

Kommentarer til NVE-rapport 4/2002: Kraftbalansen Norge mot 2015

NVE-rapport 4/2002 gir en enkel fremstilling av hva som ville skje med kraftbalansen i Norge om de rådende utviklingstrekk i 2002 ble forlenget inn i fremtiden. Det har ikke vært hensikten fra NVEs side å spå om fremtiden, men bare å illustrere hvordan kraftsituasjonen kunne bli dersom den utvikling vi var inne i 2002 ble ført videre. Arbeidet med rapporten ble avsluttet 1. oktober 2002.

I tiden som har gått siden rapporten ble utarbeidet, har blant annet følgende skjedd:

1. Vi har de siste årene opplevd en utflating av kraftforbruket innen den alminnelige forsyning. Dette skyldes bl.a. svært høye kraftpriser i 2003 da forbruket viste en nedgang. Hvordan forbruket vil utvikle seg videre nå som kraftprisen nå har kommet nærmere et mer normalt nivå er foreløpig uklart. NVE vil ikke utelukke at forbruket i fremtiden vil øke med en lavere veksttakt enn det som er lagt til grunn i den aktuelle rapporten.
2. Regjeringen planlegger å innføre et pliktig sertifikatmarked for grønn kraft. Dette vil bidra til å øke tilgangen på ny produksjonskapasitet, utover det som er lagt til grunn i rapporten.

Disse to forholdene kan til sammen bidra til at kraftsituasjonen i Norge i fremtiden ikke blir like anstrengt som de aktuelle utviklingstrekk i år 2002 tydet på.

NVE er for tiden i ferd med å oppdatere den aktuelle rapporten, og ovennevnte problemstillinger blir da utdypet.

21. september 2004

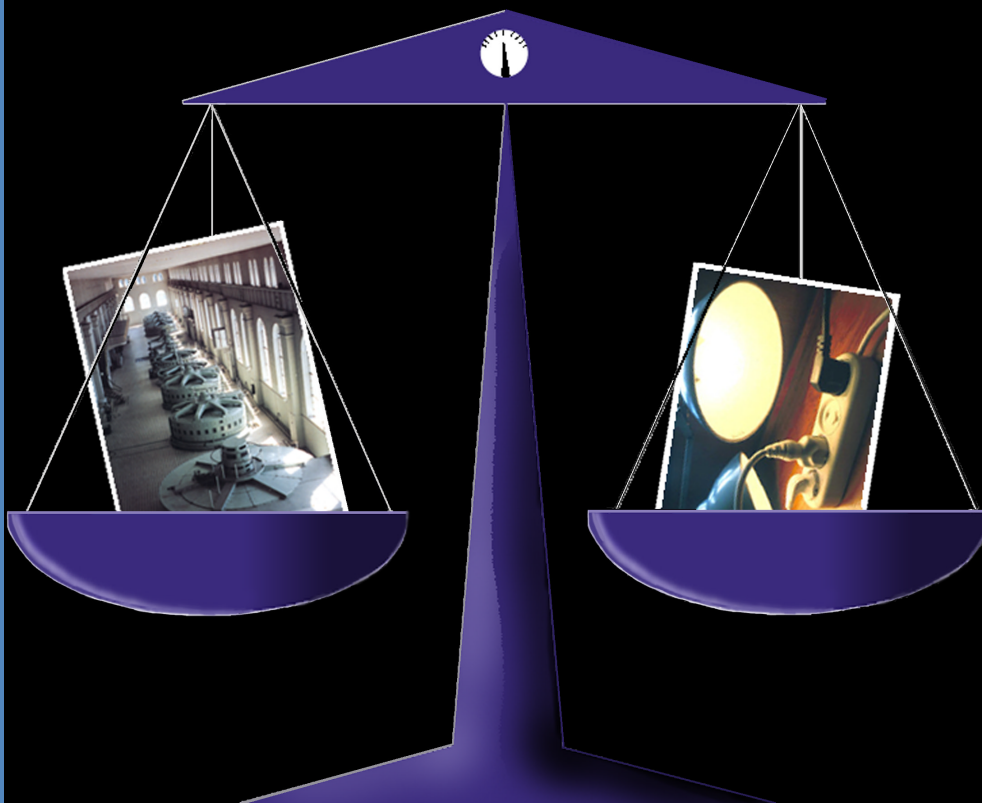
Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør



Kraftbalansen i Norge mot 2015

Knut Hofstad (red.)

4
2002



R
A
P
P
O
R
T

Kraftbalansen i Norge mot 2015

Rapport nr 4/2002

Kraftbalansen i Norge mot 2015

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Knut Hofstad
Forfattere: M. Havskjold, K. Hofstad, T. Jensen, S. Skau

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 100
Forsidefoto:
ISBN: 82-4100464-8

Sammendrag:

Emneord: kraftbalanse, Norge

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Oktober 2002

Innhold

Forord	4
Sammendrag	5
1. Innledning.....	6
2. Forbruksutviklingen.....	6
2.1 Alminnelig forsyning - trender i etterspørselen	6
2.2 Kraftintensiv industri	9
2.3 Elkjemarkedet.....	9
2.4 Samlet etterspørselutvikling.....	10
2.5 Elektrifisering av sokkelen	11
2.6 Tørrår	11
3. Tilgang på ny kraft	11
3.1 Vannkraft	11
3.2 Vindkraft	13
3.3 Gasskraft	13
3.4 Import.....	13
3.5 Nye kabler	14
4. Kraftbalanser - normalt hydrologisk år	15
5. Kraftbalanser - tørrår	16
Referanser	17
Vedlegg 1	18
Vedlegg 2.....	21

Forord

I løpet av de siste år er Norges kraftbalanse betydelig svekket ved at tilgangen på ny kraft har vært vesentlig mindre enn økningen av elforbruket. Hvis denne utviklingen fortsetter kan forsyningssituasjonen i Norge bli vanskelig, spesielt i et tørrår. En eventuell elektrifisering av sokkelen vil forverre situasjonen ytterligere. På denne bakgrunn mener NVE det er viktig å klargjøre hvordan utviklingen kan bli i årene framover. Hvis kraftsituasjonen utvikler seg på en uheldig måte, kan det bli nødvendig å iverksette særskilte tiltak og det er viktig at dette gjøres i tide. NVE har derfor utført en fremskrivning av kraftbalansen fram mot år 2015.

Oslo, 1. oktober 2002

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Torodd Jensen
seksjonssjef

Sammendrag

Det er gjennomført en enkel ”teknisk” fremskrivning av kraftbalansen fram til 2015. Med teknisk fremskrivning menes at rådende utviklingstrender forlenges hva gjelder forbruk og produksjon. Hensikten er å vise hva som vil skje hvis den utviklingen vi nå er inne i føres videre.

Undersøkelsen viser at hvis ikke nye tiltak settes i verk, vil vi gå mot en stadig større importavhengighet fra utlandet. I et normalt hydrologisk år vil ikke dette utløse alvorlige forsyningsproblemer, selv om vi nærmer oss kapasitetsgrensen for import mot år 2015.

I tørrår viser det seg at importmulighetene ikke er nok til å dekke differansen mellom normalt forbruk og produksjon. I 2010 kan underskuddet i forhold til et normalt forbruk bli i størrelsesorden 18 TWh selv med elkjemarkedet faset ut.

I et våtår kan situasjonen bli omvendt. Forskjellen mellom tørrår og våtår kan bli hele 60 TWh produsert elenergi. I 2010 kan overskuddet (sammenliknet med et normalforbruk) i et våtår bli 20 TWh, som må eksporteres eller finne anvendelse i det norske markedet.

Det er like stor sannsynlighet for at vi i perioden fram til 2010 får et ekstremt tørt som et ekstremt vått år.

