NVE

Kraftbalansen i Norge mot 2020

Oppdaterte anslag per juni 2005

Knut Hofstad
Torodd Jensen
Cato Larsen
Seming Skau

19
2005

RAPPORT

Kraftbalansen i Norge mot 2020

Oppdaterte anslag per juni 2005

Knut Hofstad, Torodd Jensen, Cato Larsen, Seming Skau

Norges vassdrags- og energidirektorat
2005

Rapport nr 19/2005

Kraftbalansen i Norge mot 2020

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Knut Hofstad

Forfattere: K. Hofstad, Torodd Jensen, Cato Larsen, Seming Skau

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 100
Forsidefoto:
ISBN: 82-410-0568-7

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

1. Innledning 5
2. Nye forutsetninger.....5
3. Forbruksutviklingen 8
3.2 Alminnelig forsyning.....8
3.2.1 Husholdning og jordbruk 8
3.2.2 Tjenesteyting og transport.....8
3.2.3 Bergverk og industri, inklusive petroleumssektoren 9
3.2.4 Prognoser for alminnelig forsyning 10
3.3 Kraftintensiv industri 11
3.4 Elektrokjeler 11
3.5 Samlet kraftforbruk til 2020 12
4. Tilgang på ny kraft 14
4.1 Vannkraft 14
4.2 Vindkraft 16
4.3 Varmekraft (gasskraft) 17
4.4 Import 18
4.6 Samlet ny krafttilgang 20
5. Kraftbalanser – normalt hydrologisk år 21
6. Kraftbalanser – tørrår.....22
7. RES-direktivet - norsk måloppnåelse 25
Referanser.....27

Sammendrag

Økt kraftutbygging og lav forbruksvekst fram mot 2020 vil gi lavere import av elektrisk kraft i år med normal nedbør.

Det ventes at ny kraftproduksjon vil bli utviklet de neste årene selv uten at det blir innført et sertifikatsystem for fornybar energi. Det gjelder særlig mindre vannkraftanlegg, men også vindkraft, hvis dagens støtteordninger opprettholdes.

Forbruket av elektrisk kraft er fortsatt på nivå med 2001, og NVE venter lav vekst i det samlede norske kraftforbruket de neste 15 årene.

I et normalår viser foreliggende kraftbalanseberegninger at totalforbruket i 2020 vil bli om lag 140 TWh, mens produksjonen vil bli 135 TWh inklusive 3,5 TWh fra det nye gasskraftverket på Kårstø. Differansen dekkes av import fra Sverige, Danmark og/eller Nederland.

Det er kraftforbruket innen petroleumsvirksomheten som vokser raskest fram mot 2020. I denne undersøkelsen har en lagt til grunn at forbruket i kraftintensiv industri forblir uendret, mens forbruket i alminnelig forsyning vokser moderat. Det samlede forbruksnivået på 140 TWh i 2020 stemmer godt overens med de forbruksanslagene Statistisk sentralbyrå nylig la fram.

Innføring av et elsertifikatmarked for fornybar energi med moderat ambisjonsnivå, vil øke krafttilgangen i 2020 til 138 TWh. Økningen på 3 TWh er i hovedsak vannkraft. Det vil si at Norge vil ha en kraftutveksling som er i tilnærmet balanse i et normalår dersom elsertifikatmarkedet blir noe av.

Vannkraftproduksjonen er svært avhengig av været, og i et ekstremt tørt år vil det stadig være nødvendig med en betydelig import og forbruksreduksjon for å oppnå balanse i kraftmarkedet.

1. Innledning

Høsten 2002 ga NVE ut rapporten ”Kraftbalansen i Norge mot 2015” (NVE-rapport 4/2002). I ettertid har forholdene for norsk kraftforsyning endret seg på vesentlige punkter. Det er følgelig behov for å justere de beregninger som ble gjort for to og et halvt år siden. I dette notatet legger vi frem både nye anslag for forbruksutviklingen og oppdaterte fremskrivninger av hva en kan forvente av ny krafttilgang. Kraftbalansen fremover vil være avhengig av politiske vedtak, men så langt tyder utviklingen på at den vil utvikle seg i en mer gunstig retning sammenlignet med den som ble antatt i foregående kraftbalanserapport.

2. Nye forutsetninger

Siden høsten 2002 har veksten i forbruket fortsatt å holde seg på et lavt nivå. Videre er det registrert aktiviteter på tilgangssiden som kan tyde på at mer kraft vil komme inn på det norske markedet de nærmeste årene.

A. Forbruk

Forventet forbruksvekst innen alminnelig forsyning er nå anslått til 1,1 % per år. I dette anslaget har husholdningene og jordbruk en vekst på 0,5 prosent, tjenesteyting og transport 1,5 prosent, mens bergverk og industri forventes å ha en gjennomsnittlig vekst på 0,5 prosent fram til 2020. I tillegg ventes en økning av elforbruket innen petroleumssektoren. Totalt sett innebærer denne veksten en nedjustering i forhold til kraftbalanserapporten av 2002 [2] der anslaget for den årlige veksten var på 1,2 prosent. Nedjusteringen skyldes flere forhold:

- Økte sluttbrukerpriser som følge av et kvotesystem for CO_2. Innføring av et pliktig sertifikatmarked for fornybar kraft forventes ikke å gi vesentlig endring i sluttprisene
- Den observerte veksten i perioden 2002 -2004 har vært lav og bekrefter de siste års trend
- Forbruket i 2005 ligger vesentlig lavere enn det som er angitt i ”stø kurs”-scenariet i NOU 1998:11. Det er således grunnlag for å anta en lavere vekstprosent enn det dette scenariet legger til grunn.

