr og Hjørungdal (1999). Overgangen til markedsbaserte kontrakter vil dermed utgjøre en betydelig kostnadsøkning i produksjonen.

Elkem Thamshavn

I Orkanger finner vi også ett av Elkem tre norske fabrikker for silisiumproduksjon, nemlig Elkem Thamshavn. Elkem er et datterselskap i Orklakonsernet og Elkem Thamshavn tilhører Orklas forretningsområde Spesialmaterialer. Maksimalt effektuttak for Elkem Thamshavn er på 66,2 MW og årlig kraftforbruk er 580 GWh. Det er ingen kjente konkrete planer for utvidelser av driften.

For et drøyt år siden varslet bedriftens ledelse, i følge avisa Sør-Trøndelag 7. september 2006, at den ville vurdere å stenge produksjonen ved alvorlig kraftknapphet vinteren 2006/2007. Dette som en konsekvens både av myndighetenes oppfordring om å inngå energiopsjonsavtaler med Statnett og av høye kraftpriser, som kunne gjøre det lønnsomt å stenge virksomheten og i stedet selge kraften videre. Samtidig påpeker direktør Alf Tore Haug til avisa at bedriften muligens kun har ett til tre år igjen, dersom politikerne ikke sørger for en levelig strømpris.

I følge www.adressa.no 25. mai 2007 tilbød ledelsen ved Elkem Thamshavn Statnett en løsning der deler av de mobile gasskraftenhetene tiltenkt Tjeldbergodden kunne lokaliseres ved bedriften for å styrke energieffektiviteten og redusere klimagassutslippene. Til gjengjeld ble det stilt krav om at bedriften skulle stenges den perioden kraftverket produserte og Statnett ville måtte betale for opprustning av Elkem Salten, slik at den tapte produksjonen ved Elkem Thamshavn kunne tas igjen der. Uten en slik ordning vil det i følge avisa være mindre trolig at Elkem Thamshavn ønsker å gå inn på avtale om energiopsjoner med Statnett kommende vinter. Bindende kontrakter med kunder frem til 2010 er hovedargumentet.

I 2010 går den siste myndighetsbestemte langsiktige kraftkontrakten for Elkem Thamshavn ut. Bedriften hadde i tillegg en kontrakt fra 1960 som utløp i 2004, jf. von der Fehr og Hjørungdal (1999). Fra Innst.S.nr.213 (2004-2005) går det imidlertid frem at Elkem er en av aktørene som da det i 1999 ble kjent at myndighetsbestemte kontrakter skulle fases ut innen 2011, inngikk nye langsiktige kontrakter på markedsbaserte vilkår. Fra Dagens Næringsliv 20. desember 2000 vet vi for eksempel at Elkem Mosjøen inngikk kraftleveringsavtale med Vattenfall i forbindelse med en produksjonsutvidelse, med levering frem til 2020. Slike kontrakter er nå svært gunstige. I tillegg har Elkem selv egen kraftproduksjon i Sauda, Bremanger og Salten. Selskapet eier eller leier totalt 13 vannkraftverk med gjennomsnittlig årsproduksjon på 3 TWh. Elkem har også en eierandel i Industrikraft Midt-Norge på 10 prosent.

FESIL Holla Metall

Av FESIL-konsernets tre norske smelteverk, ligger to i Sør-Trøndelag, Holla Metall på Kyrksæterøra og Lilleby Metall i Trondheim. I tillegg driver konsernet Rana Metall. Konsernet produserer betydelige mengder ferrosilisium, som brukes i produksjon av rustfritt stål, og silisiummetall, som benyttes innenfor kjemi-, aluminiums- og elektronikkindustri. I følge konsernets årsrapport 2006 førte høye kraftpriser og svake salgspriser for selskapets hovedprodukter til et svekket resultat i 2005 som vedvarte inn i 2006. Økte markedspriser i siste kvartal 2006 bidro sammen med mer effektiv drift til lønnsom drift både ved Holla Metall og Rana Metall.

Holla Metall ble etablert i 1964 og har en årlig kapasitet på 55 000 tonn silisiummetall. Maksimalt effektuttak ved Holla Metall er 80 MW og det årlige energiforbruket er på 630 GWh. I 2006 var det drift på tre av fire ovner, men forventning om god etterspørsel og økte markedspriser i 2007 har ført til at det er besluttet å starte opp den siste ovnen. Bedriften har kontrakt på myndighetsbestemte vilkår frem til 2010. Det samme har FESIL Lilleby Metall, jf. von der Fehr og Hjørungdal (1999). For øvrig har FESIL Rana Metall, som hadde en kontrakt fra 1950 med utløp i 2005, tidligere inngått ny langsiktig kontrakt med Statkraft på markedsvilkår. Konsernets resultat før skatt var på 23 millioner kroner i 2006. I 2005 og 2004 var det på henholdsvis 24 og 80 millioner kroner.