Innledning

En framskrivning av kraftbalansen er forbundet med stor usikkerhet, både når det gjelder forbruksutviklingen og tilgangen på ny kraft. En framtidig kraftbalanse er ikke bare avhengig av aktørene i markedet, men også av den økonomiske utviklingen så vel som politisk gitte rammebetingelser. Da dette er ukjente faktorer, har det vært nødvendig å gjøre en rekke forutsetninger:

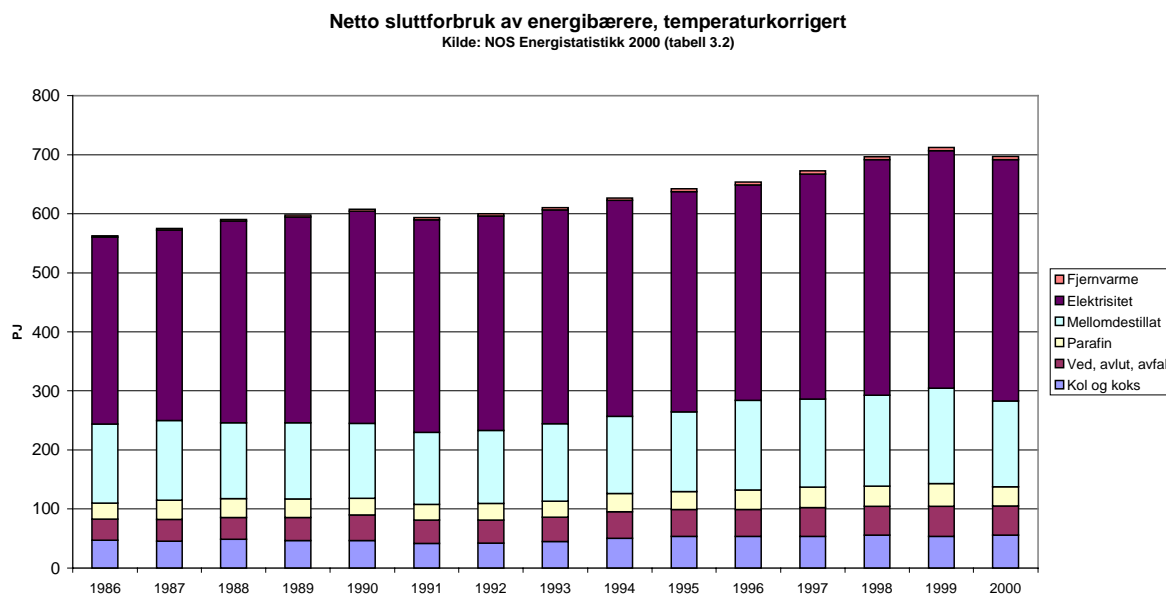
- Fremskrivningen er basert på at det i betraktingsperioden ikke blir gjort noen nye politiske vedtak som får betydning for kraftbalansen. De rammebetingelser og støtteordninger som er etablert forutsettes videreført.
- Regjeringens energipolitiske måltall forutsettes å bli oppfylt.
- Dagens prisbilde og forholdet mellom pris på olje og el forutsettes uforandret.

For et vannbasert kraftsystem er det også en betydelig usikkerhet knyttet til de årlige hydrologiske variasjonene. Det har derfor vært nødvendig å lage kraftbalanser både for et normalt hydrologisk år og et ekstremt tørrår.

2. Forbruksutviklingen

2.1 Alminnelig forsyning – trender i etterspørselen

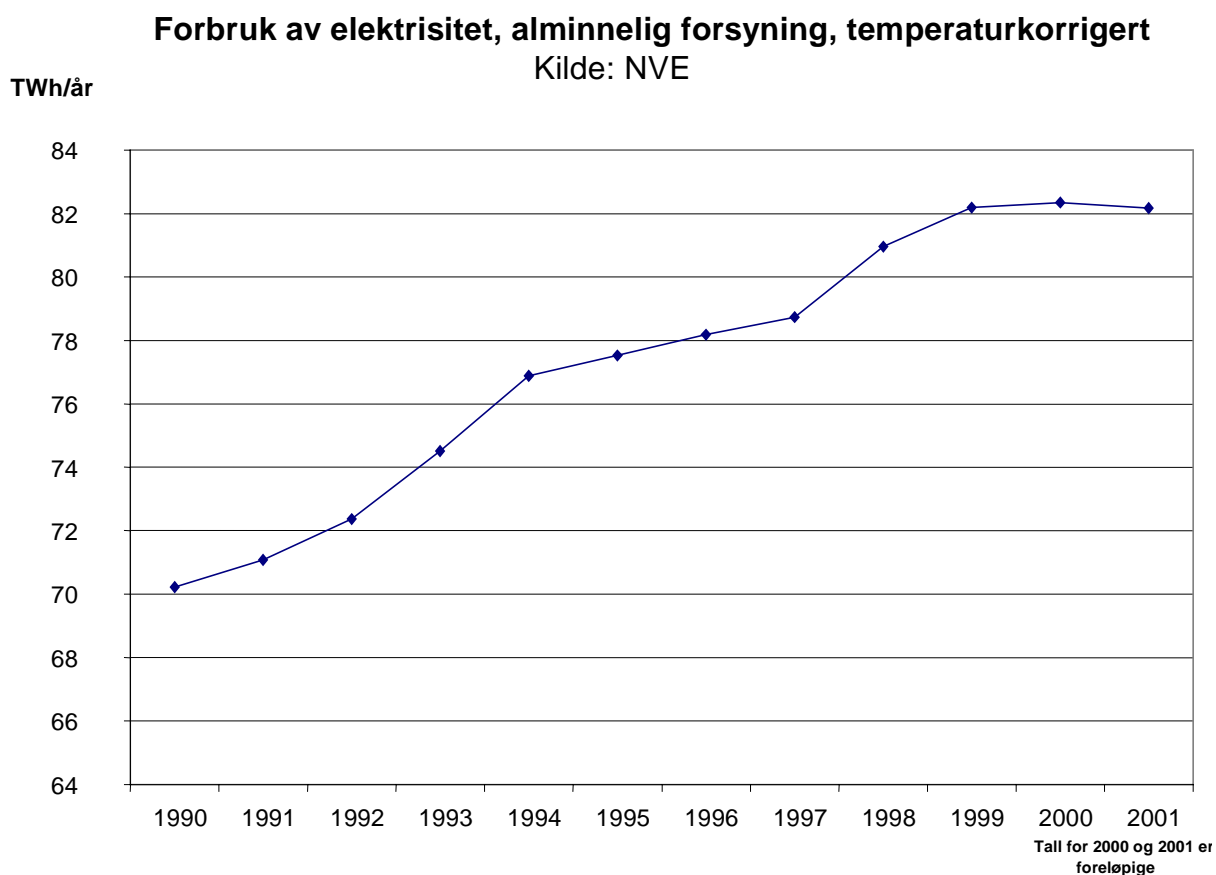
For å vurdere forventet etterspørsel etter elektrisitet til alminnelig forsyning er det naturlig å se dette i sammenheng med etterspørselen etter alle energibærere. Etterspørselen har de siste ti årene vært jevnt økende, men de siste årene i perioden ser det ut til å være en tendens til utflating av forbruket (se Figur 1). I perioden 1991-2001 var det



Figur 1 Netto sluttforbruk av energibærere, temperaturkorrigert

en gjennomsnittlig vekst i forbruket av elektrisitet til alminnelig forsyning på ca. 1,5 % per år¹. Mot slutten av perioden har veksten avtatt og fra 1996-2001 økte forbruket med ca. 1 % per år. De siste to årene har forbruket vært tilnærmet uendret (se Figur 2).

Resultatet av en fremskrivning av forventet forbruk basert på trend, vil avhenge av valg av trendperiode. Gitt fortsatt økonomisk vekst, er det vanskelig å se for seg at forbruket



Figur 2 Elforbruk, alminnelig forsyning (temperaturkorrigert)

av elektrisitet vil flate helt ut, men den observerte trenden gir grunn til å tro at veksten vil være lavere de kommende 10 årene enn den var de foregående 10 år. På dette grunnlag har en skjønsmessig antatt en årlig vekst på 1,2 % for elektrisitet til alminnelig forsyning de kommende år. Dette er en lavere vekst enn observert de siste ti år, men noe høyere enn det som er observert de siste 2-3 årene.

