

# **SNF-rapport nr. 18/06**

## **Analyse av framtidig kraftsituasjon i Hordaland**

av

**Balbir Singh  
Tom Eldegard**

SNF-prosjekt nr. 3650

Analyse av framtidig kraftsituasjon i Hordaland

Prosjektet er utført for og finansiert av Hordaland Fylkeskommune  
v/Regionalt Næringsforum

**SAMFUNNS- OG NÆRINGSLIVSFORSKNING AS  
BERGEN, JUNI 2006**

© Dette eksemplar er fremstilt etter avtale  
med KOPINOR, Stenergate 1, 0050 Oslo.  
Ytterligere eksemplarfremstilling uten avtale  
og i strid med åndsverkloven er straffbart  
og kan medføre erstatningsansvar.

ISBN 82-491-0452-8 Trykt versjon  
ISBN 82-491-0455-2 Elektronisk versjon  
ISSN 0803-4036

# Innholdsfortegnelse

Sammendrag .....	1
Kraftsystem Hordaland.....	1
Utfordringer. ....	1
1    Innledning.....	4
1.1    Kraftsystem Region Hordaland.....	4
1.2    Det juridiske rammeverket.....	5
1.3    Energi- og effekttilgang i regionen i dag. ....	5
2    Etterspørselsutvikling – prognoser. ....	8
2.1    Kraftkrevende industri. ....	8
2.1.1    Oljeraffineriet på Mongstad. ....	8
2.1.2    Petroleumsvirksomheten i Øygarden kommune.....	9
2.1.3    Petroleumsvirksomheten på Kårstø. ....	11
2.1.4    Kraftforsyning til petroleumssinnretninger på kontinentalsokkelen.....	12
2.1.5    Annen kraftkrevende industri.....	14
3    Produksjon og utviklingsmuligheter i region Hordaland.....	18
3.1    Vannkraft.....	18
3.2    Gasskraft.....	20
3.2.1    Gasskraft Kårstø. ....	20
3.2.2    Gasskraft Mongstad. ....	22
3.2.3    Mindre kogenereringsanlegg.....	23
3.2.4    Annen brenselsbasert kraftproduksjon.....	24
3.2.5    Vindkraft.....	25
3.3    Direktebruk av gass – et substitutt til kraft?.....	27
4    Nettsituasjonen i regionen.....	31
4.1    Noen hovedtrekk ved dagens nettsituasjon i Hordaland. ....	32
4.1.1    Sentralnettet.....	32
4.1.2    Regionalnettet. ....	32
4.2    Noen hovedtrekk ved fremtidig nettsituasjon i regionen. ....	34
5    Utvikling i kraftpriser. ....	37
6    Konklusjoner og hovedalternativer. ....	41
Definisjoner og grunneheter .....	48
Referanser.....	49

## Figuroversikt.

Figur 1.1	BKK-området og Indre Hardanger (til venstre), Sunnhordland og Nord-Rogaland (SKLs utredningsområde) (til høyre).....	4
Figur 1.2	Loverket for kraftsektoren.....	5
Figur 1.3	Dagens kraftbalanse i Hordaland og Nord-Rogaland.....	6
Figur 1.4	Energibalansen i BKK-området, 1993 – 2004.....	6
Figur 1.5	Effektbalansen i BKK-området, 1990 – 2005.....	7
Figur 3.1	Prognose for energibalansen i BKK-området, 2005 - 2020.....	29
Figur 3.2	Prognose for effektbalansen i BKK-området, 2005 - 2020.....	30
Figur 4.1	Overføringssituasjon i BKK-området i 2010 og 2020.....	35
Figur 5.1	Statnetts driftsområdeinndelinger.....	37
Figur 5.2	Kraftprisutvikling i Sør-Norge, Sverige, Danmark og Tyskland. 2000 – 2005.....	38
Figur 5.3	Pris på kraft til ulike forbrukergrupper i Norge. 1992 - 2003.....	39
Figur 6.1	Kraftbalansen i Norge.....	44
Figur 6.2	Energisituasjonen i det norske kraftsystemet frem mot 2020.....	44
Figur 6.3	Effektsituasjonen i det norske kraftsystemet frem mot 2020.....	45

## Tabelloversikt.

Tabell 2.1	Kraftforbruk i kraftintensiv industri i Hordaland og Nord-Rogaland.....	15
Tabell 3.1	Anslag for vannkraftkapasitet i BKK-området og Indre Hardanger.....	19
Tabell 3.2	Vannkraftkapasitet i Sunnhordland og Nord-Rogaland.....	19
Tabell 3.3	Vannkraftpotensialet i Norge og utredningsområdet, i GWh. 2003 og 2004.....	20
Tabell 3.4	Vindkraft - Konesjonssøkt, forhåndsmeldt og på planstadiet.....	26
Tabell 4.1	Kraftuttak til distribusjon og kraftkrevende industri i BKKs utredningsområde.....	33
Tabell 4.2	Oversikt over utmating fra regionalnett i SKLs utredningsområde.....	34
Tabell 4.3	Avbruddskostnader ved ulike utbyggingsalternativ i BKK-området.....	35
Tabell 6.1	Kraftbalanse og produksjon i BKK-området, Indre Hardanger og SKL-området frem mot 2020.....	46
Tabell 6.2	Forbruksscenarier for BKK-området, Indre Hardanger og SKL-området frem mot 2020.....	47

## Sammendrag

### Kraftsystem Hordaland

Kraftsystemet i et noe utvidet Hordalandsområde består av tre delvis atskilte kraftregioner med begrensninger i mulighetene for innbyrdes utveksling av kraft. I nord og vest dekker *BKK-området* bergensregionen, Voss og Nordhordland og strekker seg inn i tilstøtende områder i Sogn og Fjordane på sørsiden av Sognefjorden. I øst ligger *Indre Hardanger* som i hovedsak avgrenses av Hardangerfjorden, Hardangervidda og Folgefonna. I sørvest utgjør *Sunnhordland og Nord-Rogaland* en funksjonell region.

### Utfordringer

I Kraftsystem Hordaland har det tradisjonelt vært energi- og effektoverskudd på regionsbasis. Det forventes at denne situasjonen vil vedvare og sannsynligvis styrkes i tiden fremover. Energi- og effektoverskuddet er imidlertid ikke jevn fordelt over regionen. Mens BKK-området i de siste 10 årene har opplevd et moderat økende energi- og effektunderskudd, har situasjonen i resten av regionen vært tilfredsstillende.

Begrensede investeringer i ny produksjonskapasitet kombinert med betydelig forbruksøkning, - særlig i petroleumsvirksomhet - er de viktigste årsakene til den stramme kraftsituasjonen i BKK-området. Det forventes også at forbruksøkningen i tiden fremover blir klart større i dette området enn i de øvrige delregionene.

Hordaland har tilgang til store energiresurser av både fornybar og fossil art. De lokale ressursene gir slik sett et tilstrekkelig fysisk grunnlag for utvikling av mye ny produksjon også i BKK-området. Det knytter seg imidlertid en del utfordringer til mulighetene for å få realisert disse prosjektene:

- **Svak lønnsomhet.** Dette er særlig relevant for vindkraft og en del mindre vannkraftprosjekter som har behov for offentlig støtte for å bli realisert.
- **Tilkobling og innmating av nye krafttyper.** Spesielt vind- og elvekraft gir flere nye utfordringer. Dels er det spørsmål om hvem som skal dekke kostnadene ved tilkobling til nett, og dels må det etableres regler for å håndtere væravhengige variasjoner i leveransene. Det siste gjelder i særdeleshet vindkraft hvor produksjonen ikke kan forskyves i tid, men det er også aktuelt for elvekraft med små inntaksmagasiner.
- **Miljørelaterte kostnader og beskrankninger.** Gjelder blant annet gasskraft, som kan bli pålagt CO<sub>2</sub>-rensing, samt håndteringen av naturinngrep og arealbeslag ved utvikling av vind- og vannkraft.

- **Ikke-nøytrale insentivordninger.** Prismekanismene på nettsiden er ikke tiltaksnøytrale og tenderer til å begunstige nettinvesteringer på bekostning av produksjonsøkning når kraftbalansen trues.

Selv om det er usikkerhet rundt forbruksanslagene er det åpenbart at det uten ny lokal kraftproduksjon blir behov for en sterkere kobling av BKK-området mot det Nordiske kraftmarkedet. En slik løsning innebærer at overføringskapasiteten inn til området må økes. De største utfordringer ved denne strategien knytter seg til:

- **Miljø og arealkonflikter** rundt utbygging av nye overføringslinjer
- **Fortsatt sårbarhet i forhold til en generelt stram energi- og effektsituasjon i det Norske kraftmarkedet.** Den framtidige forbruksøkningen er forventet å bli større enn tilgangen på ny produksjon slik at markedet i økende grad blir avhengig av import fra utlandet. Ekstreme tørrår kan gi kritisk ubalanse mellom tilbud og etterspørsel. Det samme gjelder effektsituasjonen i Norden. På en kald vinterdag vil importavhengigheten være kritisk for å opprettholde effektbalansen.

Hovedutfordringen i Kraftsystem Hordaland frem mot 2020 blir etter vårt syn å sikre kraftdekningen i BKK-området. I praksis har man her to alternativer, enten en lokal løsning basert på ny kraftproduksjon i regionen, eller å satse på "globalisering" ved å styrke forbindelsen med omverdenen.

En **lokal energistrategi** kan spille på de tilgjengelige ressursene av først og fremst naturgass, vind og småskala vannkraft. Disse kan utvikles i kombinasjoner eller hver for seg. En ytterligere mulighet som aktualiseres er å øke samhandlingsmulighetene mellom delregionene:

- **Gasskraft på Mongstad / Kollsnes** adresserer både effekt- og energiutfordringene og innebærer at planlagt sentralnettforsterkning Samnanger – Sima kan utelates eller i det minste skyves betydelig ut i tid.
- Selv uten gasskraft har området tilstrekkelig potensial til å håndtere *energiutfordringen* i kraftforsyningen for hele perioden frem til 2020. En ensidig satsing på vind og elvekraft gir imidlertid ikke en tilfredsstillende effektsituasjon. Denne løsningen må derfor kompletteres med andre tiltak enten på nettsiden eller ved å ruste opp ytelsen i eksisterende vannkraftanlegg. En utfordring i så måte er at dagens tariffregime i kraftnettet ikke likestiller tiltak på produksjonssiden med nettinvesteringer.
- **Styrking av intern overføringskapasitet.** Tiltagende ubalanser mellom delregionene i utredningsområdet aktualiserer en styrking av de interne overføringsmulighetene. Det er kombinasjonen av ny gasskraft på Kårstø og nedbygging ved aluminiumsverket på Karmøy fra 2009, som gir særlig grunn for å vurdere en

utbygging av linjekapasiteten mellom Sunnhordland og BKK-området. Kraftverket og uttaket ved aluminiumsverket styrker krafttilbudet i Sunnhordland og Nord-Rogaland med hele 5.2 TWh og kan alternativt skape behov for en ny "eksport"-linje sørøstover mot Saudal.

En **global energistrategi** innebærer økt satsing på utvekslingskapasiteten i sentralnettet.

- **Sima – Samnanger.** Bygging av ny linje på denne strekningen er en forutsetning for å styrke BKK-områdets sentralnettsforbindelse mot øst.
- **Forsterking av utenlandsforbindelsene.** Strategier for inndeckning av lokale kraftunderskudd fra sentralnettet, forutsetter en styrking av utenlandsforbindelsene, spesielt med tanke på tørrårssituasjoner. Konsekvensen vil være en ytterligere integrasjon og kraftprisutjevning mellom landene i Norden og Nord-Europa.

Begge strategiene forutsetter **at regionalnettet bygges ut** for å håndtere utfordringer knyttet til ny produksjon og forbruksvekst.

For begge hovedstrategiene er også **tiltak på etterspørselssiden** et aktuelt supplerende virkemiddel, spesielt i effektsammenheng. Økt markedsføring av avbrytbare kontrakter og løsninger for prisstyrt utkobling av forbruk bør veies opp mot nyinvestering i nett og produksjon. Effektive insentivordninger blir stikkordet også på dette området.

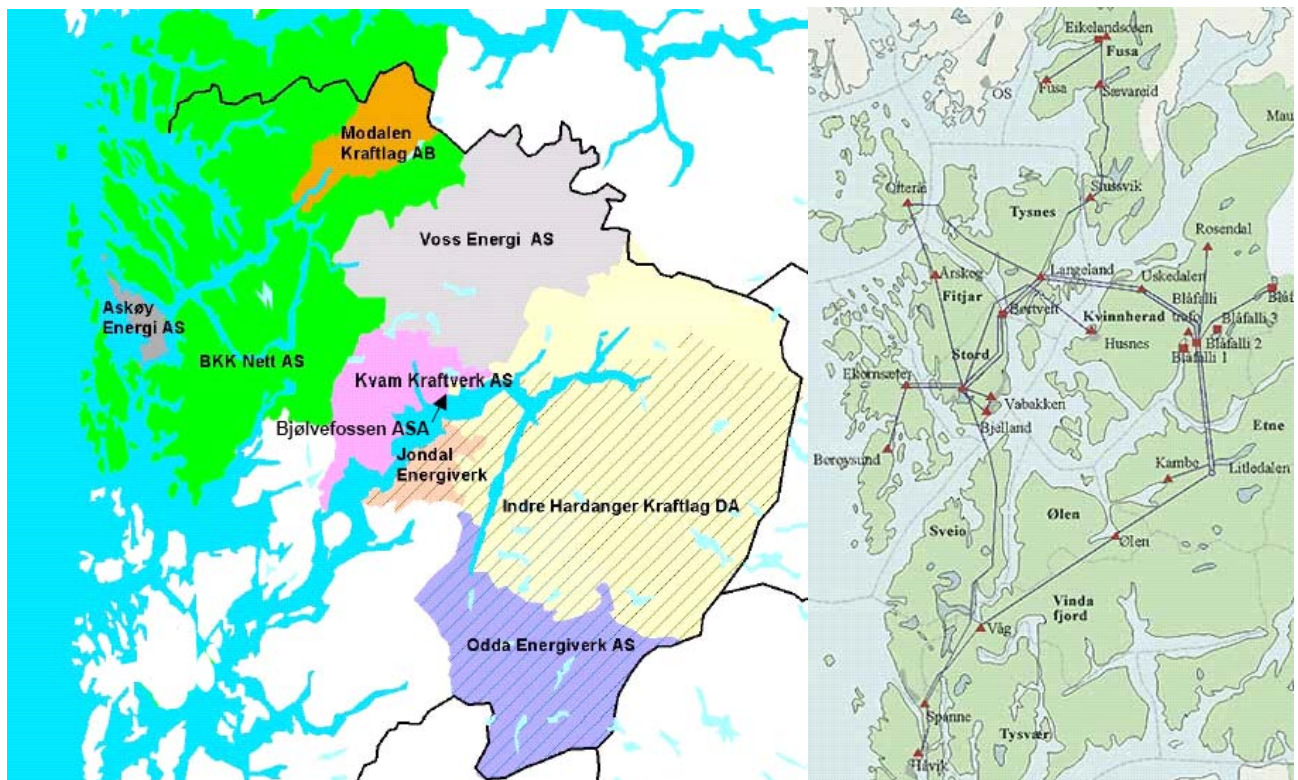
Etablering av eget **prisområde** er et tiltak som kan vurderes av Statnett når kombinasjonen av lokal kraftbalanse og overføringskapasitet til omverdenen vanskeliggjør en handelsmessig integrering i et større prisområde. Teoretisk kan en slik situasjon oppstå i BKK-området. Det er imidlertid en svært lite ønskelig situasjon, som skaper et område med minimal konkurranse på produksjonssiden og som temmelig sikkert blir foregrepet med andre tiltak fra Statnetts side.

# 1 Innledning

Dette kapittelet tegner opp hovedlinjer og peker ut noen sentrale utfordringer for den videre utviklingen av kraftsektoren. Noen av forholdene er av intern art og er noe hordalandspolitikerne kan påvirke ved de tilpasninger som gjøres lokalt. Mange faktorer styres imidlertid av beslutninger og hendelser som finner sted på arenaer utenfor fylkesgrensene.

## 1.1 Kraftsystem Region Hordaland

Studien har fokus på kraftsituasjonen i en noe utvidet Hordalands-region. Denne utvidelsen har bakgrunn i at de naturlige inndelingene av kraftsystemet ikke følger fylkesgrensene. Rapporten dekker derfor et område som grovt sett består av 3 delvis atskilte kraftregioner med begrensninger i mulighetene for innbyrdes utveksling av kraft. I nord og vest dekker **BKK-området** bergensregionen, Voss og Nordhordland og strekker seg inn i tilstøtende områder i Sogn og Fjordane på sørsiden av Sognefjorden. I øst ligger **Indre Hardanger** som i hovedsak avgrenses av Hardangerfjorden, Hardangervidda og Folgefonna. I sørvest utgjør **Sunnhordland og Nord-Rogaland** en funksjonell region, som mot sør avgrenses av Boknafjorden, men som også inkluderer Sauda og Suldal kommuner. Områdene fremgår av Figur 1.1.

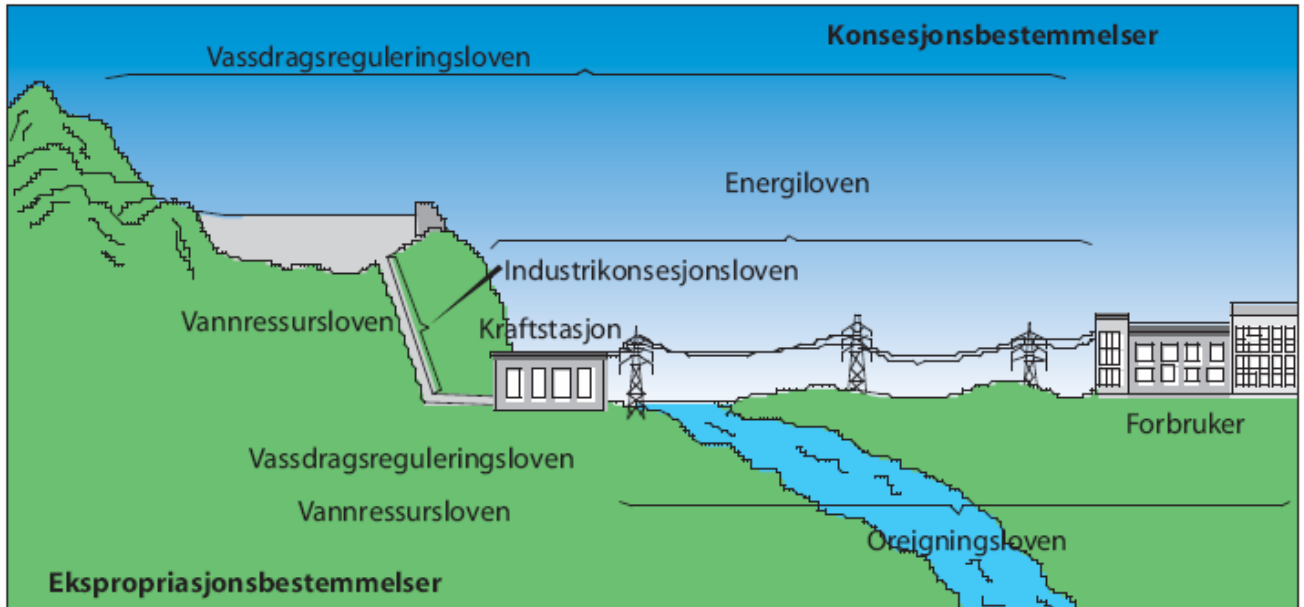


Figur 1.1 BKK-området og Indre Hardanger (til venstre), Sunnhordland og Nord-Rogaland (SKLs utredningsområde) (til høyre).