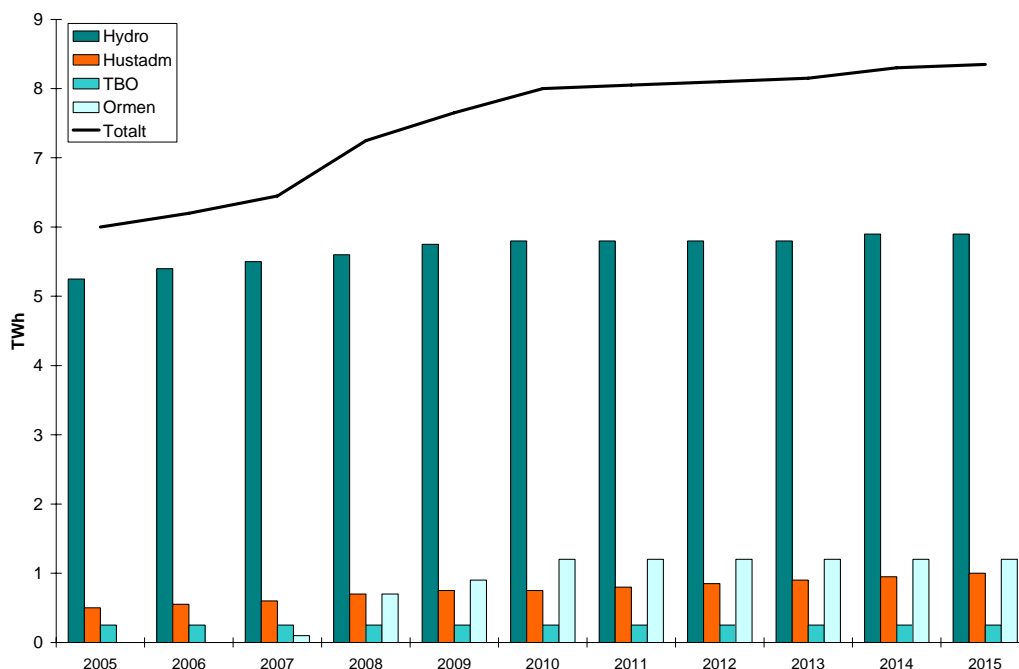
FESIL Lilleby Metall i Trondheim har stanset all produksjon på ubestemt tid. Det har imidlertid vært diskutert om det gamle smelteverket skal benyttes som lokaler for FESIL Sunenergys produksjon av en ny type silisium som er ren nok til å produsere solceller, vurdert startet opp årsskiftet 2008/2009, jf. www.dn.no 26. juni 2007. Avgjørelsen om videre satsing avhenger av resultatene fra inneværende pilot-periode.

3.3 Møre og Romsdal

Det ble produsert drøyt 6 TWh i Møre og Romsdal i 2006 og totalt forbruk var på 9,9 TWh. Av dette utgjorde forbruket til kraftkrevende industri 61 prosent, en tilsvarende andel som året før. Kraftkrevende industribedrifter i dette fylket er Hydro Aluminium på Sunndalsøra, Hustadmarmor i Elnesvågen, Statoils Metanolfabrikk på Tjeldbergodden og – fra høsten 2007 – prosessanlegget for gassen fra Ormen Lange på Nyhamna. Maksimalt effektuttak fra disse bedriftene i 2006 var på rundt 740 MW, noe som vil øke til ca 830 MW i 2007. Det samlede kraftforbruket for kraftkrevende industri i Møre og Romsdal i 2006 var på 6 TWh og ventes å øke til 6,4 TWh for 2007.

Både maksimalt effektuttak og energiforbruk fra den kraftkrevende industrien i Møre og Romsdal kommer til å øke videre i årene fremover, se prognosen (fra 2006) illustrert i Figur 7. I figuren er en eventuell forsert produksjonsopptrapping på Ormen Lange anlegget ikke vist.

Figur 7 Utvikling i energiforbruk i kraftkrevende industri i Møre og Romsdal fra 2005 til 2015 – prognose



Kilde: Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2006, Istad (2006)

Hydro Aluminium Sunndal

Aluminiumsverket til Hydro på Sunndalsøra er etter utvidelsene i 2004 Europas største aluminiumsverk, med produksjonskapasitet på rundt 360 000 tonn aluminium i året. Årlig kraftforbruk er 5,4 TWh med et effektuttak på 615 MW. Det foreligger også planer om videre vekst, noe som kan innebære en gradvis forbruksøkning opp til 700 MW frem mot 2015. Resultatene for Hydros Aluminiumsvirksomhet har vært gode de siste årene og i følge Dagens Næringsliv 20. februar 2007, hadde Hydro Aluminium Sunndal alene et rekordstort resultat på 1 551 millioner kroner i 2006, mot 782 millioner kroner i 2005.

Bakgrunnen for de gode resultatene er i følge www.hydro.com den kraftige økningen i aluminiumprisen kombinert med god kostnadskontroll i et marked preget av høye kostnader. Økte kraftkostnader vil påvirke fremtidige resultat, men på grunn av økning i kraftkostnadene i sentrale aluminiumproduserende regioner, som Europa og USA, vil dette også bidra til økning i aluminiumprisene. Konkurransmessig er det økende produksjonskapasitet for aluminium, spesielt i Kina, men der forventes også en betydelig forbruksvekst.

Hydro konkluderer med at porteføljen av langsiktige kraftkontrakter ventes å sikre et rimelig stabilt kostnadsnivå i årene framover. Hydro har i tillegg en årlig normalproduksjon på 9 TWh og opererer 17 kraftstasjoner i Sør-Norge.