Økt satsing på vannbåren varme basert på fornybare energiresurser

Regjeringen har som mål å øke bruken av vannbåren varme, basert på blant annet biobrensel, varmepumper og spillvarme, med 4 TWh innen 2010. Dette vil imidlertid ikke nødvendigvis redusere bruk av elektrisitet til oppvarming tilsvarende. Her må en også ta i

¹ Ifølge NVEs statistikk

betraktning at Regjeringen har som tilleggs mål å redusere bruken av mineraloljer til oppvarming med 25 % i den første Kyotoperioden, 2008-2012, sammenlignet med gjennomsnittet for perioden 1996-2000². Dersom det forutsettes at dette målet gjelder husholdninger og tjenesteytende sektor, betyr dette at ca. 4 TWh varme basert på bruk av fyringsolje skal erstattes med andre energibærere. Det er foreløpig ikke kommet signaler om hvilke virkemidler som tenkes benyttet for å oppnå en betydelig reduksjon i bruk av olje til oppvarming. Dersom reduksjonen skal nås uten endring av dagens virkemidler (avgifter/lovverk/tilskudd), må satsingen på vannbåren varme i hovedsak rettes mot dagens brukere av fyringsolje. Dette vil ikke kreve nye oppvarmingssystemer internt i bygningene, med det kan være aktuelt å bygge distribusjonssystemer for fjernvarme/nærvarme, samt bidra til å dekke merkostnadene til lokal varmeproduksjon enten for enkeltbygg eller for fjernvarme-/nærvarmeanlegg. Med dagens virkemidler kan en m.a.o. ikke forvente endringer i valg av oppvarmingssystem for nye bygg. Det er derfor grunn til å tro at nye boliger i all hovedsak vil benytte elektrisitet til oppvarming slik prisforholdene er i dag. Det samme vil være tilfelle for bygg i andre sektorer, men i varierende grad. (Se også vedlegg 2)

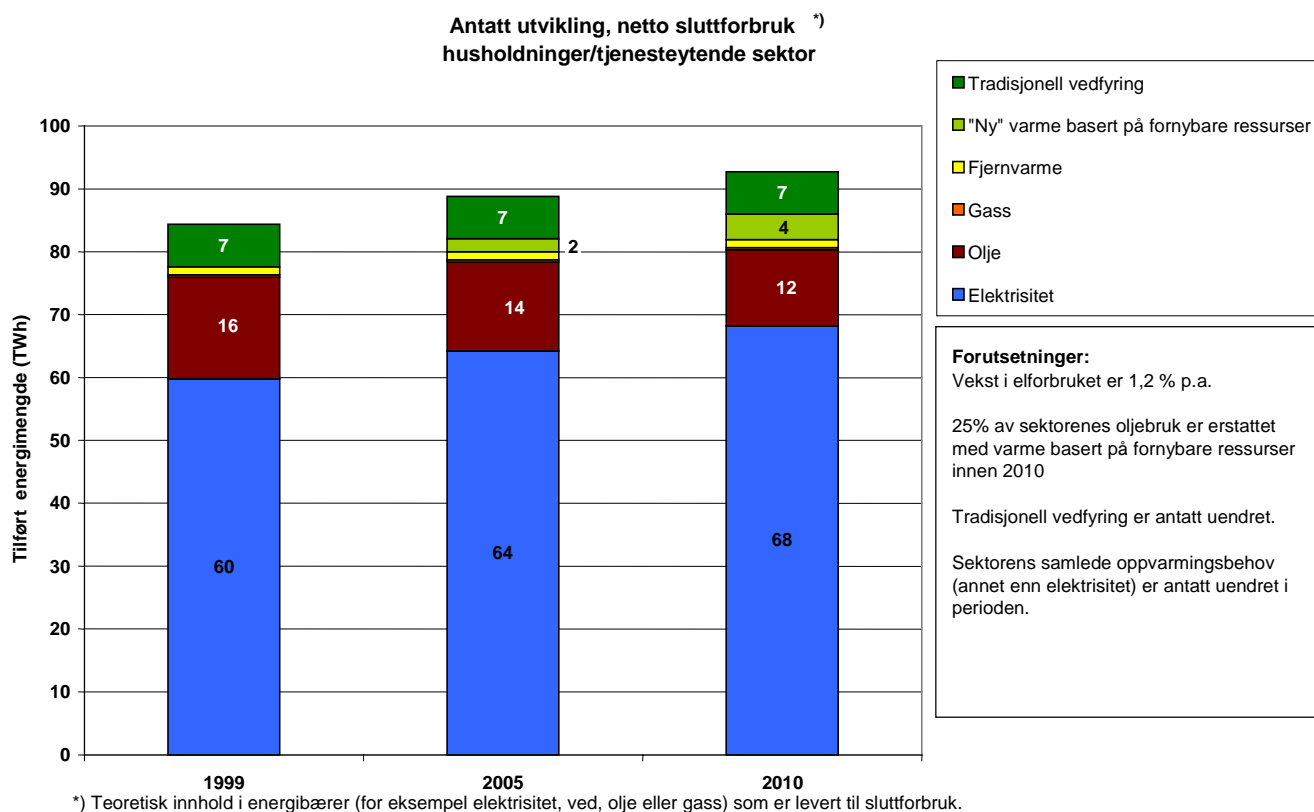


Fig. 3 Antatt utvikling i husholdnings- og tjenesteytende sektor (netto sluttforbruk)

² St.meld. nr 15 (2001-2002), Tilleggsmelding til St.meld. nr. 54 (2000-2001) Norsk klimapolitikk

2.2 Kraftintensiv industri

Kraftintensiv industri omfatter kjemiske råvarer (herunder kunstgjødsel, basisplast, silisium med mer), jern og stål, ferrolegeringer, primæraluminium, produksjon av andre ikke-jernholdig metall og metallegeringer av malm og metallskrap. Treforedling og sement er definert under alminnelig forsyning.

For kraftintensiv industri har forbruket ligget relativt stabilt omkring 33 TWh. Det gis motstridende opplysninger om hvordan forbruket innen kraftintensiv industri vil utvikle seg. I Regjeringens langtidsprogram (St.meld. nr. 30 (2000-2001)) har en antatt en nedgang i forbruket mot 2010. Industriens bransjeorganisasjon (PIL) legger til grunn en økning i forbruket til ca 40 TWh i 2010. Dette kan virke urealistisk, men industrien legger her til grunn at nye kjøpsavtaler kan inngås med østeuropeiske land.

NVE har forsiktig forutsatt en uendret etterspørsel i sektoren i perioden frem til 2010, bortsett fra en vedtatt utvidelse på Sunndalsøra (aluminium) som gir en etterspørselsøkning på 2,2 TWh fra år 2004. De opplysninger vi har fått tyder på at det kan bli vekst innen aluminiumsindustrien, særlig dersom enøktiltak³ skal gjennomføres, mens det for andre sektorer ikke vil bli vesentlige endringer i det totale elkraftforbruket. Spesielt for ferrolegeringer vil det kunne bli omstrukturering i bransjen med sterkere satsing på nisjeprodukter og utvidelse av noen få større fabrikker, mens flere små og mindre lønnsomme enheter kan bli lagt ned. Med vekst noen steder og nedleggelse andre steder er det rimelig å anta at det til sammen gir et uforandret elkraftforbruk. Industrien er for øvrig ømfintlig for markedssvingninger, og her er for tiden ferroindustrien mest utsatt.

2.3 Elkjelmarkedet

Elkjelmarkedet omfatter elforbruk til varmeformål der forsyningen skjer gjennom en uprioritert overføring. Ved høye elpriser erstattes elforbruket med lett- eller tungoljekjel. Dette markedet antas å utgjøre 10 TWh på årsbasis (5 TWh lettolje-, og 5 TWh tungoljekjel). Da det er Regjeringens målsetting å redusere oljeforbruket de kommende år, antas markedet for elkjeler å ikke øke fram til 2010.