B. Importmuligheter

Mulighetene for å importere kraft fra utlandet i et tørrår er bedret. Dette skyldes flere forhold, bl.a.

- Ny kabel (700 MW) til Nederland er under utbygging og ventes klar før 2010

- Nytt kjernekraftverk (1 600 MW) i Finland er vedtatt utbygd, og ventes ferdigstilt innen 2010. Dette bedrer den nordiske kraftbalansen
- Ny kabel (Fennoscan 2) med en kapasitet på 500 MW er vedtatt bygd mellom Sverige og Finland. Dette åpner for økt transitt av kraft gjennom Sverige til Norge i et tørrår
- Div. flaskehalser i overføringsnettet i de nordiske land forventes å bli fjernet

Det har også skjedd en utvikling som kan svekke den nordiske kraftbalansen. Sverige har lagt ned kjernekraftverket Barsebäck 2, men dette er delvis erstattet med kapasitetsøkninger i andre kjernekraftverk. For øvrig er det gitt uttrykk for at den planlagte kjernekraftavviklingen skal videreføres. Konsekvenser av dette er ikke inkludert i rapporten.

C. Ny varmekraft
Eierne av det planlagte gasskraftverket på Kårstø (430 MW) har nå besluttet å fullføre prosjektet. I dette notatet har vi lagt til grunn at gasskraftverket på Kårstø blir bygd.

D. Økt tilgang på fornybar kraft
Det planlegges å innføre et pliktig norsk/svensk sertifikatmarked for kraft basert på fornybare energikilder fra 2007. Dette vil øke krafttilgangen i det norsk/svenske produksjonssystemet i forhold til det som ble lagt til grunn i rapporten fra 2002. Hvor stort volum dette markedet skal få er ikke avklart ennå og det er heller ikke fattet et endelig vedtak i saken. I den etterfølgende fremstilling har vi derfor valgt å beregne kraftbalansen for tre alternative fremskrivninger:

- **A. Basisalternativet**. Det etableres ingen sertifikatordning for grønn kraft i Norge. Dagens ordning med investeringsstøtte for vindkraft videreføres. For øvrig gis det ingen støtte til ny kraftproduksjon.
- **B. 10 TWh-alternativet.** Det innføres et felles pliktig sertifikatmarked for fornybar kraft i Norge og Sverige fra 1.1.2007 der kvoteplikten i 2017 fordeles med 10 TWh i Norge og 21 TWh i Sverige. 21 TWh fra Sverige inkluderer ca 11 TWh som allerede er inne i det svenske elsertifikatmarkdet
- **C. 20 TWh-alternativet.** Det innføres et felles pliktig sertifikatmarked, men nå med en kvoteplikt i 2017 som er 20 TWh i Norge og 25 TWh i Sverige.

Det er for de to siste alternativene antatt at kvotenivået ikke øker etter 2017.

Når det gjelder konsekvenser av EUs vanndirektiv, har OED gitt signaler om at direktivets mål skal søkes oppnådd gjennom tiltak som ikke svekker kraftbalansen. I rapporten fra 2002 la vi til grunn at nye restriksjoner på det utbygde vannkraftsystemet ville medføre et produksjonstap på 1 TWh i 2010 og ytterligere 1 TWh (til sammen 2 TWh) i 2015. Dette endres nå slik at nettobidrag fra opprusting og utvidelsesprosjekter

reduseres siden større ombygginger kan resultere i tiltak for hele anlegget som reduserer optimal kraftproduksjon. I tillegg vil revisjoner av konsesjonsbetingelser kunne settes i verk uten at planer for ombygging foreligger. Alle slike endringer vil kunne redusere kraftproduksjonen. I tillegg har en rekke eiere av eldre anlegg egne mål for miljøsertifiseringer som kan ha løsninger med begrensninger i produksjonskapasitet og bruk av magasiner. Samlet er det grunn til å anta innføring av restriksjoner som påvirker eksisterende kraftproduksjon negativt.

3. Forbruksutviklingen

NVE publiserte høsten 2002 en ”teknisk” fremskrivning av kraftbalansen fram mot 2015. I dette kapitlet legger vi frem nye prognoser for forbruksutviklingen til 2020, der utviklingen som har funnet sted etter 2002 er tatt i betraktning.

Kraftforbruket i tiden fremover avhenger av en rekke forhold som konjunkturer, inntekter, demografiske forhold, temperaturer og priser. Det er viktig å understreke at vi innenfor rammen av dette arbeidet ikke har kunnet se detaljert på denne type forhold. Våre framskrivinger er mer å regne som modifiserte trendforlengelser av det historiske forbruket. En mer inngående studie av underliggende faktorer vil bli belyst av Institutt for Energiteknikk (IFE) i et oppdragsprosjekt for NVE. IFE skal levere sluttrapport i august 2005.