## 1.2 Det juridiske rammeverket

Kraftsektor i Norge er underlagt flere lover og forskrifter. **Figur 1.2** gir en billedlig fremstilling av lovverket i kraftsektoren.



Kilde OED, 2005

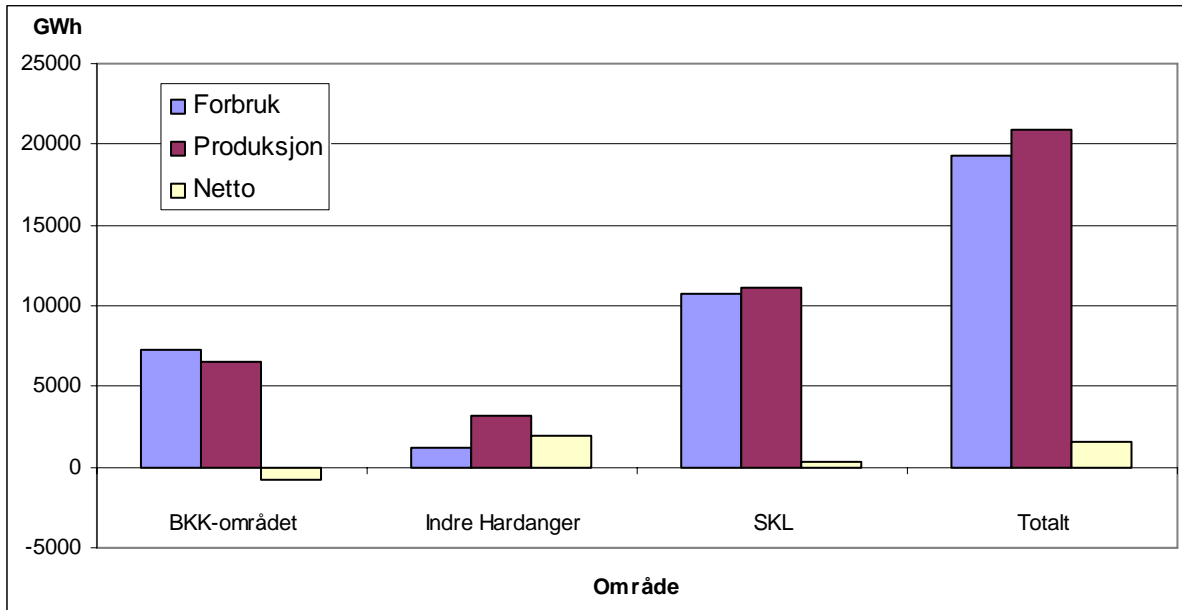
**Figur 1.2 Lovverket for kraftsektoren.**

NVE har med hjemmel i Energiloven pålagt to av de største konsesjonærene å utarbeide og årlig oppdatere regionale utredninger av kraftsystemet. BKK har fått ansvar for BKK-området og Indre Hardanger, mens SKL lager utredningene for Sunnhordland og Nord-Rogaland. Utredningene gir en god beskrivelse av situasjonen i de tre områdene. I tillegg er Statnett gitt utredningsansvaret for sentralnettet og utarbeider en årlig kraftsystemutredning som dekker hele landet.

## 1.3 Energi- og effekttilgang i regionen i dag

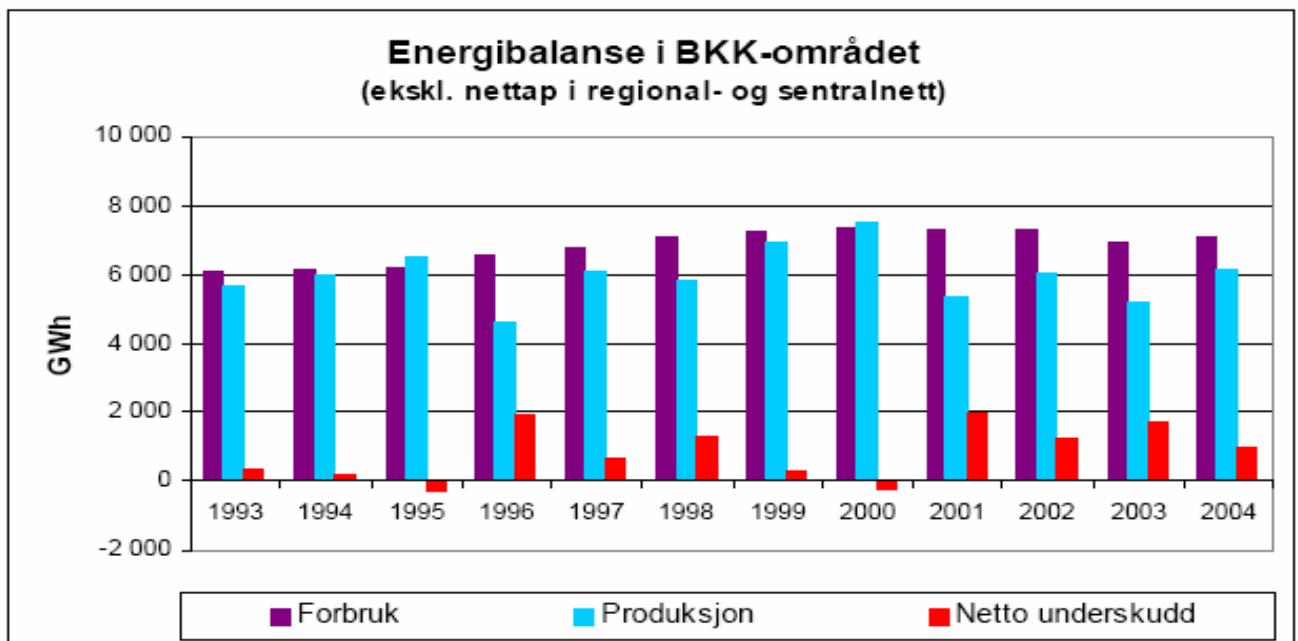
På regionsbasis er Hordaland i balanse når det gjelder tilgangen til kraft. Energisituasjon er imidlertid ikke jevn over regionen. **BKK-området** har i dag et moderat energi- og effekt underskudd, med produksjon på ca. 6 TWh, og forbruk på ca. 7 TWh per år<sup>1</sup>. Figur 1.3 viser en oversikt over kraftsituasjon i den utvidede Hordalandsregionen. Figur 1.4 og Figur 1.5 viser hhv. energi- og effektsituasjonen i BKK-området.

<sup>1</sup> BKK oppgir annet sted i utredningen samlet produksjon til 6.3 TWh og samlet forbruk til vel 8.8 TWh.



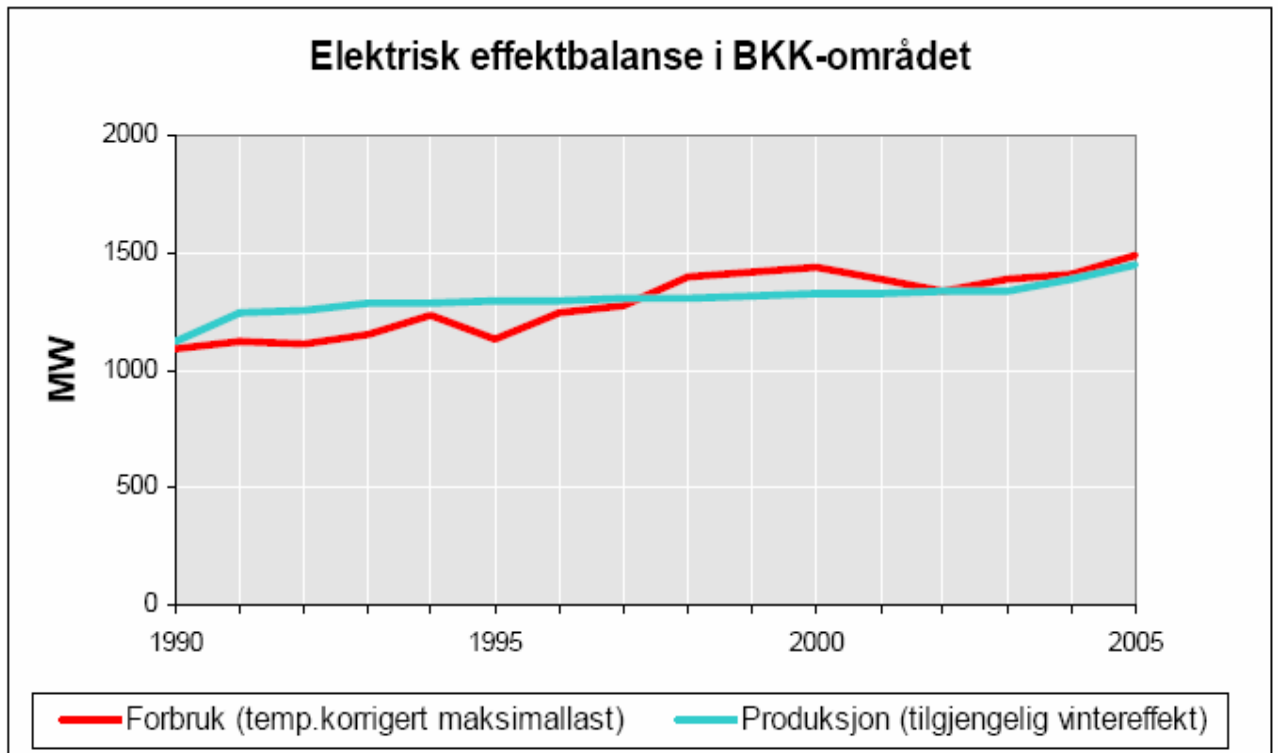
Kilde: BKK (2006), SKL(2005)

**Figur 1.3 Dagens kraftbalanse i Hordaland og Nord-Rogaland.**



Kilde: BKK (2006)

**Figur 1.4 Energibalansen i BKK-området, 1993 – 2004**



Kilde: BKK (2006)

**Figur 1.5 Effektbalansen i BKK-området, 1990 – 2005**

Selv når en ser bort fra Sima kraftverk, som mater ut av området, er **Indre Hardanger** et overskuddsområde. De planer som er kjent indikerer at denne situasjonen vil opprettholdes i de nærmeste 15 årene ved at lastøkninger i området kompenseres med ny produksjon.

For **SKL område** ligger samlet kraftproduksjon i overkant av 11.1 TWh, hvorav mer enn 96 % er vannkraft. Av dette blir ca. 8.6 TWh levert fra Sentralnett (Statkraft og Røldal – Suldal Kraft). Resten er egenproduksjon hos SKL (772 GWh), HK (224 GWh) og Saudefaldene (1.1 TWh), samt noe leveranser fra mini-, mikro og småkraftverk.

I SKLs utredningsområde er det en rekke kraftkrevende virksomheter som får kraften levert direkte på 300 kV sentralnett eller som også har egen kraftproduksjon. Forbruket i den kraftkrevende industrien utgjør ca. 8.5 TWh, mens forbruket i alminnelig forsyning er ca. 2.3 TWh.

## **2 Etterspørselsutvikling – prognoser**

På etterspørselssiden er hovedfokus lagt på petroleumsvirksomhet og tradisjonell kraftintensiv industri. Dette er virksomheter med store punktuttak av kraft hvor det også kan være særlig usikkerhet om utviklingen fremover. De aktuelle aktivitetene presenteres som en viktig referanseramme for forståelsen av situasjonen i området.

### **2.1 Kraftkrevende industri**

Ved siden av metallurgisk prosessvirksomhet, inkluderer den kraftkrevende industrien i utredningsområdet en rekke virksomheter innen utvinning, prosessering og videresalg av petroleumsprodukter. Til denne siste gruppen hører raffinerivirksomheten på Mongstad og prosessanleggene på Kollsnes, Sture og Kårstø. I tillegg er det også etablert kraftforsyning fra land til petroleumsinstallasjoner på kontinentalsokkelen. Dette gjelder foreløpig kun gassdelen av Trollfeltet (Troll A), men ytterligere kabling er aktuelt i forbindelse med nye feltutbygginger.

For kraftetterspørselen er det den petroleumsrettede aktiviteten som per i dag fremstår med det tydeligste vekstpotensialet, hvorav hovedtyngden ser ut til å komme i BKK-området. Anslagene for forbruksutviklingen i sektoren er likevel beheftet med stor usikkerhet, spesielt i gassvirksomheten. Årsakene til dette er mange og knytter seg bl.a. til disponeringen av gassreserver som enda er usolgt, til valgmuligheter mellom alternative videreutviklingsløsninger for eksisterende felt og til beslutningene om transport- og prosessering ved fremtidige utbygginger.

Også for den øvrige del av kraftkrevende industri er det betydelig usikkerhet om utviklingen i kraftforbruket fremover, men her peker forventingene i motsatt retning. Hydro har allerede besluttet utfasing av 120 000 tonn aluminiumsproduksjon på Karmøy, mens Elkem har varslet at de tar sikte på å nedlegge Bjølvefossen smelteverk i Ålvik og flytte virksomheten til Island.

#### **2.1.1 Oljeraffineriet på Mongstad**

Statoil Mongstad er et stort industrikompleks som i tillegg til oljeraffineriet inkluderer Vestprosess anlegg for fraksjonering av NGL og en råoljeterminal, samt store kai- og lageranlegg. Virksomhetene er største energibruker i utredningsområdet og hadde i 2005 et samlet energiforbruk på ca. 6.8 TWh<sup>2</sup>. Av dette sto elektrisitet - med et effektuttak på 50 MW - for kun 400 GWh. Den øvrige energibruken til prosessvarme og dampproduksjon ble dekket ved fyring med petroleumsprodukter og koks.

---

<sup>2</sup> Energiutgreiing Lindås kommune – Rullering 2005

Raffineriet har en kapasitet på 10 millioner tonn råolje per år og raffinerer i all hovedsak olje fra norsk sokkel. Råoljen bringes inn i rør fra Troll-feltet og med skip fra andre felt. Hovedtyngden av produksjonen er bensin, diesel, flydrivstoff og andre lette petroleumsprodukter hvorav det meste eksporteres med skip til utlandet.

De tyngre komponentene i råoljen brukes blant annet i produksjonen av petrolkoks som er et viktig råstoff til anodeproduksjonen i norsk aluminiumsindustri.

Statoil driver også en stor råoljeterminal på området, som med sine 6 store fjellhaller har lagerkapasitet til 9.5 millioner fat olje.

Vestprosess DA ble i 1997 etablert som eget selskap for å bygge og drive foredlingsanlegg for våtgass (NGL) fra Kollsnes og Sture. Våtgassen skilles fra hhv. rikgass og råolje på anleggene i Øygarden og transporteres ustabilisert i rørledning til Mongstad. Her blir den, sammen med LPG (Liquefied Petroleum Gases) fra raffineriet, fraksjonert i et eget prosessanlegg. Nafta (naturbensin) skilles fra og leveres til raffineriet, mens restproduktet blir skilt i propan og butan, som lagres i egne tankanlegg for videresalg.

Som ledd i et pågående arbeid for å modernisere og effektivisere energibruken ved anleggene, har Statoil søkt tillatelse til å bygge et gassfyrt energiverk som vil bli energimessig integrert med raffineriet. Planen forutsetter at det samtidig bygges en gassrørledning fra Kollsnes til Mongstad. Verket er nærmere beskrevet i et eget delkapittel (kap. 3.2.2).

### **2.1.2 Petroleumsvirksomheten i Øygarden kommune**

På Sture og Kollsnes i Øygarden kommune er det bygget behandlingsanlegg for henholdsvis råolje og rikgass. Kollsnes er samtidig tilkoblingspunkt for kabelen som forsyner gassdelen av Troll-feltet med kraft. Videre er det via Vestprosess etablert en fellesløsning for håndtering av våtgass som via samlerørledning føres til Mongstad for fraksjonering.

#### **Kollsnes gassbehandlingsanlegg**

Hovedvirksomheten på Kollsnes er gassbehandlingsanlegget som opprinnelig ble bygget med utgangspunkt i Troll-feltet, men som nå også behandler gass fra Kvitebjørn og Visund. Ved siden av dette anlegget er det etablert en næringspark med gassuttak fra behandlingsanlegget.

I gassbehandlingsanlegget på Kollsnes blir våtgassen (NGL – Natural Gas Liquids) skilt fra den innkommende rikgassen. Tørrgassen – hovedsakelig metan – blir deretter komprimert før et sett av store eksportkompressorene skyver den ut i rørsystemene som bringer gassen til kundene på kontinentet.

Anlegget eies og opereres av Gassco med Statoil som teknisk driftsansvarlig (*Technical Service Provider* - TSP). Behandlingskapasiteten er per i dag inntil 120 mill. Sm<sup>3</sup> gass, men denne øker til 143 millioner Sm<sup>3</sup> per døgn i oktober 2006 etter at anleggene er oppgradert og en sjette eksportkompressor settes i drift.

Kollsnes har ikke egen dypvannskai slik at all NGL som skilles fra i behandlingsanlegget overføres via Vestprosess rørledning til Mongstad for fraksjonering og videresalg. NGL-kapasiteten er for øvrig nettopp vesentlig oppgradert ved at det er bygget et nytt NGL-anlegg i forbindelse med ilandføringen av den rike gassen fra Kvitebjørn. Inntil 26 millioner Sm<sup>3</sup> skal nå kunne skilles ut per døgn, hvilket gir stor fleksibilitet for også å ta hånd om gass fra fremtidige feltutbygginger.

Det samlede effektuttaket på Kollsnes, til gassbehandling og forsyning til Troll-feltet er i dag på ca. 250 MW. Uttaket øker med om lag 40 MW når den sist installerte eksportkompressoren kommer i drift høsten 2006.