Prisforholdet mellom olje og el er i hovedsak bestemmende for når kunden går over fra elkjel til oljekjel (eller omvendt). Driftsrelaterte forhold har også en betydning. For eksempel er driften av elkjeler enklere enn oljekjeler. Kundene vil således ikke reagere spontant når energiprisen på olje underskriver energiprisen på el. Prisen for tungolje er vesentlig lavere enn for lettolje. Med dagens oljepris fases denne delen av elkjelforbruket ut når elprisen overstiger 10-15 øre/kWh. Elkjeler i kombinasjon med lettoljekjeler fases ut når elprisene overstiger 25 øre/kWh. I et tørrår kan en anta at hele markedet er faset ut.

³ Institutt for Energiteknikk (IFE) gjennomfører for tiden et prosjekt for PIL (delvis er finansiert av ENOVA) som tar for seg aluminiums-, ferro-, treforedlings- og sementindustrien med tanke på enøkpotensial og muligheter for CO₂-reduksjon. Til høsten vil det foreligge mer eksakte tall for denne industrien. Erfaringer fra enøktiltak i 90-årene viser at det er en sammenheng mellom gjennomføring av slike tiltak og en betydelig vekst i produksjonen, hvorved totalforbruket kan øke selv om medgått energi pr produsert enhet blir lavere.

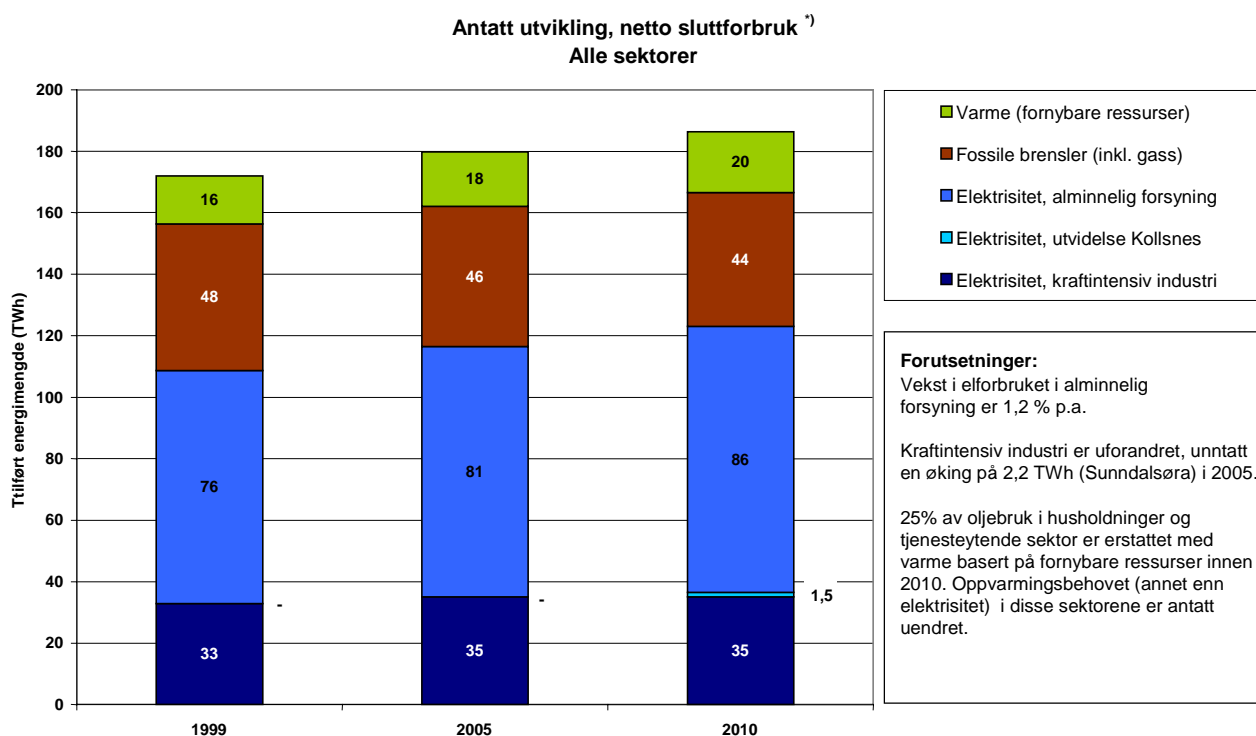
I normale år, med svakt stigende elpriser, har en lagt til grunn at årsforbruket blir på 5 TWh.

2.4 Samlet etterspørselsutvikling

Gitt en vekst i alminnelig forsyning på 1,2% per år, og øvrige forutsetninger som angitt, vil utviklingen i netto tilført energi til alle sektorer bli som angitt i figur 4. Fremskrivningen er gjort med utgangspunkt i forbrukstillene for 1999 som anses som et representativt år hva pris- og temperaturforhold angår.

En lengre periode med relativt høye priser på elektrisitet og olje vil gjøre det mer økonomisk interessant å investere i utstyr som gjør det mulig å redusere bruk av elektrisitet til oppvarming, som for eksempel varmpumpe eller biokjel. Hvilket omfang dette kan få, avhenger av andelen bygninger med vannbåren varme. For bygg uten vannbåren varme kan punktvarmekilder som luft-til-luft varmpumper eller pelletskaminer være aktuelle for å redusere bruken av elektrisitet til oppvarming.

Merinvestering i et anlegg med vannbåren varme har tradisjonelt blitt forsvart med gevinsten ved å kunne veksle mellom bruk av elektrisitet og fyringsolje, avhengig av prisforholdet mellom disse energibærerne. Et overordnet politisk mål om redusert bruk av fyringsolje, kan gjøre det mindre interessant for utbyggere/byggeiere å velge en slik løsning. Dette kan på sikt få konsekvenser for energisystemets evne til å takle tørrår.



*) Teoretisk innhold i energibærere (for eksempel elektrisitet, ved, olje eller gass) som er levert til sluttforbruk.

Figur 4 Antatt utvikling, alle sektorer (netto sluttforbruk)

2.5 Elektrifisering av sokkelen

Energiforbruket på oljeplattformene på den norske kontinentalsokkelen forventes å komme opp i ca 17 TWh per år innen 2005. Av dette er 8-10 TWh elektrisk energi som produseres av gasskraftverk på plattformene. Planer om å ”elektrifisere” sokkelen med kraft fra land omfatter først og fremst denne delen av forbruket. Økonomiske forhold avgjør hvor stor del av elforbruket som kan leveres fra land og dette spørsmålet er til vurdering av OD.

Det er foreløpig uklart i hvilken grad eksisterende kraftverk kan driftes videre etter at plattformen er ”elektrifisert” med kraft fra land. Eksisterende kraftverk vil eventuelt kunne fungere som reserveforsyning hvis kabelforbindelsen til fastlandet svikter, noe som er til fordel for plattformeieren, og de vil kunne fungere som en tørrårssikring og forsyne plattformene i en vanskelig forsyningssituasjon. Gasskraftverkene blir således selvforsynte i et tørrår. Gasskraftverkene på plattformene er dessuten, av hensyn til kravet om høy leveringssikkerhet, utstyrt med opp til 100% reservekapasitet og vil således i prinsippet også være i stand til å levere overskuddskraft tilbake til fastlandet i en tørrårssituasjon.

I påvente av en avklaring i dette spørsmålet har en ikke tatt med en elektrifisering av plattformene i den oppsatte kraftbalansen. En ”elektrifisering” av sokkelen med kraft fra land vil påvirke kraftbalansen i negativ retning i et normalår tilsvarende ca halvparten av elforbruket på sokkelen. Derimot vil ikke et slikt tiltak forverre situasjonen i et tørrår, hvis driften av eksisterende gasskraftverk opprettholdes.