Det presenteres en forbruksprognose for hvert av alternativene nevnt under kap. 2. Hvert av de tre alternativene gir ulik krafttilgang og dermed ulik prisutvikling. I tillegg vil de to alternativene med pliktige elsertifikater føre til forskjell mellom kraftpris til vanlige produsenter og den kraftpris sertifikatpliktige forbrukere vil måtte betale. I basisalternativet er kraftprisen til vanlige produsenter og forbrukere den samme.

Forutsetningene for prisbaner og forbruksutvikling i de ulike alternativene er detaljert beskrevet i [1]. I notatet er det også en historisk fremstilling av forbruksutviklingen for de ulike sektorene. I de følgende avsnittene presenteres anslag for forbruksutviklingen i sektorene alminnelig forsyning, kraftintensiv industri og elektrokjeler.

3.2 Alminnelig forsyning

3.2.1 Husholdning og jordbruk

For husholdninger og jordbruk har vi lagt til grunn en vekst i nettoforbruket på 5 prosent fra 2004 til et temperaturmessig normalt 2005. Den forholdsvis store justeringen i forbruket det første året er gjort fordi fremskrivningene av forbruket bør starte i et temperaturmessig normalår. I 2004 var temperaturene høyere enn normalt og dermed også forbruket lavere enn man kunne forvente i ett temperaturmessig normalår. Etter justeringen det første året, antar vi en årlig prosentvis vekst i nettoforbruket på 0,5 prosent. Det vil si at husholdninger og jordbruk vil få et netto kraftforbruk på 40,4 TWh i 2020.

3.2.2 Tjenesteyting og transport

For tjenesteyting og transport har vi lagt til grunn samme oppjustering til normale temperaturer i 2005 og deretter 1,5 prosents årlig vekst til 2020. Tjenesteyting og transport vil dermed ha et nettoforbruk på 31,7 TWh i 2020.

3.2.3 Bergverk og industri, inklusive petroleumssektoren

Bergverk og industri omfatter også den delen av petroleumssektoren som er elforsynt fra land. Dette gjelder i første rekke landbaserte gassbehandlingsanlegg, men det finnes også offshore-installasjoner som har (Troll) eller er planlagt å få (Valhall) kabelforbindelse til land. Den delen av petroleumssektoren som er tilknyttet elnettet, forbruker i dag ca. 1 TWh.

Kraftforbruket i petroleumssektoren forventes å øke i årene som kommer. Dette skyldes at det forventes en betydelig økning av etterspørselen etter norsk gass i Storbritannia, på Kontinentet og i USA. Økte leveranser vil kreve et høyere innenlands energiforbruk. Økningen vil i stor grad skyldes økt behov for kompresjonskapasitet på Kollsnes/Troll og Ormen Lange, samt elektrifisering av Valhall-feltet. Videre vurderes sannsynligheten for nye, drivverdige gassfunn på norsk sokkel fremover (for eksempel på Haltenbanken og i Barentshavet) som betydelig. Utviklingen går i retning av at en større del av feltutbyggingene flyttes til land (med flerfasestrømning fra reservoaret til land), og dette øker sannsynligheten for at anlegget vil bygges med forsyning av kraft fra nettet. Ingen av de store forbrukerne av kraft forventes faset ut i løpet av prognoseperioden. Kollsnes/Troll og Ormen Lange er planlagt å levere gass i minst 30-40 år fremover. Etterspørselen etter elektrisk kraft i petroleumssektoren vurderes å være svært lite priselastisk; prisene på olje og gass samt letevirksomheten på sokkelen forventes å spille en langt større rolle for størrelsen på fremtidig kraftforbruk i denne sektoren. Totalt antas forbruket å øke med 3,3 TWh fram til 2016, for deretter å holdes tilnærmet konstant fram til 2020.

For de resterende delene av industrien har en forutsatt en forbruksøkning av elektrisk kraft med 0,5 prosent per år.

3.2.3.1 Elektrifisering av sokkelen

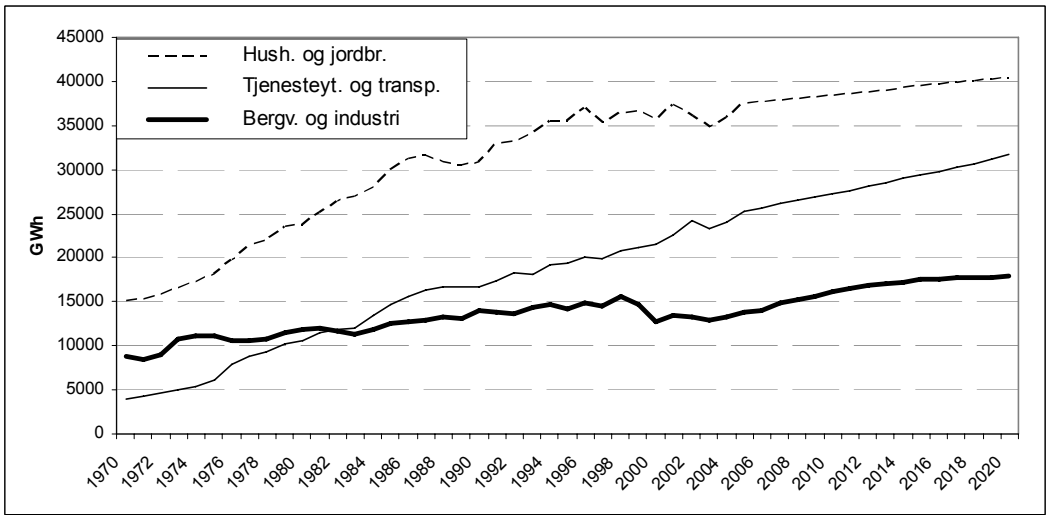
Det samlede energiforbruket på oljeplattformene på den norske kontinentalsokkelen er beregnet til å være ca 17 TWh per år. Av dette er 8-10 TWh elektrisk energi som produseres av gasskraftverk på plattformene.