Hustadmarmor

Produksjonslokalene for Hustadmarmor sine finmalte kalkprodukter ligger i Elnesvågen i Fræna. Kundene er i hovedsak papirindustrien i Europa, men markedet er nylig utvidet til Nord-Amerika. Hele 99 prosent av produksjonen blir eksportert. Produktene fra Hustadmarmor leveres i flytende form, kalt slurry, og fraktes i spesialbygde båter. Råstoffet til industrien er marmor som kommer fra lokale gruver og gruver i Brønnøy kommune. Kalkvirksomheten i området startet allerede i 1948 som en utnyttelse av en lokal kalkforekomst med tanke på kalking og oppdyrking av store myrområder. Hustadmarmor har ca 160 ansatte og eies av det internasjonale konsernet, OMYA AG, med hovedsete i Sveits.

Kraftforbruket til Hustadmarmor er på rundt 0,5 TWh årlig med et effektuttak på 87 MW. Bedriften har utvidet sin virksomhet de siste årene, og har i følge Statnett (2006) planer om videre opptrapping av aktivitetene, noe som vil kunne innebære en økning på 60 MW frem mot 2015. Hustadmarmor har langsiktig kraftavtale til myndighetsbestemte priser frem til 2010, jf. von der Fehr og Hjørungdal (1999).

Hustadmarmor AS er også en av de tre eierne av Industrikraft Møre, som planlegger å bygge av gasskraftverk i tilknytning til Hustadmarmor sine produksjonslokaler i Elnesvågen. Konesjonssøknad for gasskraftverket ble sendt til NVE i desember 2006. En av planene som involverer Hustadmarmor sin virksomhet består i å bruke CO₂ fra gasskraftverket til å produsere en syntetisk utgave av kalsiumkarbonat.

Statoil Tjeldbergodden

Industrianlegget Tjeldbergodden på Nordmøre ble offisielt åpnet i juni 1997 og består av metanolfabrikk, gassmottaksanlegg, luftgassfabrikk og LNG-fabrikk. Metanolfabrikken, som mottar gass via rørledningen Haltenpipe fra Heidrun-feltet på Haltenbanken, er blant de største i verden med en produksjonskapasitet på rundt 900 000 tonn metanol årlig. Volumet tilsvarer 25 prosent av Europas samlede produksjonskapasitet for metanol og 14 prosent av Europas forbruk. Statoils eierandel i fabrikk er 81,7 prosent, mens ConocoPhillips har 18,3 prosent. Dagens effektuttak er på rundt 30 MW.

Statoil har lagt fram planer om utvidelse av metanolfabrikken og bygging av et gasskraftverk i tilknytning til fabrikk. Gasskraftverket har fått konsesjon fra NVE, med krav om at det blir lagt til rette for senere CO₂-håndtering på anlegget. Våren 2006 offentliggjorde Statoil og Shell planene om å realisere en CO₂-verdikjede i tilknytning til det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden, med reinjeseering av CO₂ som trykkstøtte til økt oljeutvinning på Draugen-feltet og elektrifisering av sokkelen. I sommer ble det klart at prosjektet ville bli for kostbart.

Ormen Lange

Ormen Lange er det nest største gassfeltet på norsk sokkel. Feltet ble oppdaget av Hydro i 1997 og ligger i Norskehavet rundt 120 kilometer nordvest for kysten til Møre og Romsdal. Plan for utbygging og drift for Ormen Lange-feltet, samt plan for anlegg og drift for den undersjøiske gassrørledningen Langeled, ble enstemmig godkjent av Stortinget 2. april 2004. Den 13. september 2007 startet gassproduksjonen, tre uker før den offisielle åpningen av gassfeltet. Fra mellom 800 og 1 100 meters havdyp transporteres gassen gjennom rør inn til Nyhamna i Aukra kommune. Der blir gassen prosessert før den sendes 1 200 kilometer via Langeled til Easington i England. Ormen

Lange vil i følge www.hydro.com maksimalt kunne eksportere 70 millioner kubikk-meter gass og 50 000 fat kondensat til Storbritannia daglig. De første gassleveransene fra Ormen Lange til Storbritannia og Kontinentet vil være forholdsvis moderate, men gassvolumene vil gradvis øke. I første omgang er feltet startet opp med basis i tre ferdigstilte brønner. Ved full produksjon vil Ormen Lange kunne dekke opp til 20 prosent av gassforbruket i Storbritannia.

Hydro har vært operatør og ansvarlig for planleggings- og utbyggingsfasen av Ormen Lange, mens Shell vil ta over som operatør 1. desember 2007. Shell har for øvrig vært ansvarlig for boring av produksjonsbrønner på vegne av utbyggingsoperatøren, se Tabell 6 for en oversikt over partnerselskapene i gassfeltet.