I årene fremover er det klart at det må installeres betydelig mer kompressorkapasitet på Troll-feltet for å kompensere for det gradvise trykkfallet som følger av produksjonen. Samtidig er det også stor sannsynlighet for videre utvidelser ved anleggene på Kollsnes. Økt prosessering vil da i seg selv trekke mer strøm, men viktigst er likevel at høyere gjennomstrømning vil kreve mer kompressorkapasitet på eksportsiden. En dobling av dagens effektramme til opp mot 500 MW i et 10 – 15 års perspektiv antydes som et sannsynlig scenario.

Kraftforbruket ved anleggene varierer mye over året i takt med gassforbruket på kontinentet. Mens kapasiteten stort sett vil være fullt utnyttet i vintermånedene blir det antydnet at kraftuttaket i sommerhalvåret kan ligge ned mot det halve.

### **Kollsnes næringspark**

I næringsparken er det etablert flere gassrelaterte aktiviteter. Først og fremst er tidligere Naturgass Vest, nå Gasnor, på plass med anlegg for videresalg av gass til norske kunder. I nær tilknytting til denne aktiviteten har BKK – en av selskapets eiere – bygget et kogenanlegg. I tillegg har General Electric Energy Norway etablert en teststasjon for gassturbinene som selskapet utvikler og leverer for kraftproduksjon på petroleumsinstallasjonene i Nordsjøen.

Som ledd i gassalgsaktiviteten fra næringsparken ble det først bygget et anlegg for komprimering av gass (CNG el. PNG – compressed / pressurised natural gas), som tok utgangspunkt i leveranser med trailer til kunder i Bergensområdet. Årskapasiteten er 100 GWh, tilsvarende noe i underkant av 10 millioner standard kubikkmeter gass (10M Sm<sup>3</sup>).

Noe senere – etter at gassrør til Bergen var vurdert, men i hver fall foreløpig forkastet – ble det også bygget et anlegg for produksjon av flytende gass (LNG – liquefied natural gas) med en årskapasitet på 40 000 tonn LNG, tilsvarende ca. 56 mill. Sm<sup>3</sup>. En utvidelse til 120 000 tonn er underveis og hele kapasiteten skal være operativ fra 2007. LNG leveres med skip eller trailer over store deler av landet. Anlegget forsynes primært med kraft fra BKKs kogenanlegg, som også leverer varme til et samlokalisert anlegg for produksjon av torskeyngel (Cod Culture Norway). Parallelt med utvidelsen av LNG-anlegget utvider BKK også kogenproduksjonen med en ny og større enhet (se kap. 3.2.3).

### **Oljeterminalen på Sture**

Stureterminalen er utskipningshavn for råolje. Terminalen drives av Norsk Hydro og mottar råolje og kondensat i rør fra Oseberg-området gjennom Oseberg Transport System (OTS), og fra Granefeltet gjennom Grane Oil Pipeline (GOP). Anlegget omfatter to kaianlegg som kan motta oljetankere på opp til 300.000 dødvekttonn (dwt), fem råoljekaverner med en kapasitet på en million kubikkmeter, en LPG-kaverne på 60.000 kubikkmeter og en ballastvannkaverne på 200.000 kubikkmeter.

Prosessanlegget på terminalen gjenvinner de letteste komponentene fra råoljen og disse blir tatt ut i LPG-mix (Liquefied Petroleum Gases) og Nafta.

Raffinert råolje og LPG-mix blir lagret i fjellhallene og deretter utskipt over kai. Det blir også eksportert LPG-mix og Nafta via Vestprosess rørledning til Mongstad.

En spesiell utfordring ved anlegget har vært at oljen fra Osebergfeltet, med sine 35 °C, må kjøles før blanding, mens oljen fra Grane holder bare 7 °C og derfor må forvarmes. Frem til nå har forvarming av Grane-oljen vært basert på elektrokjeler med et effektuttak på ca. 15 MW el. Det er nå installert varmevekslere som utnytter overskuddsvarme fra Oseberg-oljen til å dekke deler av oppvarmingsbehovet. Basert på dagens balanse mellom de to oljestrømmene forventer Hydro at denne investeringen skal redusere effektbehovet med 8-9 MW.

Energiutgreiing for Øygarden 2005 oppgir kraftforbruket på Sture i 2004 til 197 GWh. Det antydes et noe høyere forbruk i 2005, men at forbruket deretter vil gå ned med opp mot 15-18% som en konsekvens av energioptimeringen.

### **2.1.3 Petroleumsvirksomheten på Kårstø**

Kårstø prosessanlegg eies og opereres av Gassco med Statoil som teknisk driftsansvarlig (TSP). Anleggene mottar rikgass fra Staffjord-området og Norskehavet gjennom de to transportsystemene *Statpipe* og *Åsgard Transport*. I tillegg føres det inn ustabilisert kondensat i en egen rørledning fra Sleipner-området i Nordsjøen.

I terminalanleggene blir de innkommende gasstrømmene fraksjonert. Tørrgass, hovedsakelig metan og noe etan, sendes videre til markedene i utlandet via rørledningene *Statpipe tørrgass*, *Norpipe* og *Europipe II*. De øvrige fraksjonene mellomlagres i fjellhaller (propan) og tanker (normal butan, isobutan, nafta og stabilisert kondensat) og fraktes ut på skip.

Et gassfyrt kraftverk med en elektrisk ytelse på ca. 40 MW er integrert i anlegget. Avgassen fra turbinen utnyttes til produksjon av damp til prosessanleggene. Totalvirkningsgraden for innfyrt brensel ligger opp mot 80 prosent.

Det samlede kraftbehovet ved anleggene utgjør ca. 100 MW. Dette gir et importbehov på om lag 60 MW når virksomheten kjøres for fullt med gasskraftverket i gang. Et omfattende moderniseringsprogram er igangsatt ved anleggene, men dette antas ikke å få noen særlig betydning for kraftforbruket. Det er sannsynlig at dagens situasjon vil opprettholdes de nærmeste 5 – 6 årene.

Et usikkerhetsmoment på kraftsiden har vært Skarv-utbyggingen hvor lisenshaverne har ønsket å kanalisere gassen via Kårstø. I den sammenheng har installasjon av en eksportkompressor på Karmøy vært vurdert som et ledd i integreringen av Skarv. Ut fra den rådende modellen er dette ikke den prefererte løsningen.

Eventuell bygging av gassrør til Grenland er også et forhold som kan påvirke kraftbalansen lokalt. Om dette prosjektet realiseres innebærer det økt kompressorbehov på Kårstø. Det er imidlertid lite i dag som tyder på at dette blir aktuelt de nærmeste årene, men kanskje frem mot 2015 hvis gassforbruket i Østlandsregionen når et tilstrekkelig nivå innen den tid.

#### **2.1.4 Kraftforsyning til petroleumsinnretninger på kontinentalsokkelen**

Det samlede energiforbruket på petroleumsinnretninger på norsk sokkel er i dag på omkring 17 TWh. Av dette utgjør gasskraft produsert på plattform 8 – 10 TWh per år.

I 2002 gjennomførte Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Oljedirektoratet (OD) en større studie av mulighetene for å forsyne petroleumsinnretninger i Sørlige Nordsjø (Ekofisk-området), Osebergområdet og Norskehavet med kraft fra land. De tre regionene ble forutsatt å ha et effektbehov på hhv. 140 MW, 200 MW og 220 MW og med tilhørende årsforbruk på 1.1 TWh, 1.6 TWh og 1.6 TWh. På kostnadssiden ble det tatt utgangspunkt i samordnede løsninger for hvert av områdene og disse ble vurdert opp mot potensielle samfunnsøkonomiske gevinster ved å forsyne kraften fra land. De viktigste nytteeffektene ble antatt å være:

- Reduserte utslipp av NO<sub>x</sub> og CO<sub>2</sub>.
- Økt sikkerhet og bedret arbeidsmiljø på installasjonene



- Økt regularitet
- Reduserte driftskostnader, og derigjennom også forlenget levetid og økt utvinning.

Basert på en kartlegging av prosjektkostnadene ble blant annet de spesifikke tiltaks-kostnadene ved å redusere CO<sub>2</sub>-utslipp med denne metoden sammenholdt med tilsvarende utgifter ved andre miljøtiltak. Konklusjonen ble at storskala landbasert kraftforsyning til sokkelen er et lite kostnadseffektivt virkemiddel for å møte de nasjonale klimagassforpliktelsene og at de øvrige gevinstene ikke kan gjøre opp for kostnadsdifferansen vis a vis alternative tiltak.

Enhetskostnadene for CO<sub>2</sub>-reduksjon var naturligvis sterkt følsomme for forutsetningene man gjorde om hvordan kraften skaffes til veie. Det ble tatt utgangspunkt i at Norge i dag har underskudd på kraft og at all ny kraft til sokkelen enten må importeres eller baseres på ny produksjon. Vannkraft er med for sammenligningens skyld, men vurderes ikke som en realistisk løsning. For importert kraft antas at denne i de nærmeste årene vil bli produsert i kullkraftverk, mens ny egenforsyning vil være gasskraft som fortrinnsvis blir lokalisert nær landingspunktene for kablene. Av de antatt realistiske alternativene kommer importløsningen svært dårlig ut, mens gasskraft og spesielt gasskraft med avgassrensing gjør det best. Alle løsninger – også om vannkraft inkluderes – gir enhetskostnader som ligger vesentlig høyere enn dagens CO<sub>2</sub>-avgift.

Til tross for dette er det likevel besluttet å elektrifisere Sørliche Nordsjø fra 2010. Dette skal gjøres som ledd i en omfattende oppgradering av virksomheten i området, hvor det også skal etableres et nytt feltsenter med boligkvarter. Dette får samtidig anlegget for vekselstrømsretting og blir knutepunkt for den videre fordelingen av kraft til installasjonene i området. Likestrømskabelen skal legges fra Åna-Sira på grensen mellom Rogaland og Aust-Agder og får derfor i utgangspunktet begrenset betydning for kraftforsyningen i Hordaland og Nord-Rogalandsregionen. Plan for utbygging og drift (PUD) ventes å foreligge i løpet av 2006.

Av offshoreinstallasjoner er det i dag kun Troll A (gassdelen) som har kraftforsyning fra land. Her er det lagt en 65 km kabelforbindelse fra Kollsnes i Øygarden. Innledningsvis har en stor del av kraften gått til drift av selve plattformen. Etter som feltet produseres faller imidlertid trykket, og det må installeres kompressorer som gir trykkstøtte for å få gassen til land. Disse kompressorene vil stå for hoveddelen av det økende kraftuttaket på Troll i årene fremover. Kraftbehovet er inkludert i tallene for Kollsnes (jf. kap. 2.1.2).

For øyeblikket arbeides det med planer for en ny feltutbygging hvor kraftkabel fra Hordaland vurderes. Det gjelder Gjøa-utbyggingen utenfor Askvoll i Sogn og

Fjordane hvor det er aktuelt med kraftforsyning fra Mongstad. Effektbehovet anslås til 40 MW. PUD ventes å foreligge høsten 2006.

### **2.1.5 Annen kraftkrevende industri**

Den kraftkrevende industrien i regionen - som ikke er petroleumsrettet - er metallurgisk virksomhet og har i utgangspunktet hatt nærhet til rimelige kraftressurser som et sentralt etableringskriterium. De eldste bedriftene er lokalisert nærmest "vegg i vegg" med de energibærende vassdragene og gjenkjennes som hjørnesteinsbedrifter i lokalsamfunn som Ålvik, Odda, Husnes og Sauda. Ved etableringer av noe nyere dato har utviklingen av kraftnettet lagt grunnlaget for at også andre hensyn, slik som transportkostnader kunne ivaretas, jevnfør Hydro Karmøy.

I forhold til områdeinndelingen for nettutredninger ligger en av bedriftene i BKK-området (Elkem Bjølvefossen) og 2 i Indre Hardanger (Tinfos Titan & Iron og Odda Boliden) mens 3 befinner seg i SKL sitt utredningsområde (Sør-Norge Aluminium, Hydro Karmøy og Eramet Norway).

Den metallurgiske industrien har i tillegg til kraftforbruket også et høyt forbruk av kull og koks. Dette anvendes i hovedsak som råstoff og reduksjonsmiddel i karbotermiske prosesser. Prosessene gir betydelige utslipp av CO<sub>2</sub>, men disse utslippene er foreløpig ikke omfattet av kvoteloven og vil mest sannsynlig heller ikke bli inkludert i neste tildelingsperiode (2008 – 2012). Norge søker her å følge EUs reguleringer på området, hvilket innebærer at alle prosessutslipp som ikke er primært relatert til energiproduksjon, blir unntatt.

En sentral utfordring for den kraftintensive industrien i Norge er at den rike tilgangen til rimelig elektrisk kraft ikke lenger et like selvsagt gode som tidligere. Mange av bedriftene ser ut til å få betydelig økte kraftkostnader etter hvert som kontraktene på statsfastlagte vilkår utløper, og de må ut i markedet for å etablere nye leveringsavtaler. Næringen har derfor for en stor del stilt planer om nyinvesteringer i bero, samtidig som nedtrapping og nedlegginger er varslet. Regjeringen har for å bremse denne utviklingen, annonsert at det arbeides med et nytt opplegg for gunstige kraftavtaler for den kraftintensive industrien. Det er imidlertid stor usikkerhet om hvilket handlingsrom myndighetene reelt sett har på dette feltet, bl.a. i forhold til EØS-forpliktelser og internasjonal konkurranselovgivning.

På bakgrunn av dette kan vi konkludere med at fremtidsutsiktene for kraftintensiv virksomhet i Norge er usikre. Spesielt vil vi tro det er lite sannsynlig med nyetableringer. Imidlertid kan det ikke utelukkes at kraftforbruket i noen av bedriftene kan øke i forbindelse med investeringer i effektivisering, hvor man samtidig øker produksjonen. Det er likevel stor sannsynlighet for at slik vekst vil bli mer enn oppveid av nedbygging og eventuell nedlegging av virksomhet ved andre bedrifter.

Det er nedenfor gitt en stikkordsmessig oversikt over situasjonen ved de kraftintensive bedriftene i utredningsområdet. Noen hovedtall for kraftforbruket er vist i Tabell 2.1.

**Tabell 2.1 Kraftforbruk i kraftintensiv industri i Hordaland og Nord-Rogaland.**

	<b>Kraftstatus i dag</b>	<b>Annonsert plan for avvikling</b>	<b>Foreliggende utvidelsesplaner. Betinget av kraftregime</b>
<b>BKK-området</b> Elkem Bjølvefossen	0.41 TWh	-0.4 TWh (2007)	
<b>Indre Hardanger</b> Tinfos Titan & Iron Odda Boliden Totalt	0.36 TWh 0.62 TWh 0.98 TWh		<sup>1)</sup> + 0.8 TWh (2012)
<b>SKLs utredningsområde</b> Sør-Norge Aluminium Hydro Karmøy Eramet Norway Totalt	2.5 TWh 3.5 TWh 0.8 TWh 6.8 TWh	-1.7 TWh (2009)	<sup>2)</sup>
<b>Noter:</b>			
<sup>1)</sup> Plan for ny ovn i 3-5 års perspektiv. Konsekvens for kraftforbruket ikke kjent.			
<sup>2)</sup> Tidligere plan for stor utvidelse som ville øke kraftforbruket med 1.6 TWh utover dagens nivå synes skrinlagt.			

**Eramet Norway AS (Sauda).** Driver sinterverk for manganmalm med en årskapasitet på 200 000 tonn. I tillegg smeltes malm og sinter til ferromangan og silikomangan i to elektriske smelteovner. Normalforbruket av kraft ligger i overkant av 800 GWh per år.

Bedriften har en kraftavtale på 883 GWh per år på statsbestemte vilkår med Saudefallene. Denne utløper i 2010. Bedriften har planer for investeringer som kan øke kraftforbruket med om lag 100 GWh fra 2007. Dette kan i sin helhet dekket med energiutnyttning av prosessgass, slik at kapasiteten i kraftsystemet ikke reduseres. Den aktuelle energikilden er CO-gass som genereres i de karbotermiske prosessene og som i dag fakles. På årsbasis anslås energipotensialet i gassen til 400 GWh og det foreligger planer for utnyttelse i gasskraftverk med årskapasitet på 108 GWh. I tillegg vil det kunne leveres store mengder varme.

Bedriften har allerede inngått ny langsiktig kraftavtale for 450 GWh for perioden 2010 – 2030, men trenger ytterligere 400 GWh. Både produksjonsutvidelsen og energi-prosjektet er stilt i bero i påvente av en avklaring av kraftvilkårene.

**Sør-Norge Aluminium AS (Husnes).** Hovedaktiviteten er produksjon av råaluminium med en årskapasitet på 165 000 tonn. Hele kapasiteten er basert på "prebake"-teknologi som innebærer at ovnene tilfredsstiller forventede utslippskrav fra 2010. I tillegg driver verket støperi hvor smelteovnene fyres med naturgass som leveres som LNG.

I 2005 lå det samlede kraftforbruket på 2.5 TWh, hvorav 2.35 TWh var direkte knyttet seg til elektrolysen av aluminiumsoksyd. Det er inngått ny kontrakt for 40 prosent av kraftforsyningen fra september 2006. Man venter at denne vil gi en betydelig kostnadsvekst allerede for inneværende år.

**Hydro Karmøy.** Hovedaktiviteten er produksjon av råaluminium med en årskapasitet på 280 000 tonn. Av dette er 120 000 tonn basert på Søderberg-teknologi, mens resten er "prebake". Også denne bedriften bruker naturgass som energikilde for støperivirkningen.

Det forventes at Søderberg-ovnene ikke vil tilfredsstille miljøkravene fra 2010. Hydro har derfor besluttet å avvikle disse i 2009. Det har imidlertid tidligere vært arbeidet med en plan for å erstatte produksjonen som avvikles og samtidig utvide slik at samlet kapasitet ville komme opp i 450 000 tonn. Hydro har nå besluttet at dette prosjektet ikke skal gjennomføres.

Det eksisterende Karmøy-anlegget har et årlig kraftforbruk på anslagsvis 3.5 TWh. Når Søderbergkapasiteten nedlegges reduseres dette til 1.8 TWh. Hadde derimot utvidingsplanene blitt gjennomført ville forbruket ha økt til 5.2 TWh.

**Tinfos Titan & Iron (Tysedal).** Produserer ca. 200 000 tonn titandioksidslag og 115 000 tonn spesialråjern årlig. Kraftforbruket i 2004 var på 362 GWh. I tillegg medgikk ca. 110 000 tonn kull.

Bedriften vurderer å bygge en ny ovn i et 3-5 års perspektiv, og har i tillegg planlagt å installere kraftproduksjon med utgangspunkt i avgassvarme fra produksjonen. Til kraftprosjektet, som anslås å ha et årlig produksjonspotensial på 110 GWh el, har Enova gitt tilsagn om 35 millioner kroner i støtte.