Denne delen av forbruket har en tidligere vurdert å ”elektrifisere” med kraft fra land. NVE og OD konkluderte i sin rapport utgitt november 2002 med at storstilt elektrifisering av norsk sokkel innebar svært høye tiltakskostnader for reduksjon av CO_2-utslipp og at den globale klimagevinsten var usikker så lenge en ikke kan gå ut fra at økt forbruk av kraft fra kraftnettet kommer fra innenlandske, fornybare kilder. Storskala elektrifisering av sokkelen ble således ikke anbefalt, og er heller ikke blitt realisert i etterkant av denne studien. For Valhall-feltet er det imidlertid besluttet å fase ut gamle gassturbiner til fordel for kraftforsyning til land fra om lag 2010, og dessuten har Troll-feltet hele tiden vært forsynt med elektrisitet fra land

Elforbruket på sokkelen forventes å øke noe de fem første årene, for så å avta til dagens nivå, dvs. ca. 10 TWh.

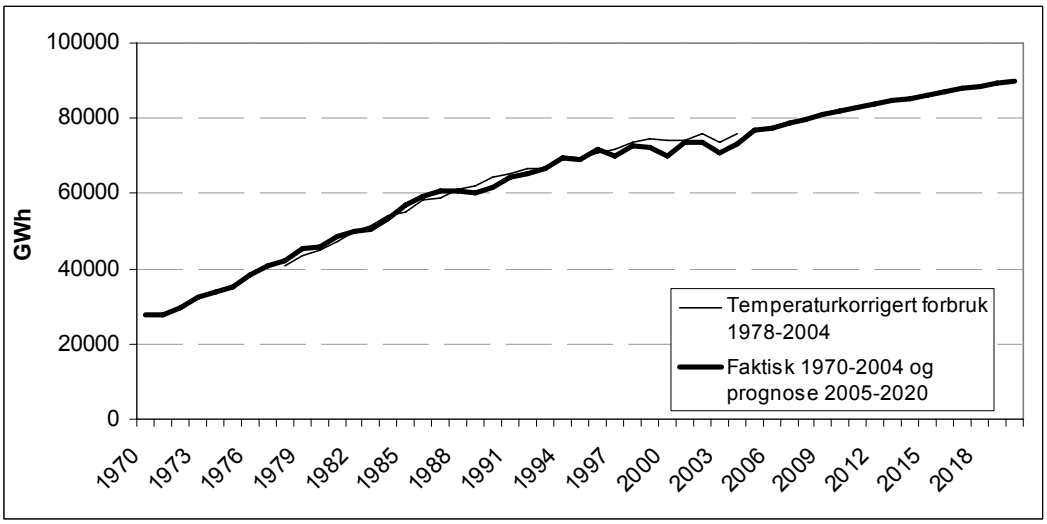
3.2.4 Prognoser for alminnelig forsyning

Vår prognose for kraftforbruket til 2020 innen alminnelig forsyning fremgår av figur 3-1 og 3-2 nedenfor.



Figur 3-1 Netto forbruk (ekslusive nettap) i alminnelig forsyning, oppdelt i forbrukssektorer [GWh]. Basisalternativet

I sum innebærer dette en gjennomsnittlig årlig vekst i alminnelig forbruk på 1,1 prosent per år i perioden 2005-2020, hvorav forbruksøkningen i petroleumssektoren står for 0,25 prosent. Netto alminnelig forbruk inkl. petroleumssektoren vil da øke til 90 TWh i 2020.



Figur 3-2 Nettoforbruk i alminnelig forsyning [GWh]. Basisalternativet

Denne veksten innebærer en nedjustering av veksten i forhold i den forrige kraftbalanserapporten [2], hvor anslaget for den årlige veksten var på 1,2 prosent.

Nedjusteringen skyldes flere forhold, bl.a. at den observerte veksten i perioden 2002-2004 har vært lav.

Forbruksreduksjon i alminnelig forsyning med et pliktig elsertifikatmarked

Forbruket i beregningsalternativene der det eksisterer et pliktig elsertifikatmarked skiller seg lite fra basisalternativet. Alminnelig forbruk vokser ubetydelig saktere og er i 2015, med 10 TWh kvoteplikt (alt. B), 0,22 TWh lavere enn i basisalternativet. I alternativ C (20 TWh kvoteplikt) reduseres forbruket i alminnelig forsyning med ytterligere 0,5 TWh i 2015. De beskjedne endringene skyldes at prisoppgangen som følger av sertifikatmarkedet bremses av at den ordinære kraftprisen reduseres. Samtidig utgjør kraftprisen inklusive sertifikatpris under halvparten av sluttbrukerprisen, og den effektive priselastisiteten blir dermed redusert tilsvarende. Etter 2015 blir virkningene mindre som følge av avtagende kvoteplikt.