Tabell 6 Partnerselskapene i Ormen Lange

Hydro	18,0728 %		operatør i utbyggingsfasen
Shell	17,0375 %		operatør i driftsfasen
Petoro	36,4750 %		
Statoil	10,8441 %		
DONG Energy	10,3420 %		
ExxonMobil	7,2286 %		

Det behøves store mengder elektrisk kraft for å transportere gassen fra Nyhamna til Easington og i 2005 ble det gitt konsesjon til en 420 kV industriradial fra Fræna til Nyhamna. Maksimalt forventet effektuttak og energiforbruk vil bli på henholdsvis 220 MW og 1,2 TWh.

3.4 Oppsummering

Utfordringene for Nord-Trøndelags skogindustri er ikke bare betinget av mangel på rimelig kraft. Andre markedsmessige forhold som råvaretilgang, svak pris på eget produkt og sterk kronekurs spiller i stor grad inn i negativ forstand for denne industrien. Likevel forventer Norske Skog Skogn et tilfredsstillende økonomisk resultat også for 2007. Fabrikken har hatt et snittresultat på over 600 millioner kroner de ti siste årene og er den mest kostnadseffektive i konsernet. Usikkerheten rundt den fremtidige kraftforsyningen i Midt-Norge anses imidlertid av selskapet som den største trusselen mot fabrikken for fortsatt status som en av hovedpilarene i Norske Skog.

For den såkalte silisiums-klyngen i Sør-Trøndelag har det ekspansive solcelle-markedet bidratt til en mulighet for vekst og videre utvikling av industrien, til tross for økte utgifter til kraft etter hvert som de gunstigste kraftavtalene går ut.

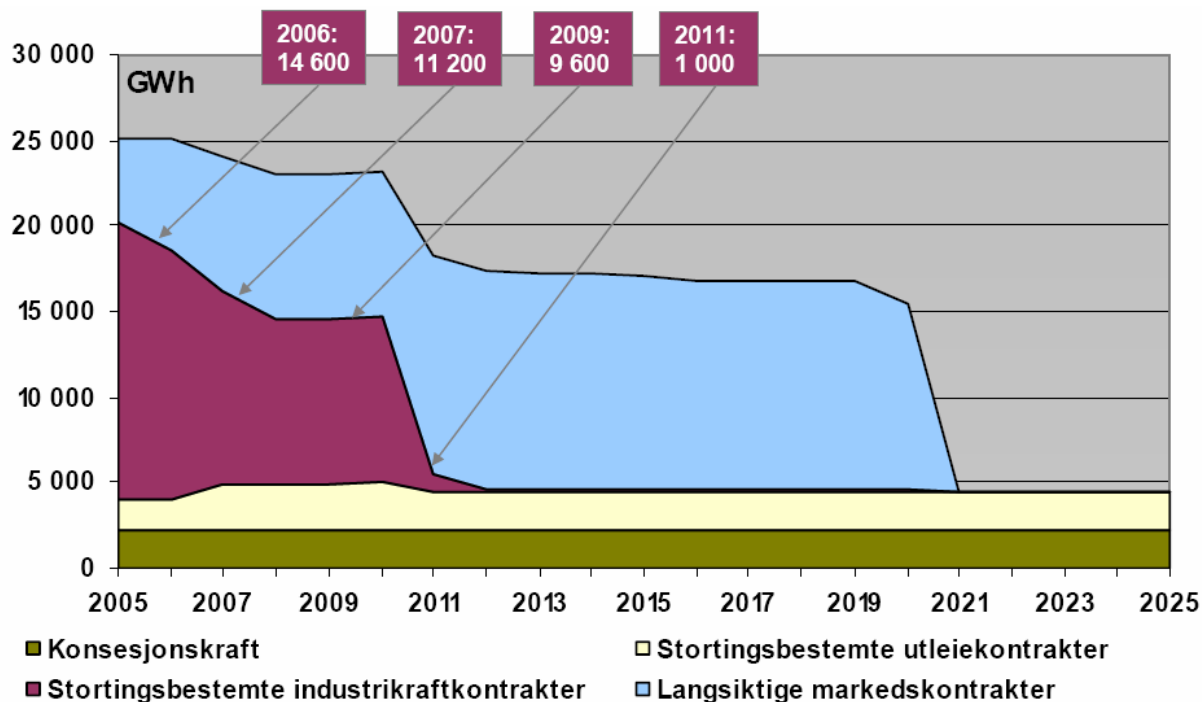
Den kraftkrevende industrien i Møre og Romsdal opplever alle vekst i etterspørselen etter sine produkter, noe som trolig fortsetter de nærmeste årene. De gode tidene kan derfor vedvare med hjelp av fortsatt effektiv drift, og til tross for usikkerhet i kraftpriser. Det kan se ut som om videre ekspansjon i dag hemmes vel så mye av mangel på kraft som prisen på kraft.

3.5 Nytt industrikraftregime, når og hvordan?

Fra 50-60 tallet startet en praksis med langsiktige pris- og volumkontrakter til kraftkrevende industri på myndighetsbestemte vilkår. Disse kontraktene var prismessig svært gunstige. Med blant annet et endret miljøfokus, deregulering av kraftmarkedet og

innføringen av EØS-avtalen ble det etter 1999 ikke lenger inngått flere slike avtaler og utløpte kontrakter måtte reforhandles på markedsbaserte vilkår. De siste myndighetsbestemte kontraktene utløper i 2012, jf. Bilde 5. Denne utviklingen har for øvrig ikke vært et særnorsk fenomen og krav fra industrien om innføring av nye særordninger finnes også i EU.