I henhold til vilkårene for de reviderte industrikraftavtalene som ble fastsatt i Stortinget (1999-2000) er det inngått leieavtale knyttet til Tysso II for perioden 2007 – 2030. Bedriften uttrykker imidlertid bekymring for kraftprisene i denne nye kontrakten som vil være mye tettere relatert til markedsprisen enn tilfellet er for kontrakten som utløper.

**Odda Boliden.** Bedriften produserer sinkmetall, ca 158 000 tonn, og aluminiumsfluorid, ca. 29 000 tonn. Pågående arbeider innebærer at kapasiteten i det sistnevnte anlegget øker med 40 prosent fra 2007.

I 2004 var kraftforbruket 620 GWh og i tillegg ble det anvendt noe lettolje og LNG. Kapasitetsutvidelsen i 2007 får ingen betydning for kraftforbruket, men forbruket av naturgass øker samtidig som også en større del av lettoljen erstattes med LNG. Bedriften har også en videre plan som innebærer at sinkproduksjonen økes til 305 000 tonn fra 2012. Ved realisering av denne investeringen vil kraftforbruket ved full produksjon nå opp i 1.4 TWh. Planen er imidlertid ikke endelig vedtatt og også her signaliseres det at prisvilkårene i de nye industrikraftavtalene for 2007 – 2030, kan bli utslagsgivende for beslutningen.

**Elkem Bjølvefossen AS (Ålvik).** Smelteverk for ferrosilisium magnesium. Bedriften hadde i 2004 et kraftforbruk på 411 GWh. 39 GWh gjenvinnes med damp turbin fra avgassenergi. I tillegg medgikk ca. 50 000 tonn kull og koks samt 8000 tonn avfallstrevirke.

Elkem har annonsert at en vurderer å nedlegge smelteverket i Ålvik og flytte produksjonen til Island. Nedleggelsen begrunnes med økte kraftpriser etter som de gamle industrikontraktene utløper fra 2007. Basert på de kostnadsanslagene som presenteres synes det som man ser for seg en tilnærmet tredobling av kraftprisen, fra 10-12 øre i dagens kontrakter til rundt 30 øre i nye avtaler.

### 3 Produksjon og utviklingsmuligheter i region Hordaland

#### 3.1 Vannkraft

Dagens produksjonsbilde i områdene som dekkes av denne studien er tungt dominert av vannkraft. Kapasiteten er utbygd over en lang periode og består av anlegg av varierende alder og størrelse. Produksjonen eies dels av de regionale kraftselskapene, dels av prosjektspesifikke andelslag samt at en betydelig del eies av Statkraft. Kapasitetene for de 3 delregionene er vist i Tabell 3.1 og Tabell 3.2.

Mens mye av den tilgjengelige storskala vannkraften enten allerede er utbygd eller underlagt varig vern, har oppmerksomheten i økende grad rettet seg mot mindre prosjekter. Dette skyldes også at prisforventningene på kraftsiden er vesentlig oppjustert samtidig som noe av denne kraften har utsikt til å få støtte som såkalt "miljøvennlig" vannkraft. De tidligere planene om et "grønt" sertifikatmarked brakte mange slike prosjekter opp på tegnebrettet. Etter at regjeringen forlot denne løsningen er en rekke av disse stilt litt på vent, og det gjenstår å se om alternativet med en fondsbasert støtteordning er tilstrekkelig til å opprettholde entusiasmen. Regjeringen har foreløpig lagt inn 20 milliarder kroner i fondet.

Tabell 3.3 viser NVEs anslag over samlet kraftpotensiale og status på landsbasis og i de tre Vestland fylkene som berøres av denne utredningen. Av tallene fremgår at direktoratet i 2004 gjennomførte en omfattende oppjustering av ressursanslaget. Denne er i det vesentlige knyttet til kartlagte muligheter for mikro-, mini- og småkraftverk i ytelsesintervallet fra 50 kW til 10 MW. For landet som hele ga dette en økning på 79 prosent for potensielt utbyggbar ny vannkraft. Økningen var særlig stor i flere av Vestland fylkene med 135 % i Hordaland og 129 % i Sogn og Fjordane. For Hordaland alene dreier det seg om et tilleggspotensial på 3.1 TWh.

En omfattende utbygging av mini-, mikro- og småkraftverk, vil en rekke steder innebære utfordringer for nettsiden. De aktuelle verkene ligger spredt og har hver for seg ikke et tilstrekkelig volum til å kunne forsvare store investeringer i nye overføringslinjer. Den naturlige tilkoblingen vil som regel være til nærliggende grener av regional- eller distribusjonsnett. På disse nettnivåene er det i mange tilfeller kapasitetsbegrensninger både i forhold til overføring og med hensyn til evnen til å håndtere økte spenningsvariasjoner. Siden småkraftverkene i alminnelighet baseres på uregulert tilsig vil de – i likhet med vindkraft – bidra sterkt til å øke den lokale spenningsvariasjonen. For å avhjelpe problemet blir det mange steder behov for nettinvesteringer, dels i form av nye linjer, men først og fremst ved at transformeringskapasiteten mot overliggende nett må forsterkes.

**Tabell 3.1 Anslag for vannkraftkapasitet i BKK-området og Indre Hardanger.**

	<b>Istallert effekt MW <sup>1)</sup></b>	<b>Middel- produksjon GWh</b>
<b>BKK-området</b>		
Bergen	5.4	26
Voss	379.5	1 554
Kvam	91.8	514
Samnanger	95.1	476
Vaksdal	247.5	1 203
Modalen	194.5	963
Osterøy	21.6	90
Masfjorden	288.8	1 573
<b>TOTALT</b>	<b>1 324.1</b>	<b>6 399</b>
<b>Indre Hardanger</b>		
Jondal	1.8	9
Odda	630.0	3 065
Ullensvang	1.7	13
Ulvik	20.4	97
Granvin	1.2	10
Eidfjord uten Sima	1.7	7
<b>TOTALT</b>	<b>656.8</b>	<b>3 201</b>
Eidfjord – Sima	1 120.0	3 404
<b>TOTALT – BKK-omr. + Indr. Hardanger + Sima</b>	<b>3 100.9</b>	<b>13 004</b>

Noter:

<sup>1)</sup> Ikke all installert effekt er tilgjengelig om vinteren, men det aller meste av kapasiteten i området er tilknyttet magasiner. Viktigste unntak er Myster elvekraftverk i Modalen med anslått årsproduksjon på 360 GWh

Kilde: *NVE Atlas – 2003*

**Tabell 3.2 Vannkraftkapasitet i Sunnhordland og Nord-Rogaland.**

	<b>Tilgjengelig vintereffekt MW</b>	<b>Middel- produksjon GWh</b>
<b>Sunnhordland og Nord-Rogaland</b>		
SKL (hovedsakelig i Kvinnherad og Fusa)	134.2	772
Haugaland Kraftlag (HK)	51.2	224
Saudefaldene (Sauda – Elkem 85%, HK 15%)	164.0	1 100
Sentralnett (Statkraft og Røldal-Suldal Kraft)	2 269.0	8 584
Små-, mini- og mikrokraftverk	5.0	98
<b>TOTALT</b>	<b>2 623.0</b>	<b>10 778</b>

Kilde: *SKL – Regional kraftsystemutgreiing for Sunnhordland og Nord-Rogaland 2005-2019*

**Tabell 3.3 Vannkraftpotensialet i Norge og utredningsområdet, i GWh. 2003 og 2004.**

	Nyttbar kraft	Utbygd 31.12	Varig vernet	Kons. gitt	Søkt / meldt	Under bygging	Rest
<b>Hele landet</b>							
2003	186 544	118 415	36 543	1 416	2 895	1 174	24 667
2004	205 067	118 993	36 543	1 594	2 627	1 157	44 155
Endring	18 523 9.9 %	578					19 488 79 %
<b>Hordaland</b>							
2003	25 951	15 799	7 192	13	370	285	2 292
2004	29 246	15 857	7 192	86	484	231	5 396
Endring	3 295 12.7 %	58					3 104 135 %
<b>Rogaland</b>							
2003	15 522	11 373	1 269	652	432		1 797
2004	16 783	11 431	1 269	727	194		3 162
Endring	1 261 8.1 %	58					1 365 76 %
<b>Sogn og Fjordane</b>							
2003	23 362	13 221	5 458	200	729	305	3 180
2004	27 461	13 586	5 458	403	648	82	7 282
Endring	4 099 17.5 %	365					4 102 129 %

**Note:** Den store økningen i potensielt nyttbar kraft fra 2003 til 2004 skyldes primært at NVE nå har kartlagt og inkludert potensialet for mini-, mikro- og småkraft. Dette segmentet er særlig aktualisert av økte kraftpriser, men også av økte utsikter til offentlige subsidier.

Kilde: SSB / NVE

## 3.2 Gasskraft

Med den pågående utbyggingen av et 420 MW gasskraftverk på Kårstø og et omsøkt gasskraftverk med elektrisk ytelse på 260 – 280 MW på Mongstad-raffineriet, har gasskraft inntatt en sentral rolle i utviklingen av kraftbildet for hele det området som omfattes av denne utredningen. I tillegg finnes allerede noen mindre gassfyrte anlegg for samproduksjon av kraft og varme og det foreligger planer for bygging av flere. Helt nylig har også BKK kommet på banen med forhåndsmelding om utredning av et gasskraftverk av Kårstø-størrelse, som vil vurderes lokalisert enten på Kollsnes, Mongstad eller Sløvåg i Gulen (BKK, juni 2006).

### 3.2.1 Gasskraft Kårstø

Naturkraft har fått konsesjon for å bygge gasskraftverk på Kårstø uten CO<sub>2</sub>-rensing. Investeringsbeslutning ble tatt i 2005 og utbygging pågår med planlagt driftsstart i september 2007. Verket er et kombinertanlegg fra Siemens med kraftytelse 420 MW.



Det bygges på nabotomt til gassbehandlingsanlegget og vil tilknyttes 300 kV-nettet i samme punkt. Naturkrafts anlegg er imidlertid en helt selvstendig enhet uten noen form for energimessig integrering med gassbehandlingsanlegget. Det er stipulert at verket vil gi en årlig kraftproduksjon på ca. 3.5 TWh.

Etter at Statoil trakk seg ut av selskapet i september 2005 eies Naturkraft på 50 / 50 basis av Norsk Hydro og Statkraft. Naturkraft skal eie, bygge og drive gasskraftverket, mens de to eierselskapene hver vil disponere halvparten av kraftproduksjonen.

Gasskraftverket er plassert i et område som i utgangspunktet har vært ansett å ha en usikker kraftdekning. Dette har både vært relatert til signaler om ny aluminiumskapasitet ved Hydro Karmøy og til mulighetene for videre utbygging av gassbehandlingsanlegget på Kårstø. Bildet er imidlertid vesentlig endret etter at Hydros beslutning om å utfase Søderberg-kapasiteten på Karmøy i 2009 er blitt kombinert med en sterk nedtoning av utsiktene til bygging av ny "prebake"-kapasitet ved aluminiumsverket. Sammenholdt med planene for produksjonsutvidelse fra 280 000 til 450 000 årstonn, betyr en ensidig nedleggelse av Søderberg-kapasiteten, at kraftbehovet i området reduseres med mer enn 3 TWh, fra en antatt økning på 1.6 TWh til en reduksjon på nærmere 1.7 TWh. Per i dag er det heller ikke planer for oppgraderinger ved gassbehandlingsanlegget som antas å påvirke energiforbruket i nevneverdig grad. Hvis dette bildet holder seg kan Naturkrafts utsikter til å forsyne et område med sterk vekst i kraftforbruket være snudd til et spørsmål om å få kraftproduksjonen ut av regionen.

Med hensyn til CO<sub>2</sub>-utslipp er kraftverket underlagt kvoteplikt, men konsesjonen stiller ikke renskrav. Fra regjeringshold er det imidlertid gitt sterke signaler om at CO<sub>2</sub>-rensing ønskes gjennomført, senest fra 2009. Det er samtidig gjort klart at dette innebærer offentlige bidrag, økonomisk og eventuelt på annen måte, men den konkrete utformingen av støtteopplegget er fortsatt ikke klargjort.

Dersom CO<sub>2</sub>-fangst skal gjennomføres for kraftverket på Kårstø fra 2009 er det neppe aktuelt med andre løsninger enn amin-basert avgassrensing. Slik rensing er energikrevende og vil ved eksisterende teknologi beslaglegge 8 – 10 prosentpoeng av kraftvirkningsgraden. For det aktuelle verket innebærer dette at virkningsgraden faller fra i størrelsesorden 60 % til noe i overkant av 50 %. Energibehovet, som i det alt vesentlige er damprelatert, kan dekkes enten ved tilleggsfyring eller ved å trekke ned ytelsene i dampturbindelen av kraftverket. Siden kraftverket fra produsentens side er sterkt optimalisert bl.a. i avbalanseringen av gass- og dampturbiner, er det sannsynlig at kraftytelsen blir minst skadelidende ved tilleggsfyring. I så fall blir den årlige kraftforsyningen fra verket i prinsippet lite berørt av renskravet. Samtidig er det klart at kraftprodusenten får en betydelig tilleggskostnad ved at brenselforbruket

øker. Om vi regner 9 % netto ytelsesfall fra en kraftvirkningsgrad på 60 %, så svarer det til en økning i brenselforbruk per kraftenhet på i overkant av 17 %.

### **3.2.2 Gasskraft Mongstad**

Statoil arbeider med planer for en omfattende oppgradering og modernisering av anleggene på Mongstad, hvor en har et særskilt fokus på energieffektivisering. I den forbindelse er det søkt tillatelse til å bygge et gassfyrt energiverk. Selskapet ønsker å integrere dette med raffineriet, slik at raffinerigass kan utgjøre deler av brenselet, samtidig som energiverket forsyner raffineriet med prosessvarme. Utbyggingen forutsetter at det samtidig etableres gassforsyning til Mongstad. Det er derfor også søkt om å få legge en ca. 65 km 200 bars gassrørledning fra Kollsnes. Det tas utgangspunkt i en 10" rørledning, som i prinsippet er tilstrekkelig til å dekke hele kraftverkets årlige gassbehov på anslagsvis 0.7 mrd. Sm<sup>3</sup>. Dimensjoneringen gir fleksibilitet til at kapasiteten i røret senere kan økes til opp mot 2 mrd. Sm<sup>3</sup> ved å installere ekstra kompressor på Kollsnes. Røret vil da også kunne betjene eventuell annen gassetterspørsel fra virksomhet i området. Samlet er investeringene i energiverket anslått til ca. 3 mrd. kr (2003), hvorav gassrørledningen utgjør ca. 600 mill. kr.

Kraftverket som foreslås er prosjektert med 2 store gassturbiner og muligens en liten dampturbin. Generatorkapasiteten knyttet til hver av gassturbinene blir ca. 130 MW og eventuelt 20 MW for dampturbinen. Dette gir en samlet elektrisk effektkapasitet på 260 - 280 MW, avhengig av om dampturbinen installeres. Statoil Mongstads eget kraftbehov representerer et effektuttak på ca. 60 MW. Ved realisering - uten CO<sub>2</sub>-rensing - vil energiverket derfor - utover egendekningen - gi en netto effektførsterkning i kraftforsyningen på 200 – 220 MW.

Energiverket vil i tillegg til kraftproduksjonen kunne levere inntil 350 MW varme avhengig av at det finnes matchende anvendelser. Ca. 80 MW er disponert til forvarming av råoljestrømmen, mens ca. 230 MW vil ifølge Statoil anvendes til produksjon av høytrykksdamp til andre energiformål på raffineriet. Statoils "faktaark" for anlegget antyder en totalvirkningsgrad ved oppstart på ca. 70%, med mulighet for økning til over 80%, dels ved at utnyttelsen av høytrykksdamp økes, men først og fremst ved at det finnes anvendelsesmuligheter for mer lavtemperatur varme enten på raffineriet eller i ny virksomhet på tilstøtende industriområde.

Fra regjeringshold er det sterkt signalisert at CO<sub>2</sub>-rensing vil bli krevd for energiverket på Mongstad. Utover at den antydde dampturbinen da ganske sikkert bortfaller, vil konsekvensene for kraftproduksjonen i dette tilfellet bli relativt begrensede, siden det her dreier seg om et gassturbinverk mens energibehovet til CO<sub>2</sub>-fangst i all hovedsak er damprelatert. Samtidig er det noe vanskelig å gi konkrete anslag for hvordan

virkningsgraden i anlegget vil påvirkes, bl.a. fordi Statoil signaliserer at det initielt finnes en del overskuddsvarme. I den grad denne har tilstrekkelig kvalitet kan den forsyne fangstanlegget med damp. Konsekvensen er at varmen ikke lengre er tilgjengelig for andre anvendelser, slik at disse eventuelt må skaffes annen energiforsyning. Samtidig er det sannsynlig at fangstanlegget, utover dette, representerer et betydelig behov for tilleggsfyring, slik at brenselforbruket og de medfølgende kostnadene øker. En mulig tilleggskonsekvens av dette er at Statoil kan måtte revurdere dimensjoneringen av gassrøret til Kollsnes.

Energiverket vil tilknyttes nettet på raffineriets tilknytningspunkt til 132 kV spenningsnivå.

### **3.2.3 Mindre kogenereringsanlegg**

Det finnes i dag noen mindre gasskraftverk i regionen. Det største er et ca. 20 år gammelt verk som er integrert i gassbehandlingsanlegget på Kårstø. Verket har en elektrisk kapasitet på omkring 40 MW, mens avgassen anvendes til produksjon av damp til prosessanleggene slik at totalvirkningsgraden kommer opp mot 80 prosent. Kraftverket dekker om lag 40 prosent av kraftbehovet ved Gasscos virksomhet på Kårstø.

I næringsparken på Kollsnes har BKK installert et gassfyrte kombinertanlegg i direkte tilknytting til LNG-fabrikken. Det har en elektrisk ytelse på ca. 3.5 MW el og gir en årlig kraftproduksjon på i underkant av 30 GWh. Spesielt for dette anlegget er at det utnytter spillgass fra LNG-produksjonen som brensel, noe som alternativt måtte vært faklet. Kraftproduksjonen medfører derfor ingen økte utslipp. I tillegg leverer anlegget varme til et samlokalisert anlegg for produksjon av torskeyngel (Cod Culture Norway). I tilknytting til LNG-produksjonen på Snurrevarden i Karmøy eier og driver Gasnor selv et tilsvarende, men noe mindre kogeanlegg. Begge anleggene er dimensjonert for å dekke kraftbehovet i LNG-produksjonen.

I forbindelse med utvidelsen av LNG-produksjonen på Kollsnes skal BKK bygge enda en kogeenhet slik at den samlede kraftinstallasjonen kommer opp i 10.3 MW, med årskapasiteten økt til 82 GWh. Bindingen på brenselssiden innebærer imidlertid at det kan ta noe tid før spillgassmengden fra LNG-anlegget når et tilstrekkelig nivå for en slik produksjon.