3.3 Kraftintensiv industri

I et prosjektsamarbeid med NVE har IFE vurdert utviklingen i energiforbruk i Møre og Romsdal [6], og anslått en økning av forbruket til kraftintensiv industri i Møre og Romsdal til 2,7 TWh, fra 2004 til 2010. I den kraftintensive industrien for øvrig er fremtiden mer usikker. Industrien har til nå hatt gunstige langtidskontrakter for sin kraftleveranse. Mange av disse går ut de nærmeste årene, og det er usikkert hva dette gjør med industriens konkurranseevne og forbruk.

Deler av den kraftintensive industrien kan bli preget av uendret eller voksende aktivitet og kraftforbruk, mens andre deler av industrien vil kunne oppleve nedleggelser eller innskrenkninger. Vi har i sum antatt uforandret forbruk i forhold til 2004-nivå, og det gir et forventet bruttoforbruk i kraftintensiv industri i på 34,4 TWh/år fram til 2020.

I forrige kraftbalanserapport ble forbruket i denne sektoren anslått til å bli 35,2 TWh frem mot 2015. Vårt anslag er lavere blant annet som følge av at Hydro har besluttet å legge nye aktiviteter ut av landet, jf. medieoppslag om ny kapasitet i Qatar og signaler om innskrenkning i Høyanger og Årdal.

Kraftintensiv industris kraftforbruk er ikke antatt å endre seg som følge av at en grønn sertifikatordning innføres.

3.4 Elektrokjeler

Elektrokjelmarkedet omfatter forbruk til varmeformål der forsyningen også har tariff som uprioritert overføring. Ved høye kraftpriser erstattes forbruk i elektrokjeler med lett- eller tungolje. Dette markedet antas å kunne utgjøre ca. 10 TWh på årsbasis (5 TWh lettolje, og 5 TWh tungolje). Dette markedspotensialet antas å være uendret til 2020.

Prisforholdet mellom olje og elektrisitet bestemmer hvordan forbruket fordeler seg mellom elektrisitet og olje. Med høye oljepriser, må kraftprisene være desto høyere for at elektrokjeleforbruket skal fases ut. Det er i denne rapporten antatt at det faktiske

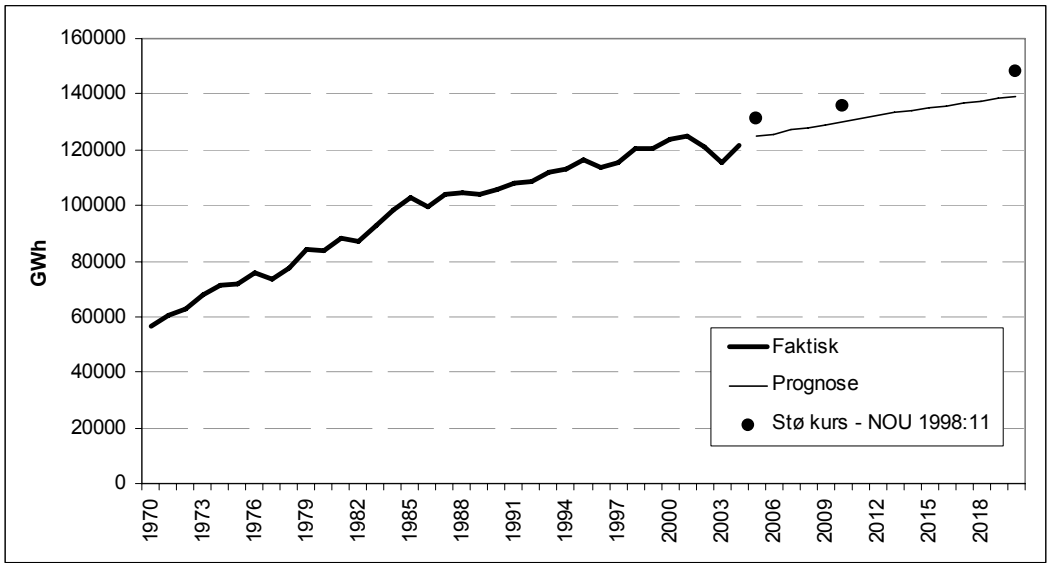
kraftforbruk i elektrokjeler holder seg på rundt 5 TWh i et nedbørs- og temperaturmessig normalår hvis vi ser bort fra innføring av et pliktig elsertifikatmarked. Anslaget er uendret i forhold til den forrige kraftbalanserapporten.

Redusert elkjelforbruk ved innføring av et pliktig sertifikatmarked

Det er antatt at elektrokjeler vil bli omfattet av kvoteplikt, og for denne forbrukskategorien utgjør kraftprisen en større andel av totalprisen enn for andre brukere. Kjelforbruket antas å bli redusert med 0,1 TWh eller 2 prosent i 2015 dersom kvoteplikten er 10 TWh og med 0,2 TWh eller 4 prosent dersom kvoteplikten er 20 TWh.