Bilde 5 Kontraktportefølje Statkraft



Kilde: Statkraft

Til tross for bred politisk enighet på slutten av 90-tallet om at langsiktige kraftavtaler skulle baseres på markedsvilkår, ble det i Soria Moria erklæringen nedfelt et mål om å etablere et nytt industrikraftregime. Siden har det pågått et arbeid fra myndighetenes side med å designe et slikt regime. Blant annet har det blitt foreslått og utredet muligheten for et eget industrikraftmarked. Olje- og energiminister Enoksen antydte i februar i år at et forslag ville bli presentert for stortinget i forbindelse med revidert statsbudsjett, men det var lite konkret som ble offentliggjort i den forbindelse, til industriens store skuffelse. På oppfordring fra stortingsrepresentant Solvik-Olsen, gir Enoksen i et brev fra Olje- og energidepartementet datert 15. juni 2007 en oppsummering av rammene for nytt industrikraftregime. Tre utgangspunkt nevnes:

- Industrikonsortium – skal opprettes for kjøp og utbygging av kraft på langsiktige vilkår
- Kommersielle forhandlinger med blant annet produktpriskonterterte kontrakter for et avsatt kraftvolum innenfor myndighetsbestemte rammer, der det også tas hensyn til energigjenvinning og enøk
- Langsiktige industrikraftkontrakter på basert på markedspris, der strenge bestemmelser vedrørende fleksibilitet i forbruket og forsyningssikkerhet skal innarbeides

I brevet pekes det på at mulige organiseringer av et slikt regime ble fremlagt for ESA 11. juni. I følge www.petro.no 13.06.07 forsikret Enoksen demonstrerende industri-

arbeidere foran Stortinget, at myndighetene vil sette hardt mot hardt i denne saken og om nødvendig bringe saken inn for EFTA-domstolen.

Uansett nytt industrikraftregime eller ikke, er det flere gode grunner til at myndigheter og kraftkrevende industri bør spille på lag, både med tanke på forsyningssikkerheten og konkurransen i kraftmarkedet, noe vi skal diskutere nærmere i neste kapittel.

4 Lave kraftpriser og bedret kraftbalanse – et politisk dilemma

I dette kapitlet diskuteres dilemmaet som myndighetene står overfor når energi- og effektbalansen forverres og forbrukerne opplever stigende priser uten at nivået utløser ny produksjon. Vi argumenterer for viktigheten av å beholde kraftkrevende industri som en nyttig aktør for et fleksibelt kraftmarked kjennetegnet av betydelige fluktuerende vannkraftressurser og økte utfordringer knyttet til forsyningssikkerhet. I den forbindelse foreslår vi områder hvor tiltak kan settes inn uten at prismekanismen hemmes som signalgiver for realisering av samfunnsøkonomisk riktige investeringer.

4.1 Hvorfor ikke ”ja takk begge deler”?

Flere såkalte deregulerte kraftmarkeder har erfart energi- og/eller effektknapphet de siste årene, og noen har endog opplevd kaskadeutfall. Kjente eksempler på internasjonale kraftkriser i markeder med mye vannkraft er Brasil i 2001, California i 2000/2001 og Chile i 1998/1999. Disse og lignende hendelser i andre land har brakt temaet om leveringssikkerhet i deregulerte kraftmarkeder øverst på dagsorden i den politiske debatten, se ECON (2003a) for en studie av internasjonale kraftkriser. Studien viser at deregulering i seg selv ofte får skylden for mangelen på tilstrekkelige investeringer i produksjonskapasitet eller overføringskapasitet, noe som antas å være den underliggende årsaken til disse krisene. I teorien skal deregulerte kraftmarkeder gi aktørene økonomiske insentiver til å investere i ny kapasitet. Betingelser som må være oppfylt for at det teoretiske prinsippet skal holde er uregulerte priser til forbrukerne, slik at eventuelle ubalanser mellom tilbud og etterspørsel av kraft blir avdekket gjennom prismekanismen, samt mulighet for fri etablering av ny produksjonskapasitet, slik at de mest effektive prosjektene – i form av kapasitet og lokalitet – blir realisert. I praksis har imidlertid høye kraftpriser ofte blitt møtt med populistiske tiltak som pris-tak, jf. for eksempel California-krisen der pris-tak bidro til å gjøre den underliggende knapphetssituasjonen enda verre. I tillegg kan ikke investeringsplaner fritt realiseres, men må gjennomgå omfattende konsesjonsprosesser og oppfylle strenge miljøkrav. Kraftmarkedet avviker også fra teorien med hensyn til at kapasitetsutvidelser, både produksjon og infrastruktur, skjer sprangvist, noe som kompliserer investeringsbeslutningene. Dermed forlenges perioden hvor etterspørselsveksten stanger mot produksjonsgrensen, med tilsvarende utslag i prisnivået.