I tillegg er det i drift to mindre kogeanlegg som også leverer både kraft og varme. Det ene, som eies av Haugaland Kraft, ligger i Bø på Karmøy og har en kapasitet på 313 kW el og 450 kW varme. Det andre ligger i Skogsvåg i Sund kommune og har en kapasitet på 154 kW el og 233 kW varme. Begge anleggene leverer varme til bygningsoppvarming og har hatt status som forsøksprosjekter.

Det foreligger for øvrig flere planer for nye kogeanlegg i utredningsområdet. Blant annet har BKK uttrykt interesse for å bygge et anlegg i Sløvåg i Gulen kommune. Dette prosjektet er imidlertid betinget av at det først etableres gassforsyning til Mongstad og at denne videreføres med rør til Sløvåg. I Energiutredning for Karmøy kommune opplyses det at Gasnor har planer for bygging av 3 kogeanlegg uten at det angis hvor disse er tenkt lokalisert.

### **3.2.4 Annen brenselbasert kraftproduksjon**

I Rådal i Bergen kommune finnes to anlegg som på ulike måter produserer kraft med utgangspunkt i avfallsenergi.

Det ene anlegget utnytter deponigass (primært metan) til å drive en gassmotor med kraftgenerator. Dette har en installert effekt på 1.5 MW. Kraftproduksjonen som leveres inn på BKKs nett har variert betydelig fra år til år og antas å falle i årene fremover ettersom det ikke lengre deponeres avfall i Bergen. I Energiutredninger for Bergen er produksjonen oppgitt til hhv. 11 og 4.8 GWh i 2002 og 2003. Produksjonen i 2004 ble redusert av driftsproblemer.

Det største anlegget er integrert i BIRs avfallsforbrenningsanlegg som i 2004 mottok ca. 105 000 tonn avfall. Gjenvunnet varme fra avfallet er energikilde for det omfattende fjernvarmesystemet som utvikles og drives av BKK Varme. Med en angitt termisk kapasitet på 44.8 MW kan varmesentralen svelge unna like i overkant av konsesjonsgrensen på 120 000 tonn avfall ved 8000 driftstimer<sup>3</sup>. Ved forutsetning om 75 prosent gjennomsnittlig virkningsgrad gir dette en øvre grense for utnyttbar årlig energileveranse på i overkant av 260 GWh, mens tilsvarende energiverdi for innfyrt avfallsføde i 2005 var om lag 230 GWh.

I tillegg til distribusjonen til kundene i fjernvarmenettet utnyttes overskuddsdamp til kraftproduksjon i en 13.5 MW dampturbin. Ved full utnyttelse i 8000 timer kan denne yte en årsproduksjon på 108 GWh. I 2004 utgjorde kraftproduksjonen 41.3 GWh, mens det ble levert 96.3 GWh som fjernvarme. Kraftproduksjonen er ned fra ca. 60 GWh foregående år fordi varmeleveransene tar en økende del av kapasiteten.

Utviklingen av fjernvarmesystemet fortsetter for fullt og det var ved utgangen av 2005 kontraktsfestet årlige leveranser på 133 GWh. De neste 5 – 10 år ser BKK Varme for seg en ytterligere økning på 40 – 50 GWh innenfor eksisterende konsesjonsområde. I tillegg er det nylig gitt konsesjon for Bergen sentrum, hvor selskapet anslår et ytterligere potensial i størrelsesorden 50 GWh. På bakgrunn av utviklingen arbeides

---

<sup>3</sup> Forutsatt gjennomsnittlig brennverdi på 10.5 MJ/kg avfall (Von Rolls/ anleggsfabrikantens oppgave)

det med planer om en ny energilinje som kan doble leveringskapasiteten fra omkring 2010. Frem til den nye linjen eventuelt kommer i drift er det rimelig å anta at kraftproduksjonen må reduseres fortløpende etter som fjernvarmebehovet beslaglegger en stadig større del av energikapasiteten, særlig vinterstid.

I Sauda vurderer Eramet Norway å bygge et gasskraftverk basert på karbonmonoksid som frigjøres fra sinter-anlegget. Den årlige kraftproduksjonen er anslått til 108 GWh og i tillegg vil anlegget kunne levere store kvanta varme. Kraft produseres også ved energigjenvinning hos Elkem Bjølvefossen (ca. 40 GWh), men her er det selve varmeenergien i avgassene fra ovnene som utnyttes i en dampturbin med generator. Et tilsvarende anlegg med årskapasitet på 110 GWh vurderes hos Tinfos Titan & Iron i Tyssedal.

### **3.2.5 Vindkraft**

Det er presentert omfattende planer for produksjon av vindkraft i utredningsområdet. Hovedtyngden av prosjektene sokner til SKLs utredningsområde. Totalt er det her innlevert 6 konsesjonssøknader og 2 forhåndsmeldinger. I tillegg rapporterer SKL om at det pågår planarbeid på Goddo i Bømlo kommune. I BKK-området er det inngitt to forhåndsmeldinger om vindkraft. Prosjektene er oppsummert i Tabell 3.4.

I den grad de omfattende planene for vindkraft blir realisert, kan de gi et betydelig tilskudd til kraftforsyningen i området. Totalt er det tale om en samlet årlig produksjon på rundt 1.7 TWh. Selv om vindkraft er et nasjonalt satsingsområde er det likevel grunn til å stille spørsmål ved hvor mye av dette som kommer til å bli realisert. En grunn er at lønnsomhet i vindkraft fortsatt krever en avlønning som ligger betydelig over kraftprisene vi har hatt i det Nordiske markedet. Det er derfor en utbredt oppfatning at denne type produksjon vil være betinget av offentlig støtte i mange år fremover. Foreliggende planer og søknader er for en stor del forankret i forventningene om at det skulle etableres et grønt sertifikatmarked. Etter at den nye regjeringen gikk bort fra denne løsningen er det oppstått betydelig usikkerhet om den offentlige delfinansieringen, både med hensyn til nivå og varighet. Et nytt fond på 20 milliarder kroner administrert av ENOVA er nylig annonsert som erstatning, men vilkårene for dette er foreløpig ikke så godt kjent.

Estetikk, naturvern og behovet for å båndlegge store utmarksområder er andre momenter som også vil begrense utviklingen av vindkraft. Selv om mange prinsipielt er positive til denne energiformen, har det vist seg at konfliktnivåene skjerpes når prosjekter konkretiseres. Det er derfor åpenbart at balanseringen av ulike interesser vil medføre at en rekke foreslåtte vindkraftparker enten beskjæres i konsesjonsprosessen eller også nektes etablert. De tekniske vilkårene for tilkobling til nettet er et ytterligere kompliserende element som vil inngå i disse vurderingene. I tilfeller hvor

**Tabell 3.4 Vindkraft - Konsesjonssøkt, forhåndsmeldt og på planstadiet.**

	Maks. installert effekt	Årsproduksjon	Status	Søker
<b>SKL utredningsområde:</b>				
Selbjørn (Austevoll)	40 MW (20)	120 GWh	K-søkt	Statkraft
Stolmen (Austevoll)	6 MW ( 3)	<sup>1)</sup> 18 GWh	K-søkt	Hybridtech AS
Store Kalsøy (Austevoll)	9 MW ( 3)	<sup>1)</sup> 27 GWh	K-søkt	Hybridtech AS
Kvalvåg (Austevoll)	6 MW ( 3)	<sup>1)</sup> 18 GWh	K-søkt	Hybridtech AS
Midtfjellet (Fitjar) <sup>2)</sup>	137 MW (36)	<sup>1)</sup> 411 GWh	K-søkt	Fitjar kraftlag sammen med SKL og BKK
Langevåg (Bømlo)	65 MW (25)	200 GWh	K-søkt	Statkraft
Rolfsnes (Bømlo)	100 MW (35)	270 GWh	F-meldt	Statkraft
Goddo (Bømlo)	80 MW (?)	170 GWh	Plan	
Karmøy	70 MW (25)	210 GWh	F-meldt	Norsk Hydro
Karmøy Offshore	3 MW (1)		K-søkt	Norsk Hydro – pilot
Årvikfjellet (Tysvær)	39 MW (13)	110 GWh	K-søkt	Tysvær vindpark AS
<b>Totalt</b>	<b>546 MW</b>	<b>1 553 GWh</b>		
<b>BKK-området:</b>				
Kollsnes (Øygarden)	57 MW (20)		F-meldt	Gefion Engineering
Setenesfjellet (Gulen)	50 MW (20)	175 GWh	F-meldt	Fred Olsen Renewables
<b>Totalt</b>	<b>107 MW</b>			

**Noter:**

Tabellen bygger primært på NVEs oversikt over konsesjonssøkte og forhåndsmeldte prosjekt. Plantall for Goddo på Bømlo er hentet fra SKLs kraftsystemutredning.

<sup>1)</sup> Anslag for årsproduksjon er basert på 3000 driftstimer

<sup>2)</sup> Samlet effekt er basert på oppgaver for hovedalternativ i søknad til NVE (36 enheter a 3.8 MW)

tilkoblingen krever betydelige nettinvesteringer, kan dette bli en begrensende faktor<sup>4</sup>, enten ved at investeringer stoppes fordi kravene om anleggsbidrag blir for høye eller ved at økonomisk akseptable nettløsninger nektes av miljøhensyn.

I systemperspektivet er det for øvrig en annen viktig side ved vindkraften som en må ha i mente. Til forskjell fra vann og brensel, som kan lagres, er vind en momentan ressurs som kun er tilgjengelig når det blåser. Derfor kan heller ikke vindkraft medregnes i den effektreserven som er tilgjengelig i maksimallastsituasjoner. Forholdet understrekes av at slike lastsituasjoner typisk opptrer på de kaldeste vinter-

<sup>4</sup> Noen totaloversikt over investeringsbehov i nettet foreligger ikke i og med at konsesjonsspørsmålene fortsatt er uavklarte. Midtfjellet i Fitjar kan imidlertid eksemplifisere problemstillingen. Her er søkt om utbygging til anslått total kostnad på 1.07 mrd. kr. Nettløsningen som foretrekkes av SKL har en anslått total kostnad på ca. 80 millioner kr, inklusiv kabler og transformator internt i vindparken.

dagene da det som regel også er vindstille. Dette er imidlertid ikke noe problem hvis kraftsystemet for øvrig har ledig reguleringskapasitet. Derimot er det en utfordring hvis vindkraft mates inn i et område med en presset effektsituasjon slik det er tiltagende tendenser til i BKK-området. I slike tilfeller kan en effektiv utnyttning av vindkraften innebære at det må gjøres kompletterende investeringer på effektsiden. Aktuelle løsninger i så måte kan være å oppgradere yteevnen i regionale vannkraftanlegg eller å styrke linjekapasiteten til omverdenen. Utformingen av nettariffene er en viktig parameter her som i betydelig grad kan påvirke på valget av løsning. Etter dagens regler er det sterke insentiv til å foretrekke en nettløsning selv i tilfeller hvor denne ikke er den beste i samfunnsøkonomisk forstand.

### **3.3 Direktebruk av gass – et substitutt til kraft?**

Naturgass er introdusert flere steder i regionen med utgangspunkt i de to i landføringsstedene i hhv. Karmøy/Tysvær og Øygarden kommuner. Det første rørbaserte distribusjonsnett ble utviklet av Gasnor på Karmøy. Gassen tas her ut ved Snurrevarden fra høytrykksrøret som fører gass fra behandlingsanlegget på Kårstø til kundene på kontinentet. Leveransene startet i 1994 med utgangspunkt i Hydro Aluminium på Karmøy. Senere er en rekke andre kunder kommet til og rørledningsnett er strukket videre over Karmsundet og til Haugesund.

Også for Bergen har gassforsyning via rør vært vurdert, men er foreløpig ikke realisert. Dette skyldes at kostnadene vurderes å være for høye på grunn av den lange avstanden fra gassbehandlingsanlegget på Kollsnes. Røralternativet er dessuten ytterligere svekket etter nedleggelsen av sildemelfabrikken på Horsøy som innebar at en større potensiell gasskunde langs traseen til byområdet falt bort. Alternative transportløsninger er etablert, først i beskjeden skala, basert på CNG og rettet mot kunder i Bergensregionen, og etter hvert med utgangspunkt i flytende gass (LNG) med et vesentlig videre markedspektiv.

I 2003 ble det driftssatt 2 anlegg for produksjon av flytende gass (LNG) i regionen, ett på Kollsnes med årskapasitet på ca. 40 000 tonn ( $\approx$  600GWh) og ett på Snurrevarden med kapasitet på 20 000 årstonn. Ved anlegget på Kollsnes foregår det for tiden en utbygging til ca. 120 000 tonn. Disse anleggene har imidlertid snarere en nasjonal enn regional innretning og leverer med båt og trailer til kunder over store deler av landet.

Innen den utvidede Hordalandsregionen er det hittil etablert 5 mottaksterminaler for LNG. Den største ligger på CCB Ågotnes og forsyner to supplyskip som drives med gass. En noe mindre terminal er etablert hos Sør-Norge Aluminium på Husnes i Kvinnherad. Denne forsyner Sør-Norge Aluminium og har også dels fungert som

transittstasjon for viderebefordring av LNG med trailer til ny mottaksterminal hos Boliden i Odda, hvor gassen erstatter tidligere bruk av fyringsolje. Boliden brukte i 2004 1699 tonn LNG.

I Bergen er det etablert to mindre LNG mottaksterminaler. En ved Gaias garasje- og verkstedsanlegg på Mannsverk, hvor gassen anvendes som bussdrivstoff, og en på Grønneviksøren, hvor den bl.a. forsyner Haukeland sykehus. En sjette LNG-terminal vil i nær fremtid bli bygget på Halhjem i Os kommune for å forsyne de nye gassferjene som skal trafikker strekningen Halhjem - Sandvikvåg fra 2007. I tillegg vurderer nå også Sunnhordland Kraftlag å starte gassdistribusjon på Stord.

Størstedelen av gassen som distribueres av Gasnor går til industrielle brukere til erstatning for ulike oljeprodukter. Gass går også i økende grad til bygningsoppvarming og da primært til større enheter som allerede har et vannbåret varmesystem med sentralisert varmeenhet, typisk næringsbygg, offentlige bygg og bolig-samvirker. For utredningsområdet er det for øvrig nokså enestående at en betydelig del av leveransene går til transportformål; til supplyskip, busser og taxier med mer og i de nærmeste årene også til to av landets største ferjesamband.

Naturgass har så langt i liten grad fungert som substitutt for elektrisitet. Over tid kan dette endre seg, spesielt i nybygg, avhengig av i hvilken grad naturgass evner å få innpass som primærenergikilde til varmeformål hvor en alternativt ville basert seg på el. En slik utvikling vil imidlertid gå langsomt og vil innenfor vår tidshorisont ha en beskjedent dempende effekt på det samlede kraftforbruket i utredningsområdet. Dette skyldes både at det primært er tale om nybygg og at det er begrenset hvor gass vil bli tilgjengelig til konkurransedyktige vilkår.

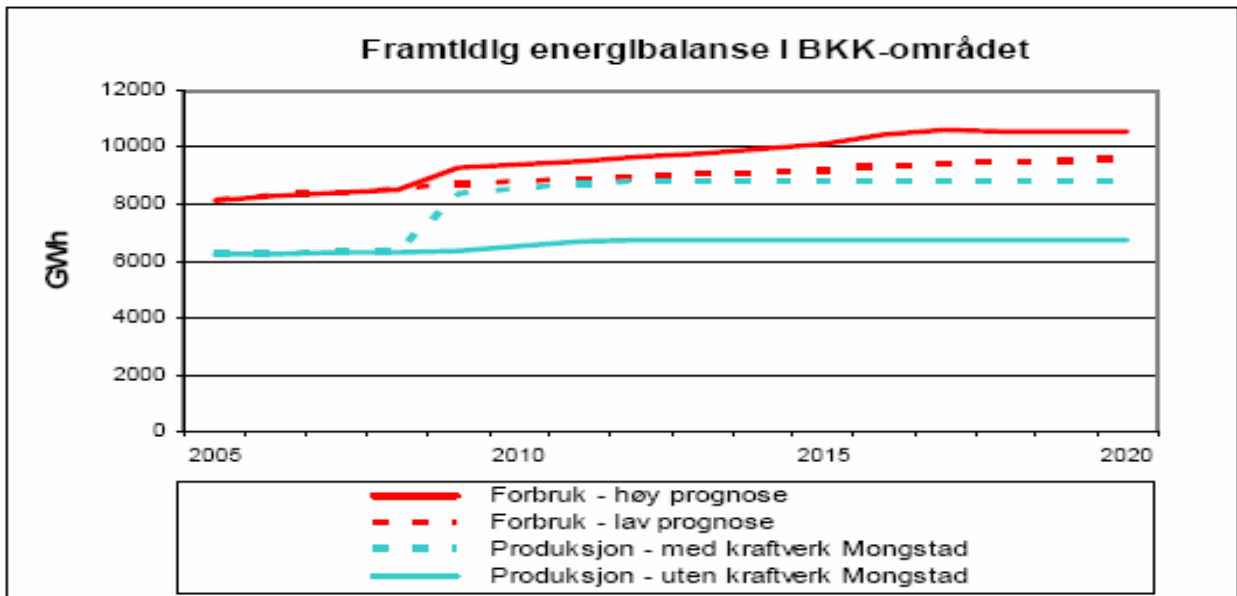
For øvrig ser vi at en rekke energiselskap signaliserer interesse for å engasjere seg i kogen-aktivitet. Denne virksomheten befinner seg imidlertid i et miljømessig grenseland hvor det er vanskelig å vurdere hva som vil tillates. Aktiviteten beskrankes dessuten av avsetningsmulighetene for den samproduserte varmen. Samtidig risikerer en her også å støte an mot ambisjonene om utvikling av bioenergi. Slike konflikter kan raskt fremtvinge en fjerning av moms fritaket for naturgass slik det var forutsatt i Gassmeldingen (St.meld. nr. 9 2002-2003). Dette vil i så fall innebære en vesentlig svekkelse av naturgassens konkurransedyktighet.

Det forventes at energi- og effektsituasjon i Hordaland vil være tilfredsstillende, og sannsynligvis styrkes i tiden fremover. Energi- og effektsituasjon blir ikke jevnt fordelt over regionen. Det forventes at framtidige forbruksøkningen i BKK-området blir større enn tilgangen på ny produksjon slik at området vil få et økende energi- og effektunderskudd framover.