3.5 Samlet kraftforbruk til 2020

På bakgrunn av de prognosene som er omtalt foran vil samlet innenlandsk elektrisitetsforbruk i basisalternativet kunne utvikle seg som vist i figur 3-3.



Figur 3-3 Samlet brutto kraftforbruk i Norge [GWh]

I følge vår prognose vil det norske totalforbruket bli 139,6 TWh (brutto) i 2020 i basis-alternativet. Tabell 3-1 viser en oversikt over forbruket fordelt på ulike sektorer i 2010, 2015 og 2020.

	2010	**2015**	**2020**
Alminnelig forsyning	79,9	83,3	87
Kraftkrevende industri (brutto)	34,4	34,4	34,4
Elkjeler (brutto)	5	5	5
Økt forbruk petroleumssektoren	2,0	3,3	3,3
Nettap (alm. forsyning)	9	9,5	9,9
Brutto kraftforbruk	***130,3***	***135,5***	***139,6***

Tabell 3-1 Forbruk fordelt på sektorer i 2010, 2015 og 2020 [TWh]

Våre anslag for kraftforbruket i 2020 er om lag 9 TWh lavere enn i ”Stø kurs”-alternativet i energiutredningen NOU 1998:11 [7]. Avviket i forbruket er hovedsakelig innen husholdninger og jordbruk. I ”Stø kurs” banen har husholdninger og jordbruk et forbruk på 42,2 TWh i 2005 og 53,4 TWh i 2020. Observert forbruk i 2004 var 35,8 TWh, og etter temperaturkorrigering vil 2004 forbruket bli om lag 37,5 TWh. Det vil si at det temperaturkorrigerte forbruket for 2004 ligger om lag 4,5 TWh under ”Stø kurs” alternativet. Vår prognose gir 40,4 TWh for husholdninger og jordbruk i 2020, det vil si 13 TWh lavere enn ”Stø kurs” beregningen. Det vil si at avviket for denne sektoren er større enn det samlede avviket. Det skyldes mindre avvik også i de andre sektorene, blant annet hadde ”Stø kurs” angitt et forbruk på 30 TWh i kraftintensiv industri i 2020.

I alternativ B (10 TWh) blir totalforbruket 0,2 TWh lavere enn basisalternativet i 2015, mens reduksjonen i 2015 i alternativ C (20 TWh) er 0,8 TWh. Forbruksreduksjonen er litt lavere enn summen av reduksjon i alminnelig forbruk og elektrokjeler skulle tilsi. Avviket skyldes at krafttapene øker marginalt når krafttilgangen i Norge og dermed (brutto-)eksporten øker. Etter 2015 reduseres forskjellene mellom alternativene, og i 2020 er forbruket for alle praktiske formål likt i de tre banene.

4. Tilgang på ny kraft

4.1 Vannkraft

Kraftbidraget fra vannkraftsystemet er 119 TWh i et normalår, men kan i perioder med tørre år bli vesentlig lavere. Den laveste produksjonen i tilsigsperioden 1931-2000 er med dagens produksjonssystem beregnet til 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. Dette er et svært høyt tall og gjør landet sårbart overfor årlige variasjoner i tilsiget.

De nye vannkraftverkene bidrar generelt med lite ny magasinkapasitet. Spesielt gjelder dette for små kraftverk som stort sett har lav eller ingen reguleringsmulighet. Kraftproduksjon fra slike anlegg er svært ømfintlig for endringer i tilsiget og bidrar lite til krafttilgangen i tørre perioder. Økt kraftproduksjon fra opprusting og utvidelse av eldre kraftverk vil derimot være mer robuste mot værforandringer fordi de eldre kraftverkene som regel har et betydelig vannmagasin. I et tørt år er det forutsatt at 50 % av normalproduksjonen er tilgjengelig fra små kraftverk, mens det for nye store kraftverk og opprustnings- og utvidelsesprosjekter forutsettes en tilgjengelighet på 75 %.

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 2010, men fra 2015 kan EUs vanndirektiv og revisjoner av gitte konsesjoner gi betydelige utslag og forverre eksisterende kraftbalanse. OED har uttalt at nye pålegg om minstevannføring kan være aktuelt, men at dette også må vurderes i forhold til redusert krafttilgang. Det vil spesielt være prosjekter innenfor kategorien ”opprusting og utvidelse” som kan gi mulighet for miljøforbedringer av eldre anlegg. Denne usikkerheten er det tatt hensyn til i nettobidraget fra fra opprusting/utvidelse av vannkraftverk. Det legges til grunn at målene i EUs vanndirektiv skal oppnås gjennom tiltak som ikke svekker kraftbalansen. Dette betyr at nye prosjekter og ombygging av eksisterende kraftverk gir minst like mye ny tilgang som tap i eksisterende kraftverk.

Kraftindustriens eget arbeid med miljøsertifisering av vannkraftverk kan også medføre at det utbygde vannkraftsystemet blir påført restriksjoner som reduserer produksjonsevnen. Med utgangspunkt i dagens miljøfokusering på vannkraft har vi derfor en usikkerhet som kan påvirke kraftbalansen negativt. En reduksjon av produksjonsevnen i eksisterende kraftverk med utgangspunkt i økt slipping av vann og restriksjoner på bruk av magasiner vil sterkt påvirke kraftbalansen i et tørrår negativt.