Utfordringene for politikerne øker når markedet i tillegg er avhengig av vannkraft, som det norske, ettersom en strammere energi- og effektbalanse kan sammenfalle med perioder der tilsigete uventet svikter, som vinteren 2002/2003 og vår/sommeren 2006, da prisene ble rekordhøye. Siden det gjennomsnittlige prisnivået på kraft forventes å fluktuere i samsvar med tilfeldige våte og tørre år, vil en merkbar økning i prisnivået kunne utløses av en unormal svikt i tilsigete eller en strammere kraftbalanse – eller en miks av begge deler. Derfor kan det være vanskelig for politikere å oppdage, og formidle, den underliggende årsaken til en tiltagende energi- eller effektkrise, og enda mer problematisk å forklare for opinionen nødvendigheten av et høyt prisnivå for å utløse ny produksjonskapasitet som kan dempe prisnivået igjen. Sannsynligheten for uventet store tilsigete er imidlertid også til stede, noe som kan bringe prisnivået ned under normalt nivå og regelrett vaske vekk velgernes opplevelse av ressursknapphet, som sommeren 2007. Ettersom etterspørselen gradvis vokser, vil episoder med mindre alvorlig tilsigete svikt kunne føre til at prisnivået øker raskere, noe som utløser mer press mot politikerne for å re-regulere kraftprisene.

Lar myndighetene kraftprisene kun styres av tilbud og etterspørsel, vil vedvarende høye priser kunne føre til at enkelte el-avhengige industrier må stenge eller flytte sin virksomhet. Isolert sett kan ulempene ved en slik politikk oppveies mot at kraft dermed frigjøres til gode for de gjenværende forbrukerne, jf. Bye m. fl. (2006).

4.2 Hvorfor ikke ofre kraftkrevende industri?

4.2.1 Forsyningssikkerhet

Effektiv etterspørselsrespons blir imidlertid i flere sammenhenger fremholdt som en av nøkkelfaktorene til økt leveringssikkerhet i deregulerte krafmarkeder på lengre sikt, jf. Joskow (2005). Analyser av frivillig etterspørselsreduksjoner i forbindelse med kraftkriser – enten som følge av sparekampanjer initiert av myndighetene, høyere kraftpriser eller begge deler – konkluderer med at slik respons har spilt en vesentlig rolle i å lette alvorlighetsgraden under en kraftkrise, se for eksempel analysen til Goldman m.fl. (2002). Der analyseres kraftkrisen i California i 2000-2001 og det konkluderes med at omfanget av lastreduksjon som skrev seg fra frivillig etterspørselsrespons i forbindelse med den tiltagende kraftknappheten, bidro til en signifikant reduksjon i antallet varslede utkoblinger predikert på forhånd. Under kraftkrisen i det nordiske kraftmarkedet vinteren 2002/2003 ble det registrert en betydelig reduksjon i forbruket til norske kraftkunder, noe som bidro til at de varslede rasjoneringene ikke ble nødvendig å gjennomføre, se von der Fehr m. fl. (2005) og ECON (2003b). Selv om forholdene ikke nødvendigvis er slik at det ved en eventuell ny energi- eller effektkrise vil bli utløst tilsvarende frivillige forbruksreduksjoner, er det tydelig at store forbrukere med potensiell fleksibilitet har en positiv verdi for kraftsystemet. Således er det opplagt et dilemma mellom å la industrien bli eksponert for markedspriser og å holde på nasjonal lokalisering av potensielt nyttig kraftkrevende industri.

Noe av dette dilemmaet er tilsynelatende forsøkt løst gjennom Statnetts forsøksordning med såkalte energiopsjoner vinteren 2006/2007, se Statnett (2007). Som tidligere nevnt kan det imidlertid være et spørsmål om myndighetene med en slik ordning betaler for det samme to ganger.

4.2.2 Øker verdien av vannet i lavlast

Norske husholdninger har en stor andel av sitt el-forbruk knyttet til oppvarming. Dermed varierer forbruket betydelig mellom sommer- og vintersesongen. Tilsiget til det norske vannkraftsystemet varierer motsatt – det er høyest når behovet for oppvarming er lavest. I perioder med mye nedbør og lavt el-forbruk til alminnelig forsyning, slik som sommeren 2007, tjener kraftprodusentene på at kraftkrevende industri holder forbruket (og prisnivået) oppe. Hvis kraftprodusentenes reguleringskapasitet er fullt utnyttet eller overføringskapasiteten i nettet er begrenset, vil perioder med mye tilsig og liten etterspørsel kunne føre til at vann går til spille.

4.2.3 Konkurransen i kraftmarkedet

Ulike studier av konkurransen i det nordiske kraftmarkedet de siste årene antyder at store produsenter i perioder både kan ha muligheter til og finne det lønnsomt å utnytte sin dominerende posisjon til å manipulere spotprisen, jf. von der Fehr og Johnsen (2002) og

ECON (2002). Så lenge store deler av en kraftprodusents produksjon er bundet opp i langsiktige kontrakter for fremtidig salg, vil for øvrig lønnsomhetsaspektet ved å drive opp prisen i spotmarkedet reduseres betraktelig. Av den grunn har det frem til nå vært lite fokus på mulighetene og lønnsomheten av å utnytte markedsmakt i spotmarkedet eller gjennom et eventuelt samspill mellom fysisk og finansielt marked.