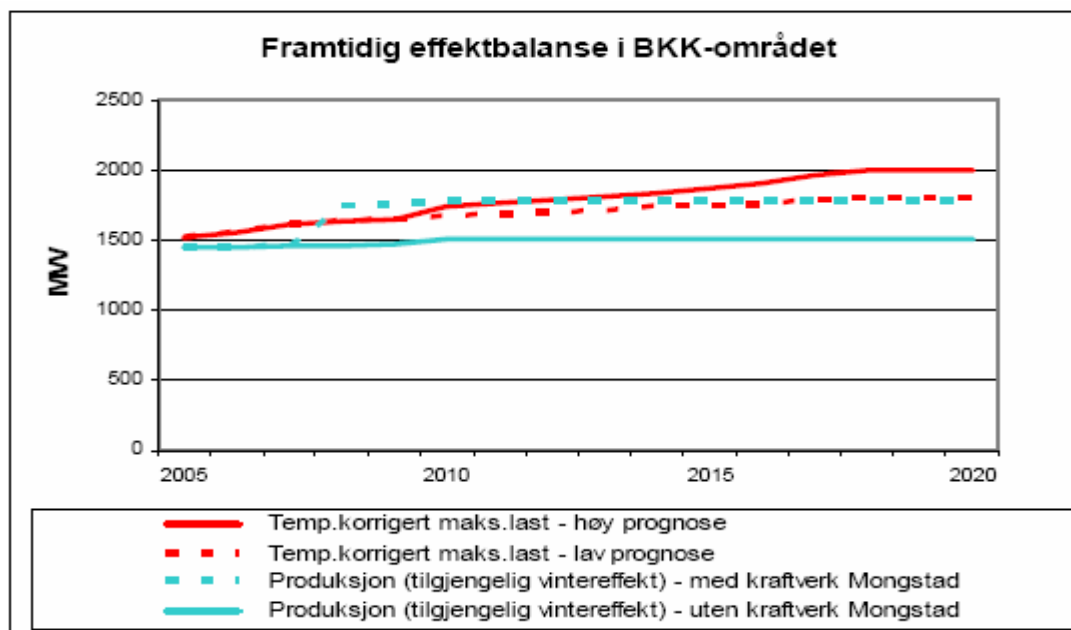
Et kraftvarmeverk på Mongstad vil gi et positivt bidrag til kraftsituasjonen, men det vil ikke veie opp for hele det økte forbruket. Det totale elektrisitetsforbruket ventes å øke med 1.8 % per år i de to områdene de i kommende 15 årene. Mye av økningen kommer i de store industribedriftene (dvs. de som er tilkoblet regionalnettet) hovedsakelig i gassbehandlingsanlegget på Kollsnes, men også på Sture, og Mongstad og Boliden. Storindustrien ventes med dette å øke sin andel av totalforbruket fra 34 % i dag til ca. 60 % i 2020. Det øvrige elektrisitetsforbruket – til husholdninger, næring og småindustri er forventet å beholde svak vekst, i snitt ca. 0.8 % per år de kommende 15 årene, men veksten vil være klart større i Bergen og i kystkommunene enn i innlandskommunene.

Situasjonen når det gjelder fremtidig effektsituasjon er også forventet å være lik situasjonen på energisiden. BKK-området har to ulike forbruksprognoser - høy og lav – hvor det er forutsetningene om forbruket på Kollsnes som utgjør forskjellen.



Kilde: BKK (2006)

**Figur 3.1 Prognose for energibalansen i BKK-området, 2005 - 2020.**



Kilde: BKK (2006)

**Figur 3.2 Prognose for effektbalansen i BKK-området, 2005 - 2020.**

## 4 Nettsituasjonen i regionen

Ledningsnett i Norge er delt i tre nivåer, *sentralnett*, *regionalnett* og *distribusjon*. Sentralnettet er hovedforbindelsene med de høyeste spenningsnivåene, typisk 300 og 420 kV, som binder sammen regioner og landsdeler. På landsbasis er det meste av sentralnettet eid av Statnett, men BKK-området er spesielt ved at BKK Nett her eier det meste av sentralnettet. I Sunnhordland og Nord-Rogaland eier Statnett i underkant av 80 prosent, mens resten er fordelt mellom Sunnhordland Kraftlag og Haugaland Kraft.

Regionalnettet transporterer strøm innen regionene og vil oftest ha et lavere spenningsnivå enn sentralnettet, typisk 66 og 132 kV. På grunn av de ulike spenningsnivåene vil regionalnettet normalt være tilkoblet sentralnett via transformatorstasjoner. Større industrielle kraftbrukere er som regel tilknyttet regionalnettet direkte, mens kraft til alminnelig forbruk føres frem til lokale sekundærstasjoner. Det mates inn kraft i regionalnettet fra en rekke kraftanlegg, men produksjon mates også inn direkte i sentralnettet.

Det lokale distribusjonsnettet transporterer strømmen fra sekundærstasjonene og siste stykket frem til de mindre brukerne. Mange steder er det samme netteier som eier både regionalnett og distribusjonsnett.

I motsetning til produksjon og omsetning av kraft - som er konkurranseutsatt - er nettdriften en regulert monopolvirksomhet hvor det gis eksklusive områdekonsesjoner til enkeltaktører. I BKK-området er det 6 slike konsesjonærer: *Askøy Energi AS* (Askøy kommune), *Bjølfefossen ASA* (Ålvik), *Kvam Kraftverk* (Kvam utenom Ålvik), *Voss Energi AS* (Voss kommune), *Modalen Kraftlag* (Modalen kommune) og *BKK Nett*, som dekker resten av området. Indre Hardanger betjenes av de 3 konsesjonærene: *Indre Hardanger Kraftlag* (Granvin, Ulvik, Ullensvang og Eidfjord kommuner), *Odda Energi AS* (Odda kommune) og *Jondal Energiverk* (Jondal kommune). I Sunnhordland og Nord-Rogaland er det 3 områdekonsesjonærer: *Sunnhordland kommunale kraftlag (SKL)* betjener kystkommunene mellom Bjørnefjorden og fylkesgrensen mot Rogaland, *Suldal Everk* har konsesjonen i Suldal kommune, mens *Haugaland Kraft* dekker resten av Nord-Rogaland inklusiv Sauda, Bokn og Utsira.

## 4.1 Noen hovedtrekk ved dagens nettsituasjon i Hordaland

### 4.1.1 Sentralnettet

Sentralnettet i **BKKs område** består av to 300 kV luftledninger og eies i hovedsak av BKK Nett. I **Odda-området**, består sentralnettet av en 300kV luftledning som radial fra Røldal, samt 300kV utveksling i Røldal som eies i hovedsak av Statnett. I **Sima-området**, er det en 420kV utvekslingslinje som eies i hovedsak av Statnett.

Sentralnettet i **SKLs utredningsområde** omfatter ringforbindelsen *Sauda – Kvinnherad – Stord – Karmøy – Kårstø – Sauda*, sammen med linjene *Blåfalli – Mauranger, Sauda – Hylen – Saurdal* og *Sauda – Nesflaten*. Hele nettet er på 300 kV spenningsnivå og er tilknyttet det øvrige norske hovednettet med tre 300 kV linjer; *Hylen/Liastøl* mot Førre, *Nesflaten/Suldal* mot Røldal og *Kjela* samt ved *Mauranger/Samnanger* mot BKK. I tillegg er det tilknytting mot 420 kV systemet i Saurdal.

Overføringsnettet har blitt tradisjonelt bygd opp med utgangspunkt i N-1 prinsippet dvs. at ved en feil på en linje skal forsyningen kunne gjenopprettes via en reservelinje. BKK-området forsynes av to 300kV linjer, og i praksis er en av de to ofte utkoblet av Statnett i forbindelse med revisjoner eller for å begrense transitt gjennom nettet. I slike situasjoner vil BKK-området bli isolert dersom det oppstår feil på den andre 300 kV linjen. Dersom produksjon innen BKK-området ikke er tilstrekkelig til å dekke etterspørselen oppstår det frekvensfall. Dette vil resultere i at av noe av lasten i BKK-området automatisk kobles ut. Slik lastbortkoblingssystemet er innstilt i BKK-området, vil last i BKK-området være blant de første som kobles ut, hvis frekvensen faller i et større område i Norge eller Norden.

### 4.1.2 Regionalnettet

*Regionalnettet* i BKKs utredningsområde har 4 hovedenheter:

- BKK-området, består av luftledninger, sjøkabler og jordkabler på spenningsnivåene 45-300 kV. Nettet eies hovedsakelig av BKK Nett, men også av andre energiverk, industrikunder og BKK Produksjon eier anlegg på disse spenningsnivåene.
- Odda-området, består av luftledninger, sjøkabler og jordkabler på spenningsnivå 66 kV. Nettet eies hovedsakelig av Aktieselskabet Tyssefaldene.
- Sima-området, består av luftledninger og sjøkabler på spenningsnivået 66kV. Nettet eies av Indre Hardanger Kraftlag.
- Jondal-området, består av luftledning på spenningsnivået 66kV.

Hovedtall for uttakspunktene til kraftkrevende industri og distribusjonsselskap er vist i Tabell 4.1.

**Tabell 4.1 Kraftuttak til distribusjon og kraftkrevende industri i BKKs utredningsområde.**

Regionalnett	Distribusjon	Uttak på	9. januar 2006 09:00	Folketall
BKK Nett	BKK Nett	22, 11 kV	902 MW	310 000
	Askøy Energi	132 kV	42,9 MW	21 000
	Kvam Kraftverk	22 kV	20.6 MW	8 600
	Indre Hardanger Kraftlag	45, 22 kV	7 MW	2 170
	Modalen kraftlag	22 kV	1.1 MW	355
	Statoil Kollsnes	132 kV	249.8 MW	1
	Statoil Mongstad	132 kV	51.7 MW	1
	Hydro Sture	132 kV	26 MW	1
	"Blikkvalseverket"	45 kV	16.4 MW	1
	NSB	45 kV	4.7 MW	1
Voss Energi	Voss Energi	22/12 kV	46 MW	13 770
	NSB	45 kV	inkl.	1
Tyssefaldene	Odda Energi	22/12 kV	29.3 MW (29.12.05 kl. 11)	6 030
	Indre Hardanger Kraftlag	22 kV	inkl. over	1
	Boliden Odda AS	66/12 kV	Industri totalt 28.12.05:	1
	Ilmenittsmelteverket/ TTI	66/22 kV	141.8 MW	1
Statkraft  (alt. Statnett - Sima)	Bjølfossen	132/12 kV	42.2 MW	740
	Jondal	66/22 kV	4 MW	1 100
	Indre Hardanger Kraftlag	45 kV	11.3 MW	4 500
Statnett	Odda energi Røldal	22 kV	**	

Kilde: *BKK - Kraftsystemutredning for 2006 – 2021 for BKK-området og Indre Hardanger.*

*Regionalnettet* i SKL sitt utredningsområde er i sin helhet på 66 kV nivå. Med unntak av Suldal kommune, hvor nettet eies av Suldal Elverk, er det Sunnhordland Kraftlag og Haugaland Kraft som eier resten av regionalnettet i hhv. nordre/østlige og søndre del av området. Det er tilknytningspunkter med transformering til sentralnett i Kvinnherad, Stord, Haugesund, Karmøy og Sauda, mens de store industribedriftene har egen transformering med tilkobling direkte til sentralnett. Dette gjelder Hydro Karmøy, Søral på Husnes, Statoil Kårstø og Eramet i Sauda.

Hovedtall for uttak til distribusjon i 2005 er vist i Tabell 4.2. Tallene i tabellen er ikke temperaturkorrigert. Samlet er det temperaturkorrigerede effektuttaket beregnet til 465 MW for 2005.

**Tabell 4.2 Oversikt over utmating fra regionalnett i SKLs utredningsområde.**

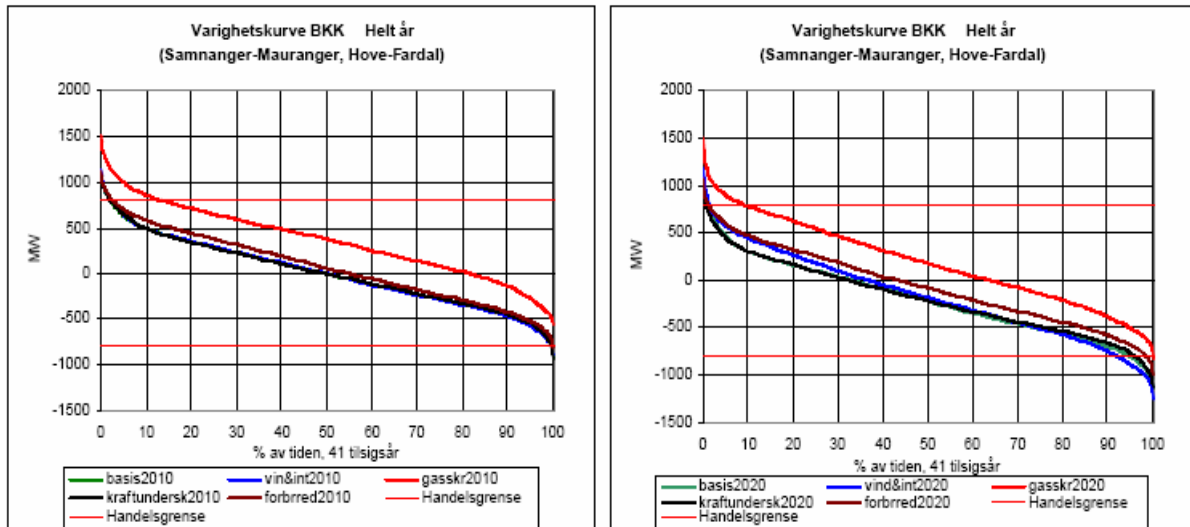
Selskap	Maks effekt 2005 - MW	Overført energi 2005 - GWh	Folketall 1.1.2006
Austevoll Kraftlag	14.9	81.1	4 391
Etne El. lag	7.8	37.4	2 790
Finnås Kraftlag	28.1	141.7	10 808
Fitjar Kraftlag	7.1	41.0	2 901
Fjelberg Kraftlag	6.0	33.6	2 600
Fusa Kraftlag	14.6	63.0	3 731
Haugaland Kraft	254.0	1306.0	94 211
Kvinnherad Energi	32.5	137.9	10 471
Skånevik Ølen Kraftlag	12.5	72.7	4 500
BKKN (Stord)	49.0	242.1	16 682
Suldal El.verk	16.1	83.2	3 882
Tysnes kraftlag	8.0	40.6	2 795
Sum	451.0	2 280	159 763
Kilde: SKL – Regional kraftsystemutgreiing for Sunnhordland og Nord-Rogaland 2006-2016			

## 4.2 Noen hovedtrekk ved fremtidig nettsituasjon i regionen

Figur 4.1 viser overføringsbehov og overføringsgrenser for BKK området. Overføringsgrensen er satt til 800 MW som er kapasitet for en av linjene som forsyner BKK-området.

Varighetskurvene i figuren viser overføringsbeskranker for overføring ut av området i scenario Gasskraft for både 2010 og 2020. Overføring inn til området vil oppleve begrensninger i flere av scenariene i 2020.

Økende overføringsbegrensninger i høylastperiodene og fortsatt kjøring etter (N-0) prinsippet impliserer store avbruddskostnader for forbrukere i BKK-området. Tidligere beregninger indikerer nåverdi av forventede avbruddskostnader (KILE-kostnader) i år 2010 på ca 611 (MNOK.).



Scenarieforutsetninger:

	Basis		Vind og int.		Gasskraft		Forbruksred.	
	Pr. 2010	Pr. 2020	Pr. 2010	Pr. 2020	Pr. 2010	Pr. 2020	Pr. 2010	Pr. 2020
<b>Forbruk</b>								
Vekst alm. forbruk ift 2001, årlig	0,7 %	0,8 %	0,7 %	0,8 %	0,7 %	0,8 %	-0,3 %	0,6 %
Kil (TWh), nivå tot.	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	12,7	10,6
Olje/gass anlegg (TWh)	0,9	3,1	0,9	3,1	0,9	3,1	0,9	3,1
<b>Ny spesifisert kraftproduksjon* (MW/TWh):</b>								
Vannkraft Sauda (TWh)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Vindkraft (MW / TWh)				180 / 0,5				
Gasskraftverk på Kårstø		400 / 3,0		400 / 3,0		400 / 3,0		
Kraftvarmeverk på Mongstad					280 / 2,0	280 / 2,0		
Gasskraftverk i Stavangerområdet						400 / 3,0		
<b>Ny overføringskapasitet til utlandet (MW):</b>								
Kabel til UK				1200		1200		

\* I tillegg er forutsatt mindre økninger i vannkraftproduksjon i eksisterende vannkraftverk, og minilimicro-kraftverk.

Kilde: Statnett (2005)

Figur 4.1 Overførings situasjon i BKK-området i 2010 og 2020.

Tabell 4.3 Avbruddskostnader ved ulike utbyggingsalternativ i BKK-området.

Scenari	Sima-Samnanger			Åsen-Samnanger			Blåfalli-Samnanger (forutsatt at Sauda-Liastølen er bygd)		
	u/ gasskraft	Kollsnes	Kårstø	u/ gasskraft	Kollsnes	Kårstø	u/ gasskraft	Kollsnes	Kårstø
Investering	-441	-441	-441	-601	-601	-601	-555	-555	-555
Restverdi	64	64	64	77	77	77	81	81	81
Drift- og Vedlikehold	-7	-7	-7	-6	-6	-6	-8	-8	-8
Tap	77	82	68	105	82	68	112	98	70
Flaskehalsar	20	1	19	20	1	19	-3	-2	8
KILE-kost	611	106	477	611	106	477	611	106	477
SUM nåverdi	324	-195	180	206	-341	34	238	-280	73

Kilde: BKK (2006)

BKK i samarbeid med Statnett har også gjort flere beregninger av hvordan nåverdien av KILE-kostnaden påvirkes av produksjonsutbygging i området. Tabell 4.3 viser at

KILE-kostnaden for regionen er sterkt følsom for etablering av gasskraft. Størst er utslaget for gasskraft på Kollsnes, hvor KILE-verdien reduseres med hele 505 mill. kroner i forhold til basisalternativet. Virkningen av gasskraft på Kårstø er naturlig nok vesentlig mindre, men her må en også ha i mente at bildet kompliseres av de forutsetninger som er gjort om forbruket og kraftbalansen i Sunnhordland- og Nord-Rogalandsregionen.

I tabellen går man også et steg videre og sammenligner nåverdi av KILE-kostnad med nåverdien av tre alternative nettløsninger som antas å kunne eliminere store deler av KILE-kostnaden. Resultatlinjen viser at samtlige linjeinvesteringer har en antatt positiv nåverdi både i basisalternativet og ved gasskraft på Kårstø. Samtidig vil ingen av linjeutbyggingene være lønnsomme hvis det først er bygget gasskraft på Kollsnes. I den sammenheng er det viktig å merke seg, at hvis en befinner seg i basisalternativet så kan Statnett bygge en av linjene og fordele kostnaden ut på alle norske kraftbrukere via sentralnettstariffen. På den annen side vil en kraftutbygger på Kollsnes i utgangspunktet ikke få noen kompensasjon for sitt bidrag til å redusere KILE-kostnaden. I forhold til Sima-Samnager alternativet fremgår det av tabellen at kraftutbygging på Kollsnes kunne kompenseres med hele 519 millioner kroner før nettløsningen er like god som produksjonsalternativet, samfunnsøkonomisk sett.