2.6 Tørrår

I et tørrår vil elprisene stige, og de sluttbrukerne som kan vil skifte til andre energibærere som lettolje eller tungolje. Det er anslått at kjelmarkedet utgjør ca. 10 TWh/år, og at det forventes at i et normalår vil ca. halvparten (5 TWh/år) dekkes av elektrisitet. Forbruket vil derfor relativt raskt kunne reduseres med ca. 5 TWh på kort sikt ved at samtlige elkjeler kobles ut. På basis av blant annet erfaringene fra tørråret i 1996, er det anslått at det er mulig å redusere elektrisitetsetterspørselen i alminnelig forsyning med ytterligere 10 TWh [1]. Det er da snakk om betydelige forbruksreduksjoner, i tillegg til substitusjon med olje, ved og andre energibærere.

3. Tilgang på ny kraft

3.1 Vannkraft

Kraftbidraget fra vannkraftsystemet er 118 TWh i et normalår, men kan i tørrår komme ned i 89 TWh. I et våtår vil produksjonen kunne komme opp i 150 TWh. Forskjellen mellom produksjonen i tørrår og våtår kan dermed bli i størrelsesorden 60 TWh.

Med utgangspunkt i gitte konsesjoner og prosjekter til konsesjonsbehandling (se Vedlegg 1) vil produksjonsevnen øke med 1 TWh i 2005 og 2 TWh i 2010. Det er ventet at nye vannkraftprosjekter vil bli realisert også etter 2010 og at moderniseringen av en del eldre kraftverk blir gjennomført, slik at kapasitetsøkningen i 2015 er forutsatt å bli 4 TWh. De

nye vannkraftverkene bidrar generelt med lite ny magasinkapasitet. Spesielt gjelder dette for små og mellomstore kraftverk som stort sett har lav eller ingen reguleringsmulighet. Kraftproduksjonen fra denne type vannkraftverk er svært ømfintlig for tørrår. Vi har derfor forutsatt at bare 50% av normalproduksjonen fra "ny vannkraft" er tilgjengelig i et tørrår.

Utbygd vannkraft har i dag minstevannføringspålegg som utgjør vel 1 TWh i tapt produksjon. Det er ikke ventet at nye regler vil slå merkbart ut innen 2005, men fra 2010 kan EUs vanddirektiv og revisjoner av gitte konsesjoner gi betydelig utslag og forverre eksisterende kraftbalanse.

Kraftindustriens eget arbeid med miljøsertifisering av vannkraftverk kan også medføre at det utbygde vannkraftsystemet, som i dag er på 118 TWh, blir påført restriksjoner som reduserer produksjonsevnen. Med utgangspunkt i dagens miljøfokusering på vannkraft har vi derfor valgt å legge til grunn at produksjonsevnen grunnet restriksjoner reduseres med 1 TWh i 2010 og ytterligere 1 TWh i 2015. Produksjonsevnen i et tørrår vil bli redusert tilsvarende.

Det er ikke lagt til grunn at det skjer merkbare klimaendringer i perioden. Selv om det konstateres at vi generelt går mot mer våte år er betraktningssperioden for kort til at en kan trekke tallfestede konklusjoner. Dessuten varsles det om mer ekstreme vær fenomener, og det kan bety at våtårene blir enda våtere, men også at tørrårene blir enda tørrere. Det er spesielt på Vestlandet en forventer mer nedbør. Her er også 60% av norsk vannkraftproduksjon. Klimaendringenes virkning på tilsig og tilhørende vannkraftproduksjon er en problemstilling som behandles i flere pågående FoU-prosjekter.

Norge har fortsatt et betydelig vannkraftpotensial som ikke er utnyttet for elkraftproduksjon og som kan ha like lave eller lavere miljøkostnader enn annen fornybar energi som vindkraft og kraft fra bioenergi. Dette potensialet finner en først og fremst i vassdrag som er berørt av vannkraftutbygging, (deler av det såkalte O/U-potensialet), i vassdrag med et betydelig potensial for mikro- og minikraftverk og andre mindre og mellomstore vannkraftprosjekter med begrenset miljøvirkning. Samlet er dette potensialet i størrelsesorden 20 TWh. Prosjekter som berører de 77 vassdragsobjektene for utvidelse av verneplanene er ikke inkludert i dette tallet.

NVE har satt i gang arbeid med å få en bedre oversikt over potensialet til småkraftverk under 1 MW, og inntil videre kan en regne med at disse kan bidra med totalt 3 TWh. Ytterligere 1 TWh kan innvinnnes ved å erstatte reduksjonsventiler i vannverk med vannrabiner, men her varierer kostnadene sterkt. Dette er inkludert i ovennevnte tall på 20 TWh.

En betydelig del av dagens utbygde vannkraft har oppnådd en alder som gjør det riktig å vurdere å iverksette tiltak for å effektivisere kraftverkene. Til nå har det vist seg at ombygging av turbiner og generatorer og tiltak for å redusere falltapene har vært for kostnadskrevenende i forhold til verdien av økt energiproduksjon. For å få slike opprustningsprosjekter lønnsomme har det vært nødvendig å kombinere tiltakene med større utvidelser. En slik utvidelse kan omfatte økt installasjon, økt fallhøyde og tilførsel av

vann fra nabofelt som i dag er helt eller delvis uutnyttet. Erfaringer så langt tyder på at utvidelser som inkluderer inngrep i vassdrag, som i dag er upåvirket av tekniske inngrep, vil få vanskeligheter med å få konsesjon.

Tilgangen på vannkraft fram mot 2015 kan økes hvis vannkraft med lave miljøkostnader får tilsvarende støtteordninger som for vindkraft. På den annen side knytter det seg en viss usikkerhet til om eventuelle nye konsesjonsrunder for eldre kraftverk kan bidra til at produksjonsevnen til disse blir redusert. Muligheten for at den samlede produksjonsevne for vannkraft synker og ikke stiger i årene framover er derfor til stede. NVE planlegger derfor et prosjekt for å få fram en oversikt over opprustnings- og utvidelsespotensialet under ulike rammebetingelser. I dette prosjektet vil vi også lage scenarier der vi inkluderer virkninger av kravet om økt minstevannføring i utbygde elver og klimaendringers mulige påvirkning på det utbygde vannkraftsystemet.

3.2 Vindkraft

Regjeringens målsetting er 3 TWh i 2010. Det legges til grunn at dette målet blir oppfylt med et tempo som gir 1 TWh i år 2005 (0,2 TWh/år) og deretter 0,4 TWh/år. Utover 2010 har en regnet med at dette utbyggingstempoet blir videreført slik at vindkraftbidraget i 2015 blir 5 TWh. Når det gjelder bidraget fra vindkraft i et tørrår, er det ikke tatt hensyn til at det er en positiv korrelasjon mellom årlig vindenergitilgang og tilsig til vannkraftverkene.

Det er etter NVEs syn mulig å forsere vindkraftutbyggingen i Norge. Tilgangen til energiressurser er store hvis utbyggingen ikke begrenses av strenge krav til miljø. Tempoet i utbyggingen vil derimot begrenses av selskapenes planleggingskapasitet, konsesjonsbehandling og tilgang på entreprenørtjenester. Markedet for vindturbiner er stort og innenfor en 10-års periode vil neppe tilgangen på vindturbiner utgjøre noen begrensning.

NVE antar at tempoet i vindkraftutbyggingen i løpet av få år kan dobles hvis de økonomiske rammebetingelser legges til rette for det. Kostnadene ved en utbygging varierer sterkt, fra 25-30 øre/kWh, avhengig av vindforholdene. Støttebehovet vil derfor variere tilsvarende.

3.3 Gasskraft

I disse beregningene er det ikke forutsatt at ny gasskraft blir koplet inn.

3.4 Import

Samlet importkapasitet er 3 500 MW som representerer en teoretisk importmulighet i størrelsesorden 30 TWh. I praksis, med et åpent kraftmarked der kraften flyter i begge retninger over landegrensene avhengig markedsøkonomiske forhold, vil nettoimporten i et tørrår bli mindre enn den teoretisk mulige. Dette har sammenheng med at det norske og svenske kraftmarkedet må ses på som ett marked og at ekstreme tørrårssituasjoner synes å opptre samtidig i Norge og Sverige. Sverige har et mindre prisfølsomt marked (lavere

oppvarmingsandel) enn Norge, noe som forsterker tendensen til at kraften vil "lekke" over til Sverige. Ut fra de simuleringsberegninger som er gjort vil maksimal import i et tørrår kunne bli ca 18 TWh i 2005 og ca 20 TWh i 2010. Resultatet forutsetter at den generelle kraftbalansen i Sverige opprettholdes som i dag.