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 betraktningsperioden for kort til at en kan trekke tallfestede konklusjoner. Dessuten varsles det om mer ekstreme værfenomener, 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 vannkraft-produksjon. 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 elkraft-produksjon og som kan ha like lave eller lavere miljøkostnader enn annen fornybar energi som vindkraft og kraft fra bioenergi. Mulighetene ligger både i nye små kraftverk, opprusting og utvidelse ev eksisterende kraftverk og nye, mellomstore kraftverk. Bare for små kraftverk alene er potensialet ca. 25 TWh med investeringskostnader under 3 kr/kWh. For opprusting og utvidelse og annen ny vannkraft er potensialet ca. 18 TWh.

Det er anslått at ca. 5 TWh av potensialet for småkraftverk kan bli realisert i løpet av en ti-årsperiode i et elsertifikatsystem.

En betydelig del av dagens utbygde vannkraft har oppnådd en alder som gjør det riktig å vurdere å iverksette tiltak for å effektivisere kraftverkene. For mange kraftverk har det vist seg at ombygging av turbiner og generatorer og spesielt tiltak for å redusere falltapene har vært for kostnadskrevende og gitt for stor inntekstsvikt under byggeperioden i forhold til verdien av økt energiproduksjon. For å få slike opp-rustningsprosjekter 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 være kontroversielle.

På den annen side knytter det seg en viss usikkerhet til om eventuelle nye revisjoner for eldre kraftverk kan føre til at produksjonsevnen til disse blir redusert. Muligheten for at den samlede produksjonsevnen for eksisterende vannkraft synker og ikke stiger i årene framover er derfor til stede. NVE har forbedret datagrunnlaget for utbygd vassdrag for kunne analysere kraftverkenes produksjonsevne under ulike scenarier med hensyn til økte miljøkrav og endret klima. Det er et mål å få utført analyser av eldre vannkraftanlegg for å se på mulighetene for opprusting og utvidelser basert på dagens teknologi. Spesielt vil det være viktig å se på mulighetene av å øke vannkraftanleggets reguleringsevne der det tas hensyn til økonomi, teknologi og miljø.

I Norge har ny vannkraft opp til 25 TWh en lavere kostnadskurve enn for ny vindkraft. I tillegg til miljøforhold vil en rekke faktorer begrense/forsinke utnyttelsen av potensialet. Konsesjonsbehandlingskapasiteten er én faktor, men vel så viktig er leverandør-kapasiteten for varer og tjenester og anleggskapasiteten. Flere av disse faktorene vil presse prisen opp, noe som igjen reduserer antall prosjekter som kan bli realisert. Anslag for fremtidig bidrag fra ny vannkraft er basert på vurderinger gjort i:

1. Grønne sertifikater, NVE Rapport nr. 11/2004

2. Kvotnivåer och kvotutveckling i ett gemensamt norskt – svenskt system for elcertifikat, STEM-rapport

3. Konsekvenser av sertifikatmarkedet i Norge, ECON-rapport nr 2004-108

Tallene i tabellen nedenfor inkluderer vurderinger av nye miljøkrav for opprusting og utvidelsesprosjekter som reduserer bruttopotensialene i disse prosjektene. På dette grunnlag har en forutsatt følgende bidrag fra ny vannkraftproduksjon (TWh) i tre forskjellige alternativer.

Alt. A – Basis	**2010**		**2015**		**2020**	
	Normalår	**Tørrår**	**Normalår**	**Tørrår**	**Normalår**	**Tørrår**
Små kraftverk	1,5	0,7	3,0	1,5	3,5	1,7
Store kraftverk og O/U	2,0	1,5	2,5	1,9	3,0	2,3
Sum brutto ny produksjon	3,5	2,2	5,5	3,4	6,5	4,0
Restriksjoner	0	0	-1,0	-1,0	-2,0	-2,0
Netto endring	**3,5**	**2,2**	**4,5**	**2,4**	**4,5**	**2,0**

Alt. B – 10 TWh	**2010**		**2015**		**2020**	
	Normalår	**Tørrår**	**Normalår**	**Tørrår**	**Normalår**	**Tørrår**
Små kraftverk	3,0	1,5	5,0	2,5	5,5	2,7
Store kraftverk og O/U	2,0	1,5	3,0	2,3	3,5	2,6
Sum brutto ny produksjon	5,0	3,0	8,0	4,8	9,0	5,3
Restriksjoner	0	0	-1,0	-1,0	-2,0	-2,0
Netto endring	**5,0**	**3,0**	**7,0**	**3,8**	**7,0**	**3,3**

Alt. C – 20 TWh	**2010**		**2015**		**2020**	
	Normalår	**Tørrår**	**Normalår**	**Tørrår**	**Normalår**	**Tørrår**
Små kraftverk	3,0	1,5	5,0	2,5	5,5	2,7
Store kraftverk og O/U	2,0	1,5	4,0	3,0	4,5	3,4
Sum brutto ny produksjon	5,0	3,0	9,0	5,5	10,0	6,1
Restriksjoner	0	0	-1,0	-1,0	-2,0	-2,0
Netto endring	**5,0**	**3,0**	**8,0**	**4,5**	**8,0**	**4,1**

Tabell 4-1 Ny vannkraft under ulike kvotenivåer [TWh]

4.2 Vindkraft

Vindkraften bidro i 2004 med ca. 0,3 TWh. Regjeringens målsetting er 3 TWh i 2010. Så langt (våren 2005) er det satt i drift 280 MW vindkraft, mens konsesjon er gitt til ytterligere 850 MW. Dertil er ca. 1 000 MW under behandling (juni 2005). Innmeldte prosjekter er betydelig (ca. 7 000 MW), men det er usikkert hvor mange av disse som blir realisert. Fullasttiden (brukstiden) for et vindkraftverk er i gjennomsnitt ca. 3 000 timer, dvs. 1 000 MW gir et energitilskudd på ca. 3 TWh.