Det som primært forårsaker den sterke forskjellsbehandlingen av produksjons- og nettinvesteringer er den ulike måten de to tiltakene avlønnes på. Produsentene får kun betalt for levert energi – via kraftmarkedet – og får ingen kompensasjon for leveringskvalitet. Netteierne får også tilsvarende godtgjørelse for transportert energi, via nettariffen, men kan i tillegg finansiere investeringer i leveringskvalitet via påslag på nettariffen. Statnett er oppmerksom på problemet, og har forsøkt å begrense omfanget av uheldige vridninger ved å etablere en spesialordning for utsatte områder, såkalt "nettbegrunnet innfasingstariff". Denne innebærer at ny produksjon i områder med effektknapphet kan kompenseres i form av en tidsavgrenset reduksjon i innmatingstariffen.

Det er først og fremst Statnett som har ansvaret for å tilse at nettkapasiteten utvikles i overensstemmelse med behovene og i henhold til god samfunnsøkonomi. Statnett har nylig vurdert flere løsninger for å sikre kraftforsyning til BKK. Nyere beregninger (Statnett Mai 2006) indikerer at nåverdi av forventede avbruddskostnader i år 2010 er på ca 1000 (MNOK.). Med utgangspunkt i disse beregningene har Statnett søkt konsesjon for å bygge en ny 420 kV forbindelse Sima-Samnager. Reglene for tariffing og fordeling av overføringskostnader varierer mellom de tre nivåene. Som hovedregel vil kostnadene ved utbygging av Sima-Samnager bli fordelt på brukerne over hele landet.



## 5 Utvikling i kraftpriser

Prisen på kraft bestemmes hovedsakelig av tilbud og etterspørsel i det nordiske kraftmarkedet. Nord Pool fastsetter en systempris for hver time hvor det tas hensyn til eventuelle flaskehalsar som kan oppstå i overføring av kraft mellom geografiske områder i det nordiske nettet. Flaskehalsar håndteres ved å fastsette geografiske prisområder på hver side av flaskehalsen og hvert prisområde får sin egen pris – lavere pris i overskuddsområde og høyere pris i underskuddsområde sammenlignet med gjeldende systempris. Områdeinndelinger utført av Nord Pool er styrt av flere hensyn og avviker fra fylkesgrenser og fra Statnetts driftsområdeinndelinger. Figuren viser oversikt over Statnetts driftsområdeinndelinger.

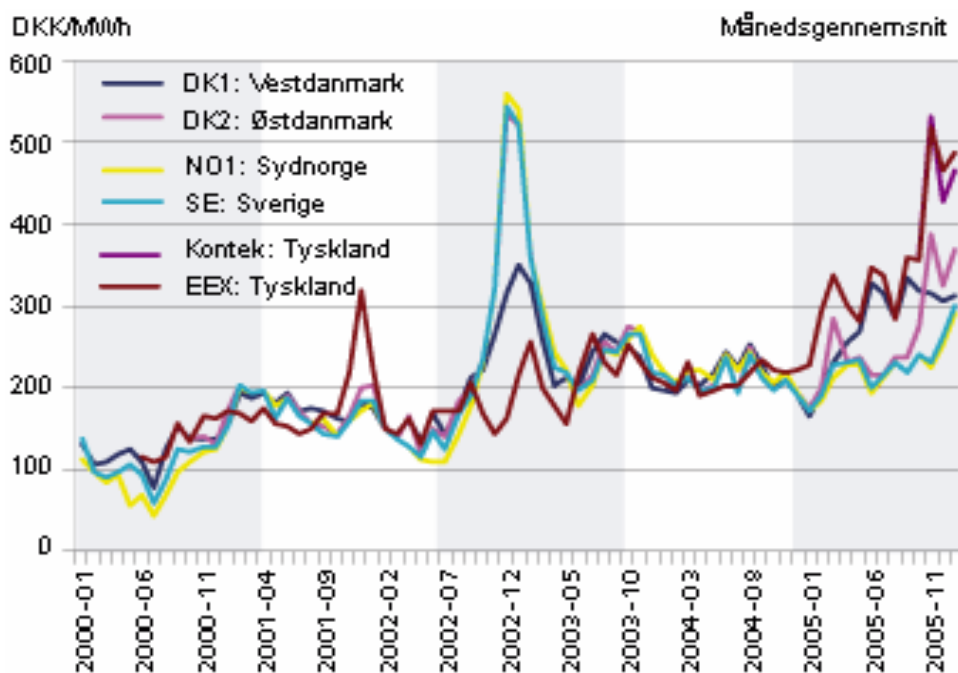


**Figur 5.1 Statnetts driftsområdeinndelinger**

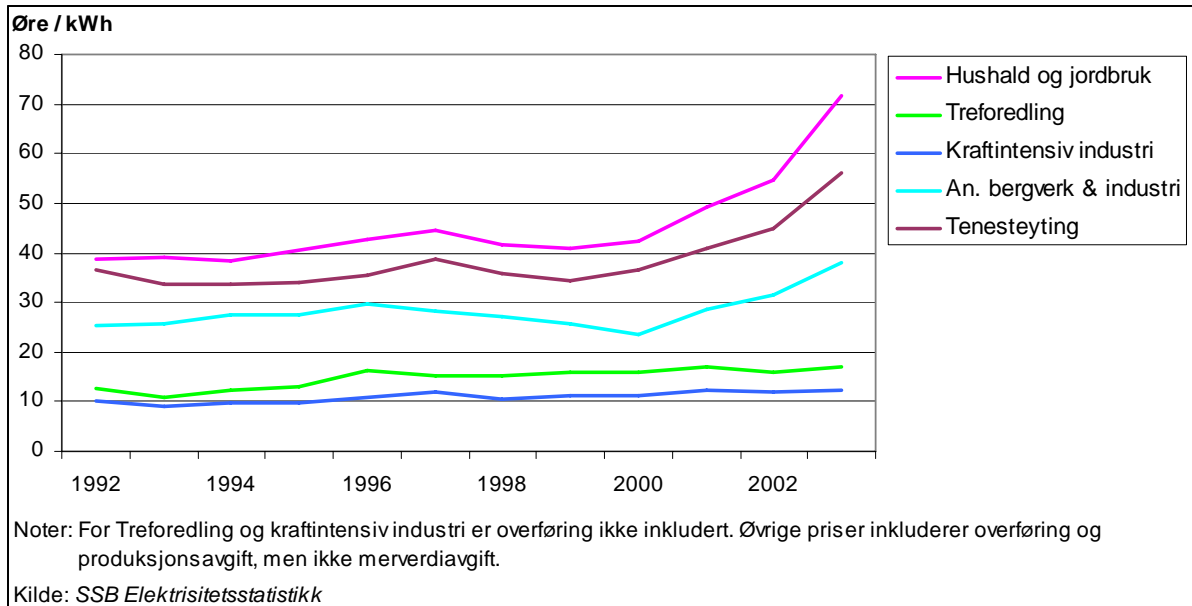
Statnett område F4 inkluderer kraftsystem Hordaland pluss Sogn og Fjordene nord for Sognefjord. Nord Pool slår sammen Statnetts områder til maks 4 prisområder. Priser i Hordaland eller BKK område derfor er bestemt av forhold utenfor Hordaland.

Det norske kraftsystemet er per i dag primært tilknyttet Sverige og Danmark og med noen mindre utvekslingsmuligheter mot Finland og Russland i nord. For kraftmarkedet i Sør-Norge er det først og fremst handelsmulighetene med Jylland (Danmark Vest) og Sverige som påvirker prisene. En ser tydelig av Figur 5.2 at det er sterk samvariasjon mellom områdeprisene i Sør-Norge og Sverige, mens det periodevis er en del avvik i forhold til den danske prisen. Dette har selvsagt sammenheng med at det er mot Sverige at utvekslingskapasiteten er størst, men det skyldes og at driftsmønstrene for kraftproduksjonen avviker mindre mellom Norge og Sverige enn i forhold til Danmark. Mens Sverige i likhet med Norge har stor vannkraftkapasitet, er det danske systemet overveiende termisk basert, men med et betydelig innslag av vindkraft. Samtidig har Danmark mange kogenanlegg hvor kraftproduksjonen i perioder av vintersesongen blir dimensjonert av forpliktelsene på varmesiden.

Mot Sverige har Norge en samlet overføringskapasitet på om lag 3 600 MW, mens kapasiteten mot Jylland er ca. 1000 MW. Legging av ny kabel mot Nederland på 700 MW pågår og ventes driftsklar i årsskiftet 2007/2008. Denne kabelen øker utvekslingskapasiteten med ca. 20 %, fra et anslått maksimalnivå i dag på ca. 20 TWh.



**Figur 5.2 Kraftprisutvikling i Sør-Norge, Sverige, Danmark og Tyskland. 2000 – 2005**



**Figur 5.3 Pris på kraft til ulike forbrukergrupper i Norge. 1992 - 2003.**

Av diagrammet i Figur 5.2 ser en at prisene på kraftbørsene i de samhandlende markedene følger hverandre på en stigende hovedtrend. For de nordiske børsene er kraftprisen opp fra ca. 100 DKK / MWh tidlig i 2000 til rundt 300 DKK/MWh ved inngangen til 2006. Samtidig fremtrer en endring i prismønsteret for vinteren 2005-06 ved at de tyske børsene har lagt seg på et klart høyere prisnivå enn de nordiske. Det er sannsynlig at en betydelig del av denne prishevingen har sammenheng med en overvurdering av kostnadene ved CO<sub>2</sub>-kvoteplikten. Etter EUs offentliggjøring av utslippene i første del av kvoteperioden falt prisene kraftig tilbake.

Til tross for turbulensene rundt kvoteplikten er det ikke grunn til å vente at den kraftige prisøkningen fra 2000 til 2006 vil bli reversert. Dette skyldes flere forhold. For det første har det spesielt i det tyske kraftmarkedet skjedd en betydelig omstrukturering både på eiersiden og ved at en del gammel produksjon er lagt ned. Resultatet er en betydelig strammere markedsbalanse enn tidligere. En annen viktig faktor er utviklingen i prisene på naturgass som har fulgt oljeprisen oppover. Etter omfattende utbygging av gasskraft, har denne prisen fått stor innflytelse på marginalkostnadene i kraftproduksjonen på kontinentet og i UK. Sist og ikke minst, så er det rimelig å anta at miljømotiverte tiltak medfører tilleggskostnader som vil veltes over i kraftprisen.

Fremtidsutsiktene for den kraftintensive industrien er etter vår vurdering det største usikkerhetsmomentet for utviklingen i det norske kraftmarkedet i den nærmeste 15-års perioden. Treforedling og kraftintensiv industri står til sammen for mer enn en

tre del av det samlede kraftforbruket i Norge. Omfattende avvikling av virksomhet i disse sektorene har potensial til å endre balansen i kraftmarkedet. Prisene vil presses nedover og behovet for ny kraft må revurderes

## 6 Konklusjoner og hovedalternativer

I Kraftsystem Hordaland har det tradisjonelt vært energi- og effektoverskudd når hele regionen ses under ett. Det forventes at denne situasjonen vil vedvare og sannsynligvis styrkes i tiden fremover<sup>5</sup>. Energi- og effektoverskuddet er imidlertid ikke jevnt fordelt over regionen. Mens BKK-området i de siste 10 årene har opplevd et moderat økende energi- og effektunderskudd, har situasjonen i resten av regionen vært tilfredsstillende.

Begrensede investeringer i ny produksjonskapasitet kombinert med betydelig forbruksøkning - særlig i petroleumsvirksomhet - er de viktigste årsakene til den stramme kraftsituasjonen i BKK-området. Det forventes også at forbruksøkningen i tiden fremover blir klart større i dette området enn i de øvrige delregionene. På regionsplanet vil dette kompenseres, dels gjennom utbyggingen av gasskraft på Kårstø og dels ved at både Indre Hardanger og spesielt i SKL-området har store innslag av tradisjonell kraftkrevende industri. For denne industrien er det allerede varslet store nedtrappinger og utsiktene til noen vesentlig vekst i gjenværende virksomhet er beskjedne med utgangspunkt i de kraftprisene markedet setter og de begrensningene EØS-avtalen legger på mulighetene for særbehandling av industrien.

Hordaland har tilgang til store energiresurser av både fornybar og fossil art. De lokale ressursene gir slik sett et tilstrekkelig fysisk grunnlag for utvikling av mye ny produksjon også i BKK-området. Det knytter seg imidlertid en del utfordringer til mulighetene for å få realisert disse prosjektene. For det første er lønnsomheten et problem for realiseringen av vindkraft og også for en rekke av de småskala vannkraftprosjektene som er kartlagt. Offentlige støtteordninger blir derfor en viktig forutsetning for satsingen på dette området.

Videre skaper de nye krafttypene en rekke nye utfordringer for nettoperatørene. Det vil dels være spørsmål om hvordan kostnadene ved tilknytting til nettet skal fordeles. Her kan det være tale om betydelige summer til linjefremføring og utbygging av transformator kapasitet. Spørsmålet en må ta stilling til er om produsentene skal ta hele eller deler av denne kostnaden via anleggsbidrag, eller om regningen skal fordeles på alle brukerne av nettet? Videre vil den nye kapasiteten også forsterke behovet for effektive prioriteringsordninger mellom brukere i driftssituasjonen. Vindkraften, som ikke kan utsette sin produksjon, må nødvendigvis ha tilgang til nettet når det blåser om ikke energien skal gå tapt. Konsekvensen er at annen

---

<sup>5</sup> Basert på drøftingene i notatet har vi laget noen tallscenarier for utviklingen i forbruk og produksjon av kraft i den utvidede Hordalands-regionen frem mot 2020. Se Tabell 6.1 og Tabell 6.2 nedenfor.

produksjon kan måtte nedreguleres. Skal det gis kompensasjon for slik pålagt nedregulering og i så fall hvordan?

Flere av de nye produksjonsalternativene møter også miljørelaterte utfordringer. Gasskraft vil formodentlig bli pålagt krav om CO<sub>2</sub>-rensing og både ny vannkraft og kanskje i særdeleshet vindkraft møter motstand på grunn av naturinngrep og områdebeslag. For gasskraften har renskravet en betydelig kostnadseffekt, først på investeringstidspunktet og senere i driftsfasen i og med at rensprosessen i seg selv er nokså energikrevende. Det knytter seg derfor betydelig spenning til om regjeringen kan komme opp med støtteordninger som på en tilfredsstillende måte adresserer begge disse behovene. For vind- og vannkraft blir utfordringen primært at konfliktfylte prosjekter kan bli avvist eller nedskalert.

Et annen viktig område er selve utformingen av insentivmekanismene for utviklingen av kraftsystemet. Her har det ikke vært tradisjon for å velge omforente løsninger som kan sikre nøytralitet i behandling av nett- og produksjonsløsninger. Nettariffene har typisk hatt et snevert utgangspunkt i hva som er mest funksjonelt for utviklingen av selve nettet. I situasjoner med effektknapphet blir nettløsninger derfor vanligvis så sterkt tariffmessig begunstiget vis a vis utbygging av ny produksjon at det ikke er åpenbart at det samfunnsøkonomisk gunstigste alternativet blir valgt. Statnett har søkt å avdempe dette problemet med innføringen av såkalt nettbegrunnet innfasings-tariff. Ordningen innebærer at nye kraftprosjekter i områder med knapphet kan få en tidsavgrenset rabatt på innmatingstariffen. Tiltaket er et skritt i riktig retning, men det er fortsatt for generelt i formen til å skape nøytralitet i forhold til nettinvesteringer.

Selv om det er usikkerhet rundt forbruksanslagene er det åpenbart at det uten ny lokal kraftproduksjon blir behov for en sterkere kobling av BKK-området mot det Nordiske kraftmarkedet. En slik løsning innebærer at overføringskapasiteten inn til området må økes. De største utfordringer ved denne strategien vil knytte seg til miljø- og arealkonflikter rundt utbyggingen av nye overføringslinjer. I tillegg innebærer en slik løsning at området fortsatt ville være sårbart i forhold til den generelt stramme energi- og effektsituasjonen i det norske kraftmarkedet.

Hovedutfordringen i Kraftsystem Hordaland frem mot 2020 blir etter vårt syn å sikre kraftdekningen i BKK-området. I praksis har man her to alternativer, enten en lokal løsning basert på ny kraftproduksjon i regionen, eller å satse på "globalisering" ved å styrke forbindelsen med omverdenen.