Med et integrert kraftmarked i Norden er kraftbalansen i Norden avgjørende for elforsyningen i Norge. I [1] har Nordels Balansegruppe beregnet kraftbalanser for de nærmeste årene (2001-2003), og disse viser at Nordel som helhet har et visst kraftoverskudd i år med normale tilsig, men et underskudd på ca 25 TWh i et tørrår. Dette tilsvarer den fysiske importkapasiteten fra nabolandene utenfor Norden (3600 MW). Under gunstige omstendigheter vil Nordel som helhet kunne opprettholde balansen, selv i et tørrår. Dessuten finnes det fremdeles tilgjengelig oljekondenskraftverk og annen dyr kraftproduksjon på ca 7 TWh. Det er heller ikke tatt med virkninger av en mulig forbruksreduksjon som vil komme i en knapphets situasjon. Ut fra norske erfaringer fra 1996 er denne "tilpasningsevnen" i et tørrår anslått til å være i størrelsesorden 10 TWh. Hvordan situasjonen vil bli mot 2010 er ikke utredet.

En senere Nordel-rapport [3] gir en forverret beskrivelse av situasjonen fram mot år 2005. Her legges det til grunn at Sverige får en økende underbalanse, hvorved kraftunderskuddet i Nordel kan bli hele 36 TWh i et tørrår. Hvordan dette vil slå ut for importmulighetene i et tørrår er ikke beregnet, men det er åpenbart at disse vil bli redusert. I en slik situasjon vil etablering av importkapasitet fra kontinentet eller England være et alternativ til å øke egen produksjonskapasitet.

3.5 Nye kabler

Importkapasiteten kan økes ved bygging av nye kabler. Det er gitt anleggskonsesjon for 3 000 MW ny kabelkapasitet, 2*600 MW til Tyskland, 600 MW til Nederland og 1 200 MW til England. Bygging av kabler til Tyskland og Nederland er i realiteten skrinlagt og det er stor usikkerhet om kabelen til England vil bli bygd.

En 600 MW kabel representerer i utgangspunktet en importmulighet på ca 5 TWh. Simuleringer viser imidlertid at økningen av den innenlandske tilgangen på kraft blir mindre enn importkapasiteten til kabelen. Dette skyldes at en ny kabel fra Europa vil redusere importen fra Sverige som er en del av det felles nordiske kraftmarkedet. Beregninger viser at i et ekstrem tørrår vil en 600 MW kabel bare øke nettoimporten med 2 TWh i 2005 og 3,5 TWh i 2010. Økes kabelkapasiteten til 1200 MW vil økningen i nettoimporten bli 5,5 TWh. At nettoimporten ikke blir større skyldes mekanismene i det felles nordiske kraftmarkedet. Økt import fra kontinentet vil som nevnt i stor grad "lekke" til Sverige.

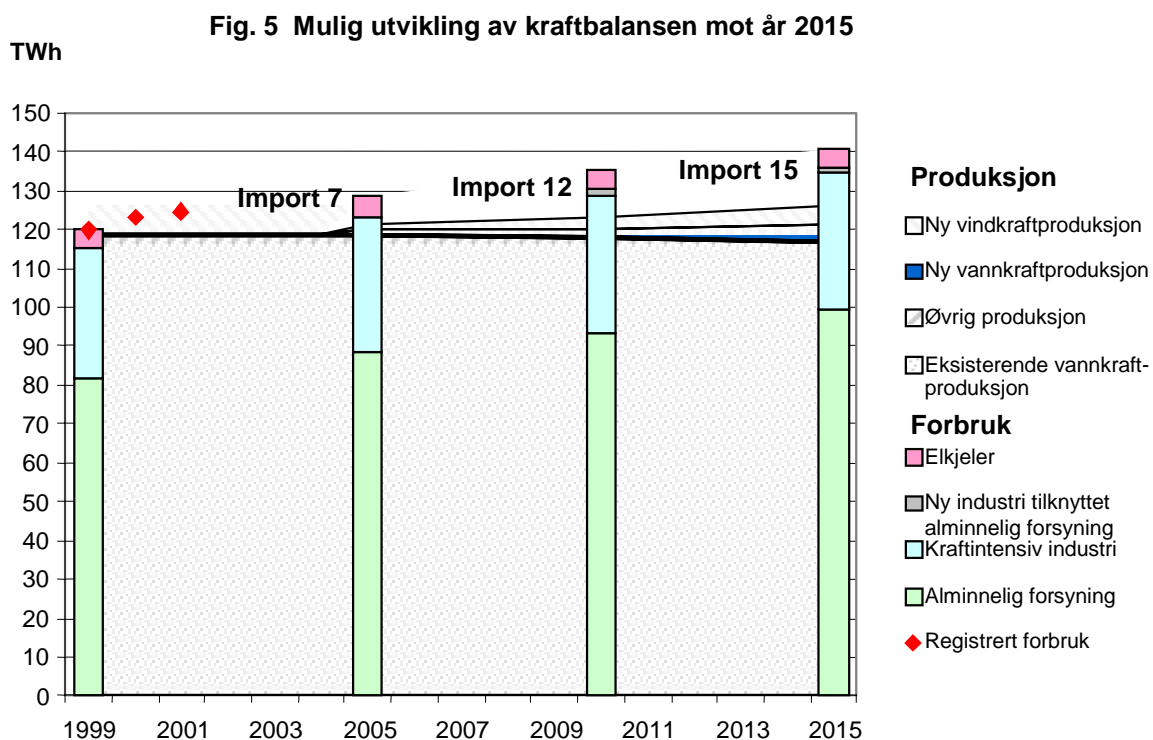
Det er først og fremst økonomisk usikkerhet som gjør at de konsesjonsgitte kablene ikke bygges. Utgangspunktet for kabelinntektene er prisforskjeller mellom markedet i Norden og kontinentet/England. NVE antar at kablene kan bygges hvis staten går inn med visse former for økonomiske garantier. Det er ikke kjent hvor mye dette vil koste. Det er heller ikke gjort beregninger som viser hvor stor del av importkapasiteten på 3 000 MW som vil tilfalle det norske markedet, men NVE anslår at kabelprosjektene vil øke tilgangen på kraft i et tørrår med 8-9 TWh.

Det vil ta ca 3 år å bygge kablene. Alle kabelforbindelsene kan dermed realiseres innen 2010.

4. Kraftbalanser – normalt hydrologisk år

Utviklingsforløpet i et normalår for forbruk og produksjon er summert opp i figur 5. Forbruket er illustrert som søyler (år 1999, 2005, 2010 og 2015), mens utviklingen av innenlandsk produksjon er vist som kurver. Det fremgår av figuren at vi går mot en stadig større importavhengighet fra utlandet. I 2010 må vi forvente å importere 12 TWh. Under normale omstendigheter vil dette ikke utløse spesielle driftsproblemer, men økende avhengighet av utlandet bidrar generelt til økt usikkerhet om vår egen kraftoppdekking. Mot år 2015 blir importsituasjonen mer anstrengt, etter hvert som en nærmer seg kapasitetsgrensen for import, selv i et normalår.

Figur 5 viser kraftbalansen uten elektrifisering av kontinentalsokkelen. Hvis plattformene i Nordsjøen skal forsynes med elektrisitet fra land, svekkes kraftbalansen ytterligere.