En fortsatt betydelig andel av kraftkrevende industri med langsiktige kraftkontrakter (på kommersielle vilkår) i det nordiske markedet, vil derfor virke disiplinerende for potensielt strategisk atferd i spotmarkedet. Fravær av dominerende aktører på produksjonssiden vil selvfølgelig være det mest ønskelige og effektive for kraftsystemet og forbrukerne, men ettersom omstruktureringen i Norden og EU har gått mot færre og større selskap og krysseierskap er blitt vanlig, vil store volumer i langsiktige kontrakter – gitt at produsentene kun inngår salgskontakter – virke konkurransefremmende.

I denne sammenheng kan nevnes at hvis produsentene har mulighet til å ta lange finansielle posisjoner (fremtidig kjøp), vil høye spotpriser på oppgjørstidspunktet øke verdien av posisjonene. Terminmarkedet kan dermed faktisk bidra til å *svekke* konkurransen i det fysiske markedet jf. ECON (2002), som på oppdrag fra NVE vurderte hvilke muligheter og incentiver store vannkraftprodusenter kan ha til å utnytte spillet mellom det fysiske og finansielle markedet på Nord Pool, på bakgrunn av en beslutning om å granske en mulig markedsmanipulasjon våren 2002, se Nord Pool (2002). Arbeidet er senere formalisert i Munthe m. fl. (2007).

4.4 Men hva kan gjøres?

På grunn av EØS/EU reglene er myndighetenes handlefrihet med hensyn til å særbehandle kraftkrevende industri betydelig redusert. I et deregulert kraftmarked er det imidlertid andre rammebetingelser myndighetene kan påvirke, dersom det er ønskelig å beholde slik industri i Norge. Vi foreslår her å satse på å styrke konkurransen i kraftmarkedet og å finne virkemidler som tar hensyn til eventuelle positive eksterne effekter mellom kraftkrevende industri og kraftsystemet.

4.4.1 Sørge for et likvid finansmarked

Først og fremst gjelder det å legge til rette for tilstrekkelig konkurranse i kraftproduksjonen, noe som også var hensikten med dereguleringen av det norske kraftmarkedet i 1991. Med tilstrekkelig produksjonskapasitet vil velfungerende konkurranse gi lavere priser enn tilfellet vil være med få store produsenter. Fravær av markedsrett utnyttelse i det fysiske (spot)markedet legger også grunnlaget for likviditeten i det finansielle (termin)markedet, se for eksempel se Munthe m. fl. (2007). Et likvid finansielt marked påvirker i sin tur muligheten industrien har til å inngå nye langsiktige kraftkontrakter på konkurransedyktige vilkår, siden prisene på Nord Pool vil være relevante referansepriser i forhandlingene.

4.4.2 Finne effektive virkemidler for fordeling av positive eksterne effekter

Vi har sett av diskusjonen ovenfor at etterspørselsrespons fra kraftkrevende industri kan bety store samfunnsøkonomiske besparelser ved å forhindre for eksempel rasjonering ved alvorlig ressursknapphet eller spill av vann. For et kraftsystem som i stor grad er basert på vannkraft med store stokastiske svingninger i tilsiget, er det en gevinst for

systemoperatøren at det finnes betydelig fleksibilitet i etterspørselen. Den samfunnsøkonomiske nytten av å ha en slik sikkerhetsventil i systemet gir imidlertid lite tilbake til kraftkrevende industri. Dersom industrien på en effektiv måte kunne blitt tilbakeført verdien av slike positive eksterne virkninger, kunne dette muligens veie opp for økte kraftpriser.

Et først og fremst teoretisk bidrag i så henseende presenteres i Sandsmark (2007). Dette er et arbeid som benytter to-trinns stokastisk lineære produksjonspill til å modellere og analysere et kooperativt tilbudspill for kraftmarkeder under usikkerhet. Løsningen av dette spillet utnytter incentivene som markedsaktørene kan ha for å diversifisere markedets teknologisammensetning på produksjonssiden og således redusere tilsigsrisikoen. Metoden egner seg også som utgangspunkt for å analysere og implementere effektiv etterspørselsrespons for store forbrukere for derigjennom å bidra til økt leveringssikkerhet.

I sin nåværende form er modellen for generell til å anvendes direkte på kraftmarkedet. Gevinsten ved å benytte et rammeverk som kooperativ spillteori for å løse noe av utfordringen ved en strammere energi- og effektbalanse og hydrologisk usikkerhet er imidlertid verdt å legge merke til, og om mulig videreutvikle for praktisk anvendelse.

Den mest fremtredende særpreget ved ovennevnte metode er at aktørene som deltar i samarbeidet ikke behøver å ha negativt korrelerte ressurser (i form av usikkert tilbud eller etterspørsel) for å komme gunstigere ut enn ved å opptre uavhengig av de andre. I tillegg vil de aktørene som tilfører fellesskapet en ressurs det er knapphet av, bli relativt godt belønnet. Ved gjentatt interaksjon vil man derfor kunne forvente at metoden fremmer investeringer i produksjonsteknologi som skaper en diversifiseringsgevinst, og dermed bidrar til å styrke forsyningssikkerheten. Slik som kraftmarkeder er rigget i dag, er det liten grad av slike internaliserte incentiver.