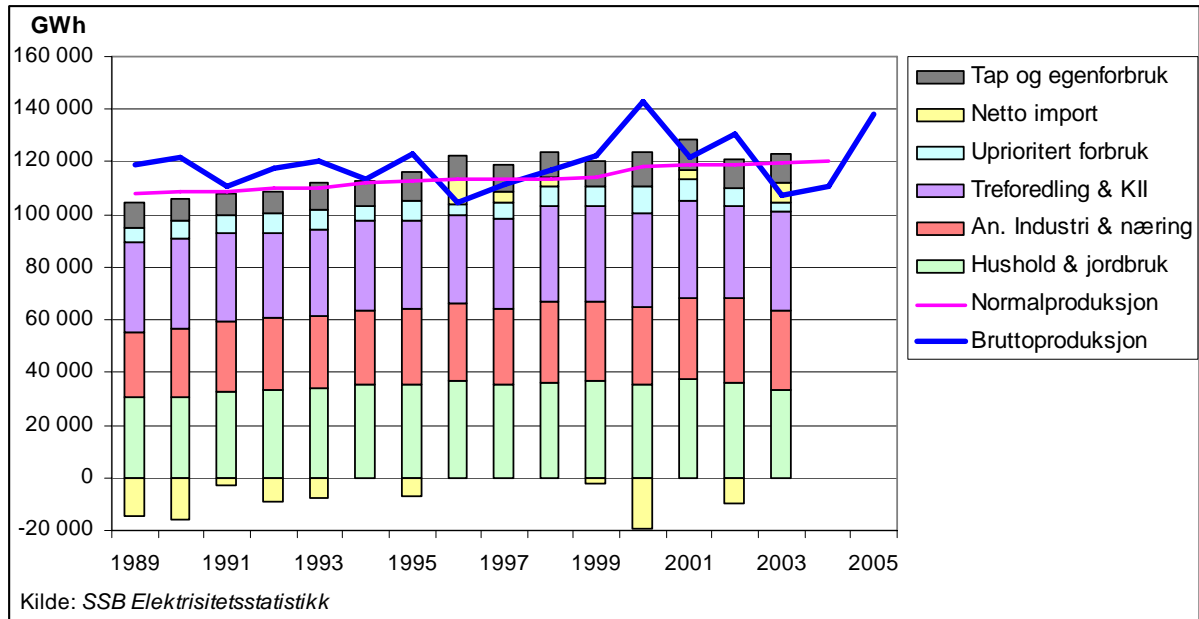
En **lokal energistrategi** kan spille på de tilgjengelige ressursene av først og fremst naturgass, vind og småskala vannkraft. Disse kan utvikles i kombinasjoner eller hver for seg. En ytterligere mulighet som aktualiseres er å øke samhandlingsmulighetene mellom delregionene:

- **Gasskraft på Mongstad / Kollsnes** adresserer både effekt- og energiutfordringene og innebærer at planlagt sentralnettforsterkning Samnanger – Sima kan utelates eller i det minste skyves betydelig ut i tid.
- Selv uten gasskraft har området tilstrekkelig potensial til å håndtere *energiutfordringen* i kraftforsyningen for hele perioden frem til 2020. En ensidig satsing på vind og elvekraft gir imidlertid ikke en tilfredsstillende effektsituasjon. Denne løsningen må derfor kompletteres med andre tiltak enten på nettsiden eller ved å ruste opp ytelsen i eksisterende vannkraftanlegg. En utfordring i så måte er at dagens tariffregime i kraftnettet ikke likestiller tiltak på produksjonssiden med nettinvesteringer.
- **Styrking av intern overføringskapasitet.** Tiltagende ubalanser mellom delregionene i utredningsområdet aktualiserer en styrking av de interne overføringsmulighetene. Det er kombinasjonen av ny gasskraft på Kårstø og nedbygging ved aluminiumsverket på Karmøy fra 2009, som gir særlig grunn for å vurdere en utbygging av linjekapasiteten mellom Sunnhordland og BKK-området. Kraftverket og uttaket ved aluminiumsverket styrker krafttilbudet i Sunnhordland og Nord-Rogaland med hele 5.2 TWh og kan alternativt skape behov for en ny "eksport"-linje sørøstover mot Saudal.

En **global energistrategi** innebærer økt satsing på utvekslingskapasiteten i sentralnettet, herunder bygging av ny linje Sima – Samnanger for å styrke BKK-områdets sentralnettsforbindelse mot øst. Som det var nevnt tidligere, impliserer dette også en fortsatt sårbarhet i forhold til stram energi- og effektsituasjon i det norske kraftmarkedet.

I henhold til SSBs elektrisitetsstatistikk lå produksjonsevnen i det norske kraftsystemet i 2004 på et nivå som skulle tilsvare ca. 120.3 TWh i et nedbørmessig normalår. Statistikken indikerer videre at kapasiteten økte med 11.1 % i perioden fra 1989 til 2004. En bør imidlertid være oppmerksom på at denne økningen sannsynligvis er en del oppblåst som følge av justeringer i forutsetningene om vanntilsig i 2000. Reell kapasitetsøkning er muligens ikke høyere enn 7.5 – 8 prosent. Figur 6.1 illustrerer tallene fra elektrisitetsstatistikken.

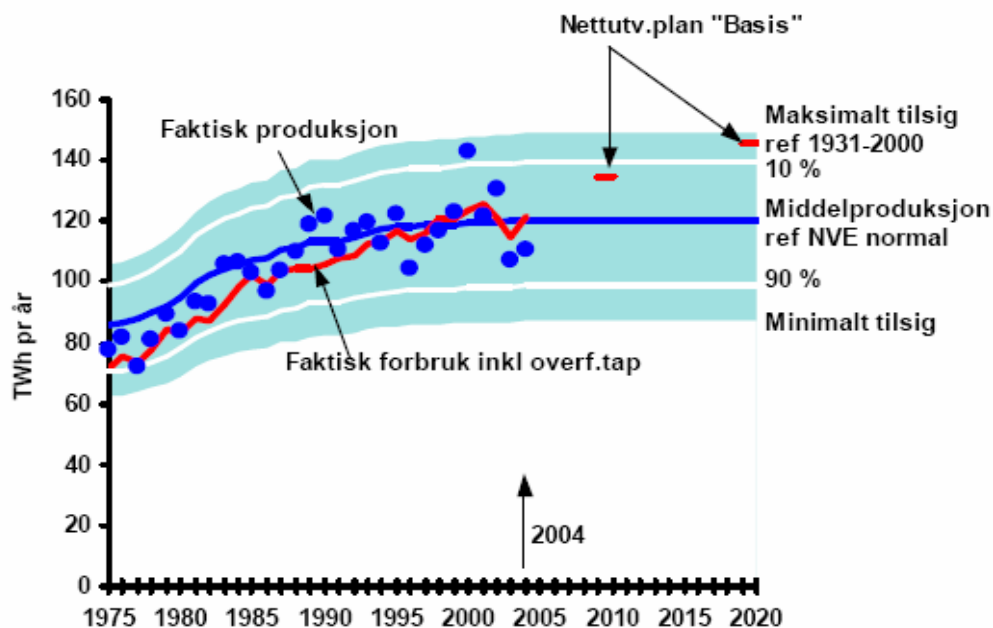
På forbrukssiden var det en forholdsvis jevn økning fra 1989 og fram til 2001. I denne perioden steg kraftforbruket med ca. 20 prosent. Fra 2001 og fremover har vi imidlertid sett en markert endring ved at forbruket fluktuerer mer fra år til år samtidig som veksten ser ut til å ha flatet ut. Selv i 2005, som var et år med rikelig krafttilgang, var forbruket bare marginalt høyere enn i 2001. I de mellomliggende årene lå forbruket lavere, og var i tørråret 2003 hele 10 prosent under 2001-nivået. Det er særlig innen alminnelig forsyning at forbruksmønsteret har endret seg. Dette har naturlig



**Figur 6.1 Kraftbalansen i Norge.**

sammenheng med at det er dette segmentet som mest umiddelbart får konsekvensene av forsyningsknapphet gjenspeilt i kraftkostnaden.

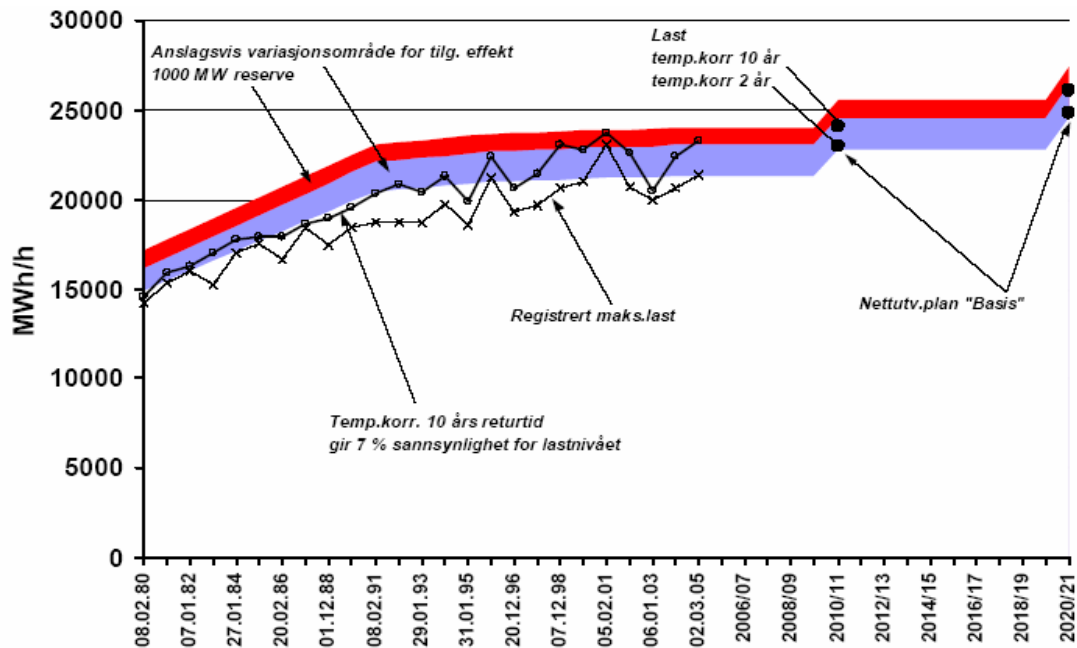
Det forventes at framtidig forbruksøkningen i Norge blir større enn tilgangen på ny produksjon slik at området vil få et økende energi- og effektunderskudd framover. Figur 6.2 og Figur 6.3 viser Statnetts syn på energi- og effektsituasjonen i det norske kraftsystemet frem mot 2020.



Kilde: Statnett (2005)

**Figur 6.2 Energisituasjonen i det norske kraftsystemet frem mot 2020.**





Kilde: Statnett (2005)

**Figur 6.3 Effektsituasjonen i det norske kraftsystemet frem mot 2020.**

Gitt at energibalansen i det norske systemet blir så stram som antatt, vil strategier for inndekning av lokale kraftunderskudd fra sentralnettet, forutsette en styrking av utenlandsforbindelsene, spesielt med tanke på tørrårssituasjoner. Konsekvensen vil være en ytterligere integrasjon og kraftprisutjevning mellom landene i Norden og Nord-Europa.

Både lokalt og globalt strategivalg forutsetter **at regionalnettet bygges ut** for å håndtere utfordringer knyttet til ny produksjon og forbruksvekst.

For begge hovedstrategiene er også **tiltak på etterspørselssiden** et aktuelt supplerende virkemiddel, spesielt i effektsammenheng. Økt markedsføring av avbrytbare kontrakter og løsninger for prisstyrt utkobling av forbruk bør veies opp mot nyinvestering i nett og produksjon. Effektive insentivordninger blir stikkordet også på dette området.

Etablering av eget **prisområde** er et tiltak som kan vurderes av Statnett når kombinasjonen av lokal kraftbalanse og overføringskapasitet til omverdenen vanskeliggjør en handelsmessig integrering i et større prisområde. Teoretisk kan en slik situasjon oppstå i BKK-området. Det er imidlertid en svært lite ønskelig situasjon, som skaper et område med minimal konkurranse på produksjonssiden og som temmelig sikkert blir foregrepet med andre tiltak fra Statnetts side.

**Tabell 6.1 Kraftbalanse og produksjon i BKK-området, Indre Hardanger og SKL-området frem mot 2020.**

**Energibalanse (GWh/år):**

	2004			2012			2020					
	BKK	IH	SKL	Sum	BKK	IH	SKL	Sum	BKK	IH	SKL	Sum
<b>Produksjon uten Sima</b>	6 560	3 200	11 140	20 900	9 430	3 450	16 148	29 028	9 880	3 700	16 848	30 428
<b>Forbruk - Alt. A</b>	8 844	1 220	10 738	20 802	9 694	1 220	9 245	20 160	10 897	1 220	9 762	21 879
<b>Balanse - Alt. A</b>	-2 284	1 980	402	98	-264	2 230	6 903	8 868	-1 017	2 480	7 086	8 549
<b>Forbruk - Alt. B</b>	8 844	1 220	10 738	20 802	10 121	2 037	9 245	21 403	11 324	2 037	9 762	23 122
<b>Balanse - Alt. B</b>	-2 284	1 980	402	98	-691	1 413	6 903	7 625	-1 444	1 663	7 086	7 306

**Produksjonsprognose (GWh/år):**

	2004			2012			2020					
	BKK	IH	SKL	Sum	BKK	IH	SKL	Sum	BKK	IH	SKL	Sum
Tradisjonell vannkraft	6 400	3 200	10 700	20 300	6 500	3 200	11 400	21 100	6 600	3 300	11 500	21 400
Eidfjord - Sima		3 400		3 400		3 400		3 400		3 400		3 400
Småskala vannkraft			100	100	400	250	700	1 350	600	400	1 000	2 000
Storskala gasskraft					2 200		3 000	5 200	2 200		3 000	5 200
Annen termisk kraft	160		340	500	180		448	628	180		448	628
Vindkraft					150		600	750	300		900	1 200
<b>TOTALT</b>	<b>6 560</b>	<b>6 600</b>	<b>11 140</b>	<b>24 300</b>	<b>9 430</b>	<b>6 850</b>	<b>16 148</b>	<b>32 428</b>	<b>9 880</b>	<b>7 100</b>	<b>16 848</b>	<b>33 828</b>
<b>TOTALT uten SIMA</b>	<b>6 560</b>	<b>3 200</b>	<b>11 140</b>	<b>20 900</b>	<b>9 430</b>	<b>3 450</b>	<b>16 148</b>	<b>29 028</b>	<b>9 880</b>	<b>3 700</b>	<b>16 848</b>	<b>30 428</b>

**Forutsetninger produksjon:**

Endring trad. vannkraft (GWh)		100	700	800	100	100	300
Endring småskala vannkraft (GWh)		400	250	600	200	150	300
Endring storskala gasskraft (GWh)		2 200	3 000	5 200			
Endring annen termisk kraft (GWh)		20	108				
Endring vindkraft (GWh)		150	600	750	150	300	450

**Tabell 6.2 Forbrukscenarier for BKK-området, Indre Hardanger og SKL-området frem mot 2020.**

**Forbruksprognoser:**

Alt. A - KKI basis	2004				2012				2020			
	BKK	IH	SKL	Sum	BKK	IH	SKL	Sum	BKK	IH	SKL	Sum
Alminnelig forsyning	6 100	183	2 250	8 533	6 502	183	2 436	9 121	6 929	183	2 638	9 751
Tradisjonell KKI - Alt A	410	1 013	6 800	8 223	0	1 013	5 100	6 113	0	1 013	5 100	6 113
Petroleumsvirkksomhet	1 600		700	2 300	2 400		700	3 100	3 100		950	4 050
Annen større industri	380		773	1 153	405		824	1 229	432		878	1 310
Rest (inkludert tap)	354	24	215	593	388	24	185	597	436	24	195	656
<b>TOTALT</b>	<b>8 844</b>	<b>1 220</b>	<b>10 738</b>	<b>20 802</b>	<b>9 694</b>	<b>1 220</b>	<b>9 245</b>	<b>20 160</b>	<b>10 897</b>	<b>1 220</b>	<b>9 762</b>	<b>21 879</b>

Alt. B - KKI vekst	2004				2012				2020			
	BKK	IH	SKL	Sum	BKK	IH	SKL	Sum	BKK	IH	SKL	Sum
Alminnelig forsyning	6 100	183	2 250	8 533	6 502	183	2 436	9 121	6 929	183	2 638	9 751
Tradisjonell KKI - Alt B	410	1 013	6 800	8 223	410	1 813	5 100	7 323	410	1 813	5 100	7 323
Petroleumsvirkksomhet	1 600		700	2 300	2 400		700	3 100	3 100		950	4 050
Annen større industri	380		773	1 153	405		824	1 229	432		878	1 310
Rest (inkludert tap)	354	24	215	593	405	41	185	630	453	41	195	689
<b>TOTALT</b>	<b>8 844</b>	<b>1 220</b>	<b>10 738</b>	<b>20 802</b>	<b>10 121</b>	<b>2 037</b>	<b>9 245</b>	<b>21 403</b>	<b>11 324</b>	<b>2 037</b>	<b>9 762</b>	<b>23 122</b>

**Forutsetninger - forbruk:**

Årlig vekst i alm. forbruk	0.8 %	0.0 %	1.0 %	0.8 %	0.0 %	1.0 %
Årlig vekst i annen større industri	0.8 %		0.8 %	0.8 %		0.8 %
Alt A - endring KKI (GW/h)				-410		-1 700
Alt B - endring KKI (GW/h)				800		-1 700
Endring petroleumssektor (GW/h)				800	700	250

## Definisjoner og grunnenheter

**Energi** er definert som evnen til å utføre arbeid, Grunnenheten for energi er joule (J). For elektrisk energi anvendes normalt enheten wattimer.

1 wattsekund (Ws) = 1 joule (J)

1 wattime (Wh) = 3600 Ws

1 kilowattime (kWh) =  $10^3$  Wh = 1000 Wh

1 megawattime (MWh) =  $10^3$  kWh = 1000 kWh

1 gigawattime (GWh) =  $10^6$  kWh = 1 million kWh

1 terrawattime (TWh) =  $10^9$  kWh = 1 milliard kWh

1 MWh er omtrent lik den energimengden som trengs for å varme en el-oppvarmet villa i en vinteruke. 1 TWh tilsvarer omtrent ett års elforbruk i en by med ca. 50 000 innbyggere.

**Effekt** er energi per tidsenhet. Grunnenhet for effekt er watt (W)

1 kilowatt (kW) =  $10^3$  W = 1000 W

1 megawatt (MW) =  $10^3$  kW = 1000 kW

## Referanser

Diverse kommunale energiutgreiinger for Hordaland, Rogaland og Sogn og Fjordane.

BKK (mai 2006) *Kraftsystemutredning 2006 – 2021 for BKK-området og Indre Hardanger*

BKK (juni 2006) *Melding om utredning av gasskraftverk tilrettelagt for CO2-rensing.* (Ref. [http://www.bkk.no/upload/attachments/151/15118/Melding\\_gass.pdf](http://www.bkk.no/upload/attachments/151/15118/Melding_gass.pdf))

Statoil (juni 2005) *Energiverk Mongstad. Konesjonssøknader med konsekvensutredning.* (Det foreligger separate søknader for energiverket og for nødvendig gassrørledning fra Kollsnes)

NVE og OD (november 2002) *Kraftforsyning fra land til sokkelen. Muligheter, kostnader og miljøvirkninger.*

NVE (juni 2002) *Kraftbalansen i Norge mot 2020. Oppdaterte anslag per juni 2005.* NVE-rapport nr. 19/2005.

NVE Atlas

NVE hjemmeside. Oversikt over søknader og konsesjoner med mer.

Hordaland Fylkeskommune (mai 2002) *Fylkesdelplan Energi*

IFE (oktober 2005) *Energibruksutvikling 1980 – 2020 – historisk utvikling, drivkrefter og fremskrivninger.* Rapportnr. IFE/KR/E-2005/006

Statistisk Sentralbyrå (11.10 2005) *Elektrisitetsstatistikk, årlig.*

Statnett (mai 2006) *.Konesjonssøknad Sima-Samnanger 420 kV ledning.*

Statnett (juni 2005) *Nettutviklingsplan for sentralnettet 2005 – 2020.*

Statoil (juni 2005) *Energiverk Mongstad, konsesjonssøknad*

Sunnhordland Kraftlag (april 2005) *Regional Kraftsystemutgreiing for Sunnhordland og Nord-Rogaland 2005 – 2015*

Sunnhordland Kraftlag (mai 2006) *Regional Kraftsystemutgreiing for Sunnhordland og Nord-Rogaland 2006 – 2016*