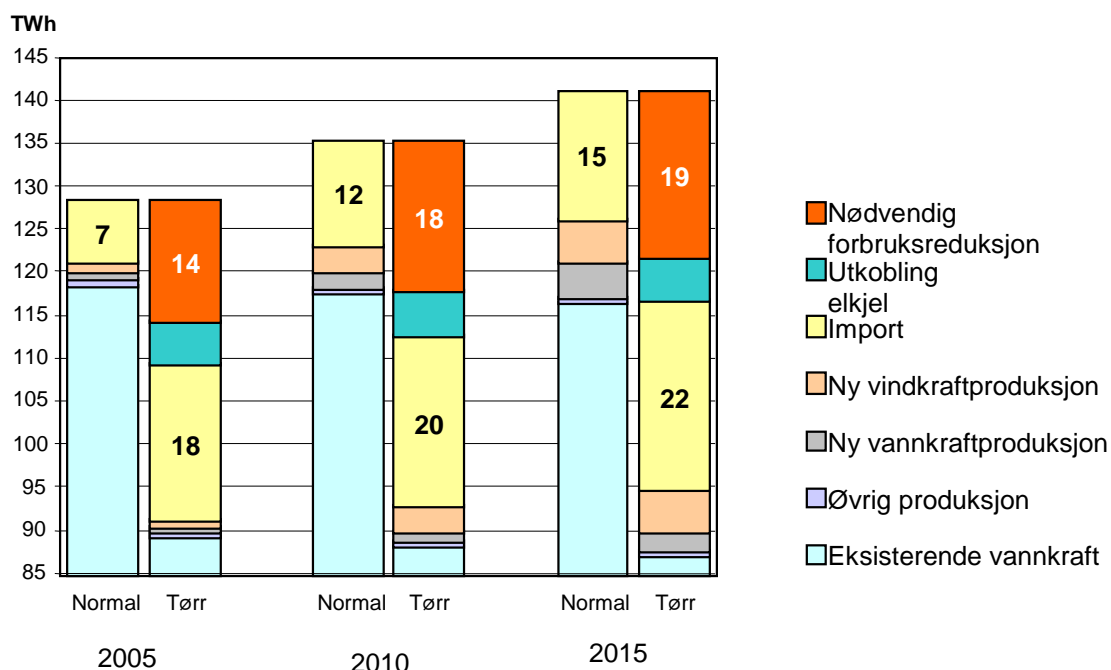
5. Kraftbalanser – tørrår

Vannkraftsystemets midlere produksjonsevne er estimert på grunnlag av en hydrologisk tilsigsserie på 30 år. I praksis vil den aktuelle produksjonen fra vannkraftsystemet variere mye fra år til år, og det året innenfor denne perioden hvor produksjonen blir minst betegnes som et tørrår. Et tørrår kan opptre når som helst med en sannsynlighet på 1:30.

Figur 6 viser hvordan situasjonen vil bli hvis det oppstår et tørrår i perioden fram til 2015. I figuren har en i utgangspunktet lagt til grunn at forbruket ikke skal være avhengig av om det oppstår et tørrår (balansepunktet er m.a.o. like høyt i normalår som i tørrår). Vi vil altså undersøke om manglende produksjonsevne i vannkraftsystemet kan erstattes av økt import eller andre tiltak.

Det viser seg da at importmulighetene ikke er nok til å dekke differansen mellom normalt forbruk og produksjon. Nødvendig forbruksreduksjon må m.a.o. iverksettes og skal i et markedsbasert kraftsystem skje gjennom økte priser. Elkjelforbruket utgjør den mest fleksible delen av markedet og vil ved høye priser koples ut til fordel for oljekjeler.

Fig. 6 Kraftbalansen i et tørrår sammenlignet med et normalår



Med import og utfasing av elkjelmarkedet, står vi fremdeles igjen med et udekket forbruk på 14 TWh i 2005, 18 TWh i 2010 og 19 TWh i 2015 (markert med rødt i fig. 6). Det blir følgelig nødvendig med en forbruksreduksjon i det innenlandske markedet for kraft-

intensiv industri og alminnelig forsyning. Vi mangler erfaring for hvordan markedet vil reagere i en slik ekstrem situasjon.

Virkningene av å levere kraft til kontinentalsokkelen er ikke tatt med i denne kraftbalansen. Som nevnt i kap. 3.5 vil ikke elektrifisering av kontinentalsokkelen ha stor betydning for kraftbalansen i et tørrår, hvis eksisterende produksjonskapasitet opprettholdes som reserve på plattformene.

Referanser

- [1] Kraftbalanser for treårsperioden 2001-2003, Nordels Balansegruppe, 2000-06-16
- [2] Energistatistikk 1998, Norges offisielle statistikk, SSB
- [3] Nordisk Systemutviklingsplan, Nordel 2002

VEDLEGG 1

Mulige ny vannkraftproduksjon fram til år 2005. Tall i GWh. Status per 01.09.02

	Under bygging	Konsesjons gitt	Konsesjons søkt	Totalt
Opprustning og utvidelse				
Bjølvfossen	65			65
Blåelva Ovf. Svelgen		22		22
Boullanjåkka Ovf		23		23
Flottetjønnbekk Ovf			45	45
Forsland I	26			26
Lindland		39		39
Muradalen			18	18
Nedre Bersåvatn		20		20
Nytt Tyin	230			230
Nytt Åbjøra	35			35
Oldereid		16		16
Sagnfossen			23	23
Stegaros	11			11
Øvre Bersåvatn		23		23
Totalt O/U	367	143	86	596
Småkraftverk <= 10 MW				
Befring		17		17
Kvitfella		6		6
Svartdalen		26		26
Brekkestøl		7		7
Gryteneselva		7		7
Vedeld		12		12
Totalt Småkraftverk		75		75
Nye kraftverk > 10 MW				
Kløvtveit		41		41
Øvre Otta; Øyberget	360			360
Totalt nytt kraftverk	360	41		401
Sum alle fram til 2005	727	259	86	1 072

Mulige ny vannkraftproduksjon i perioden 2005-2010. Tall i GWh.

	Konsesjon gitt	Konsesjon søkt	Forhånds meldt	Totalt
Opprustning og utvidelse				
Beinhelleren ovf.			69	69
Blåfalli-Vik		107		107
Fagervollan Utv.	12			12
Geitåni/Rassdal ovf.			43	43
Kobholm	18			18
Kvanndalen ovf.			8	8
Leirfossene			28	28
Ny gard	144			144
Sauda O/U; Trinn 1		556		556
Fossheim Reg Trollebotvatn	2			2
Tyssebotn	6			6
Vikeså	17			17
Øksendal ovf. Tonstad		41		41
Totalt O/U	199	704	148	1 051
Småkraftverk <= 10 MW				
Brekkefossen		18		18
Dirdal		8		8
Dyrvo		7		7
Forsanvatn		39		39
Grønnhaug		5		5
Havdal		9		9
Hisvatn	16			16
Horpedal	11			11
Kilandsfoss		39		39
Kjetland		6		6
Kvernstad		10		10
Laksen		26		26
Neselva		16		16
Pollen		32		32
Sagevik		15		15
Sandal		13		13
Trandal		22		22
Ufysja		9		9
Virak		6		6
Totalt Småkraftverk	27	280		307
Nye kraftverk > 10 MW				
Feios			100	100
Grunnåi Alt. B		52		52
Øvre Otta; Framruste	165			165
Totalt nye kraftverk	165	52	100	317
Totalt i perioden 2005-2010	391	1 036	248	1 675

Øvrige vannkraftprosjekter som er til konsesjonsbehandling. Tall i GWh.