Et lignende argument er presentert i Joskow og Tirole (2005) anvendt på markedsbaserte investeringer i overføringskapasitet under usikkerhet. Ved bruk av kooperativ spillteori vil man imidlertid i tillegg oppnå en gevinst i form av redusert individuell usikkerhet (reduert varians) selv når de usikre individuelle ressursene er helt stokastisk uavhengige. På denne måten kan individuell reduisering av risiko på kort sikt bidra til en gevinst for fellesskapet i form av en diversifisert produksjonportefølje på lengre sikt.

I så måte kan metoden beskrevet ovenfor være et effektivt virkemiddel for å styrke tilstedeværelsen av kraftkrevende industri, siden store forbrukere i modellen ikke blir betalt for å redusere etterspørselen når kraftsituasjonen er anstrengt, noe de muligens ville vurdert å gjøre uansett, men de blir tilgodesett gjennom delingen av en forsikringsgevinst som oppstår på grunn av aktørenes potensielt negativt korrelerte tilfeldige ressurser – uten at prismekanismen blir forstyrret.

Referanser

- Bye, T., E. Holmøy og K. M. Heide (2006) 'Removing policy based comparative advantage for energy intensive production' Discussion Papers No. 462, July 2006, Statistisk Sentralbyrå, Oslo
- ECON (2002) 'Kan samspillet mellom fysisk og finansielt marked utnyttes?', Rapport 2002/90, ECON Analyse, Oslo
- ECON (2003a) 'Internasjonale erfaringer med kraftforsyningskriser', Rapport 2003/071, ECON Analyse, Oslo
- ECON (2003b) Tørrår i Norden. Sank forbruket i Norge? ECON-notat 7/03. ECON Analyse, Oslo
- ECON (2006) 'Kraftsituasjonen i Midt-Norge' ECON-notat 2006-041, ECON Analyse, Oslo
- Ericson, T og B. Halvorsen (2007) 'Har vi en potensiell kraftkrise i Midt-Norge?' Økonomiske Analyser 3/2007, Statistisk Sentralbyrå, Oslo
- Goldman C A, Barose G L, og Eto J H. (2002) 'California customer load reductions during the electricity crisis: did they help to keep the lights on?' *Journal of Industry, Competition and Trade*, 2, 113-142
- Innst.S.nr.213 (2004-2005). Innstilling fra energi- og miljøkomiteen om Stortingets anmodningsvedtak nr. 359 (2003-2004)
- Istad (2006) Kraftsystemutredning Møre og Romsdal 2006, mai 2006, Istad Nett, Molde
- Joskow P. L. (2005) 'Supply security in competitive electricity and natural gas markets' Notes prepared for the Beesley Lecture in London on October 25, 2005
- Joskow P. L. (2007) 'Competitive electricity markets and investment in new generating capacity' *The New Energy Paradigm* (Helm D. ed.), Oxford University Press, Oxford
- Joskow P. L., og Tirole J. (2005) 'Merchant transmission investment' *Journal of Industrial Economics*, 53, 233-264
- Konkurransetilsynet (2007) KonkurransNytt, 3/2007, Bergen
- Lockert, K. (2006) <http://www.bi.no/ceeFiles/KnutLockert.pdf>
- Munthe, K. L., M. Sandsmark og B. Tennbakk (2007) 'Is there a scope for exploiting the interplay between physical and financial electricity markets?' Arbeidsnotat 2007:4 Høgskolen i Molde, Molde
- Nord Pool (2002) 'Report for market surveillance at Nord Pool ASA and Nord Pool Spot AS. 1 May to 31 August 2002', Nord Pool, Oslo
- NTE (2006) Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag 2006-2015, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, mai 2006
- Ruff L E. (2002) 'Demand response: Reality versus "resource"' *The Electricity Journal*, 15, 10-23
- Sandsmark, M. (2007) 'Cooperative game theory – a scope for electricity supply security?' Arbeidsnotat 2007:7, Høgskolen i Molde, Molde
- Sandsmark, M. og A. Hervik (2006) 'Regionale kraftutfordringer. Kraftkrevende industri mot strømmen i Midt-Norge', Høgskolen i Molde/Møreforskning Molde

-
- Statnett (2006) 'Kraftsystemutredning for sentralnettet 2006-2025', Statnett august 2006, Oslo
- Statnett (2007) 'Evaluering av forsøksordning for energiopsjoner i forbruk 2006/2007' Rapport 11. mai 2007
- St. meld. nr. 11 (2006-2007) 'Om støtteordninger for elektrisitetsproduksjon fra fornybare energikilder (fornybar elektrisitet)', 24. november 2006, Olje- og energidepartementet
- von der Fehr, N.-H. M. og T. Hjørungdal (1999) 'Regionale virkninger av økte elektrisitetspriser til kraftkrevende industri' Rapport 3/1999 Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning, Oslo
- von der Fehr, N.-H. og T. A. Johnsen (2002) 'Markedsmakt i kraftforsyningen. Noen prinsipielle betraktninger', Rapport til Konkurransetilsynet, mars 2002
- von der Fehr, H.-N. M., E. S. Amundsen og L. Bergman (2005) 'The Nordic market: signs of stress?' *The Energy Journal*, Special Issue 26, 71-98