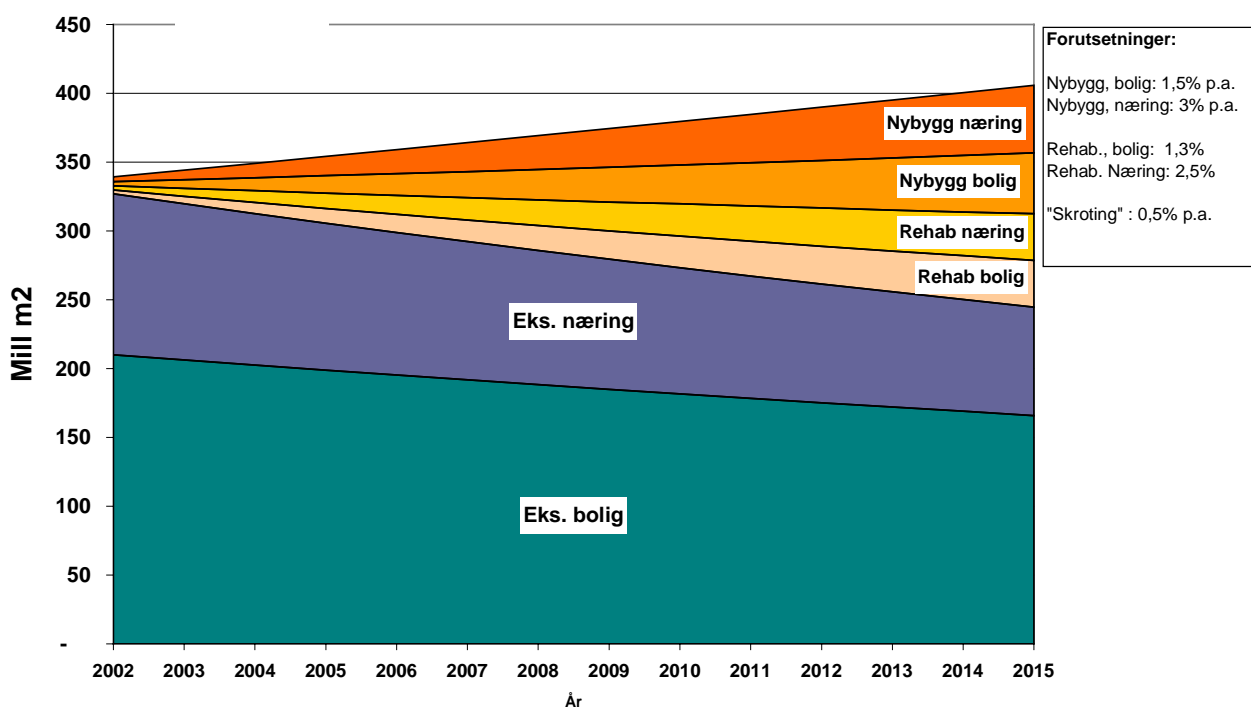
	Konsesjon gitt	Konsesjon søkt	Forhåndsmeldt	Totalt
Opprustning og utvidelse				
Brøkke Ovf	118			118
Follafoss Utv.		45		45
Hjertevatn		15		15
Jørpeland II		33		33
Jøssang		211		211
Listøl pumpe			-7	-7
Lysedalen Ovf			27	27
Reinskar		68		68
Sauda O/U; Trinn 2		404		404
Skarg	66			66
Skjerka (Trinn II)		160		160
Skollenborg		15		15
Smalevatn Ovf		2		2
Storfossen		8		8
Tverrelva-Mugåselv Ovf.			77	77
Vigda		16		16
Totalt O/U	184	977	97	1 258
Nye kraftverk > 10 MW				
Blåvatn			117	117
Bøfossane		89		89
Innvik			47	47
Smibelg			86	86
Storåvatn			69	69
Totalt Nye kraftverk		89	319	408
Totalt øvrige prosjekter som er til konsesjonsbehandling	184	1 066	416	1 666

VEDLEGG 2

TILTAK FOR Å REDUSERE ETTERSPOERSEL ETTER ELEKTRISITET

Redusert etterspørsel etter elektrisitet innen alminnelig forsyning vil kunne oppnås ved ytterligere effektiviseringstiltak, samt ved substitusjon. Potensialet for en etterspørselsreduksjon for elektrisitet er helt avhengig av rammebetingelser som prisnivå på de ulike energibærerne, kostnader for installasjon av ulike typer oppvarmingssystemer, pålegg om spesielle typer oppvarmingssystemer i nye bygg, tilskuddsordninger m.m.

Fig. A-1 Arealutvikling, boliger og næringsbygg

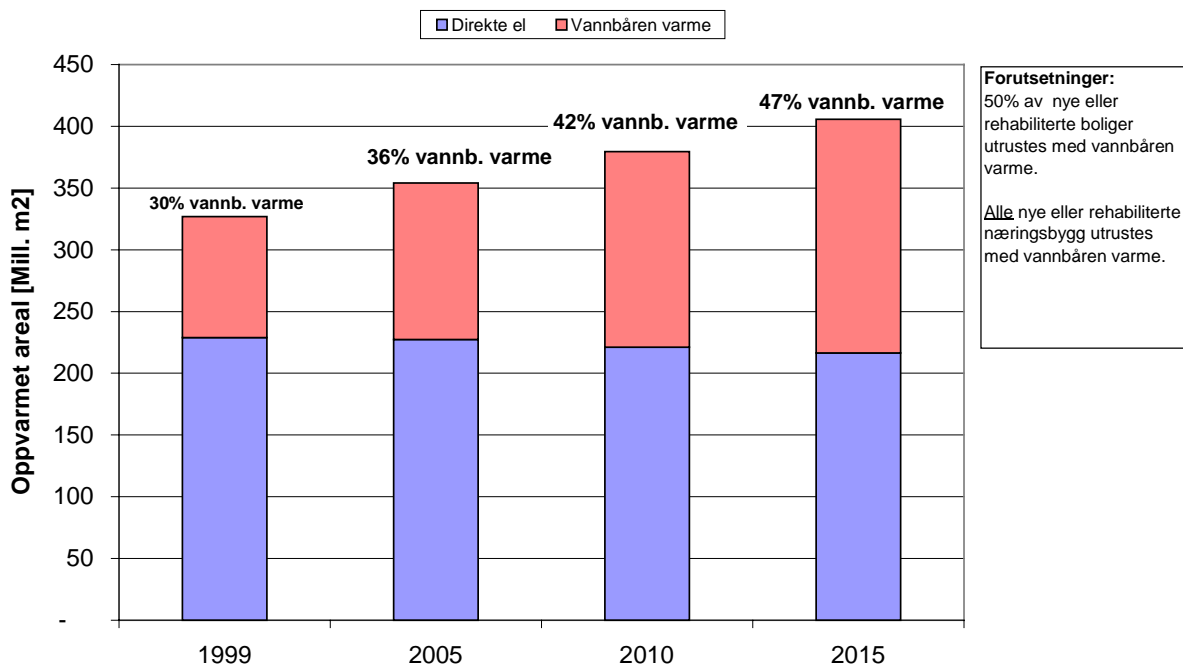


For å vise det omtrentlige omfanget av et antatt potensial for substitusjon, er det i Figur A-1 vist en mulig utvikling av den "påvirkbare" andelen av det arealet som skal oppvarmes. Det antas at det ikke er aktuelt å erstatte direkte bruk av elektrisitet med vannbåren varme i eksisterende bygg, unntatt ved rehabilitering.

Hvis det framtidige elektrisitetsbehovet til oppvarming skal kunne påvirkes i noen vesentlig grad, må endringer i oppvarmingssystemene innføres så tidlig som mulig. For å illustrere dette er det lagt inn et utviklingsforløp der 50% av alle nye/rehabiliterede boliger, og 100% av alle nye/rehabiliterede bygg i øvrige sektorer blir utstyrt med vannbåren varme. Gitt at utvikling av areal er som illustrert over, vil andelen areal med vannbåren varme være ca. 42% i 2010, mot dagens 30%. Dette er vist i figur A-2.

Med en meget streng regulering i valg av oppvarmingsløsning i nye bygg, samt en forutsetning om at det ikke benyttes elektrisitet til oppvarming i vannbårne varmesystemer⁴, kan en oppnå en reduksjon i etterspørsel etter elektrisitet til oppvarming.

Fig. A-2 Varmesystemer i bygninger (bolig og næring)



⁴ Det er ingen automatikk i at anlegg med vannbåren varme bruker andre energivarer enn elektrisitet. Det kan blant annet være aktuelt med bruk av elkjeler, samt at bruk av varmepumper krever elektrisitet (30-35% av varme levert fra varmepumpen).