Det er etter NVEs syn mulig å forsere vindkraftutbyggingen i Norge. Tilgangen til energiressurser er stor, men begrenses av økonomi, nettkapasitet og strenge krav til miljø. Tempoet i utbyggingen kan også begrenses av selskapenes planleggingskapasitet og tilgang på entreprenørtjenester. Ny vindkraft bygges ut til en høyere kostnad enn

vannkraft, men evnen til å bringe frem nye prosjekter synes likevel å være større i denne sektoren enn for små vannkraftverk.

I basisalternativet (A) har en lagt til grunn at Enovas støtteordning for vindkraft videreføres fram til 2010. Med en investeringsstøtte på 25 % og utbyggingskostnad på 8 mill. kr/MW vil det være nødvendig å bevilge et støttebeløp på 2 mill. kr for å utløse 1 MW/3 GWh ny vindkraft. Målet på 3 TWh (1 GW) vil da kunne nås med en årlig bevilgningsramme på mellom 300 og 350 mill. kr år. Det er imidlertid foreløpig uklart om denne støtteandelen er tilstrekkelig til å utløse ny vindkraftutbygging. Etter 2010 er det ventet at vindkraften vil ha et avtagende støttebehov for å kunne konkurrere i kraftmarkedet. Selv om det ikke er tatt noen avgjørelse om Enovas støtteordning skal videreføres, er det i tabellen nedenfor (tabell 3-2) lagt til grunn at myndighetene fremdeles vil legge forholdene til rette for en fortsatt vindkraftutbygging.

Anslaget over ny vindkraft under alternativ B og C (tabell 4-2) er basert på ulike studier, bl.a. gjennomført i regi av det svenske STEM. Her har en prøvd å beregne både hvordan ny kraft som sertifikatplikten utløser, fordeles på energikilder, og mellom Norge og Sverige. Som det fremgår av tabell 4-2 er det ikke ventet at alternativ B vil utløse noe mer vindkraftutbygging enn under basisalternativet.

Når det gjelder bidraget fra vindkraft i et tørrår, er det ikke tatt hensyn til en mulig positiv korrelasjon mellom årlig vindenergitilgang og tilsig til vannkraftverkene. Foreløpige studier tyder på at årlig vindenergitilgang varierer omtrent like mye som årlig vannkraft-produksjon, men hvorvidt det her er en samvariasjon har vi til nå ikke funnet grunnlag for å hevde. Bidraget fra vindkraften i et tørrår er derfor i kraftbalanseoppstillingen satt til midlere vindkraftproduksjon.

NVE har tatt initiativet til å undersøke om det finnes en sammenheng mellom årlig vindkraftproduksjon og vannkraftproduksjon, og om vindkraften dermed bidrar eller svekker kraftbalansen i en tørrårssituasjon. Det er ventet at resultatet av denne undersøkelsen vil være klar i løpet av året.

	A (0/0)	B (10/21)	C (20/25)
2010:	3	3	3
2015:	5	5	8
2020:	7	7	10

Tabell 4-2 Ny vindkraft under ulike kvotenivåer [TWh]

4.3 Varmekraft (gasskraft)

Varmekraften bidrar i dag med ca. 0,8 TWh. Det er gitt konsesjon for til sammen 12 TWh ny gasskraftverk. I tillegg har NVE til behandling flere forhåndsmeldinger (Mongstad, Grenland) og søknader om konsesjon (Tjeldbergodden, Hammerfest) for gasskraftverk, hvorav ett med CO_2-håndtering (Hammerfest).

Det er flere forhold som taler imot at alle disse blir realisert innenfor gjeldende tidshorisont. For det første vil et sertifikatmarked for grønn kraft bidra til at prisene for grå kraft blir lavere. Dette vil svekke gasskraftverkenes konkurransemessige stilling i forhold til ny fornybar kraft. For det andre vil et gasskraftverk med dagens teknologi medføre økte CO_2-utslipp og gjøre det enda vanskeligere å oppfylle de utslippsforpliktelser som landet har påtatt seg, med innenlandske tiltak. Et gasskraftverk med CO_2-håndtering er foreløpig i det uvisse. Foreløpig ser det ut til at gasskraftverk med CO_2-håndtering i fremtiden ikke vil kunne konkurrere med vindkraft uten tilsvarende støtteordninger som vindkraft får.

Innføring av et kvotesystem for CO_2-utslipp vil på den annen side bidra til en generell økning av kraftprisen i Norden og gjøre det mer attraktivt også for varmekraftverk, så lenge de ikke behøver å betale kvoter for hele utslippet, slik det legges opp til for norske varmekraftverk.

For det planlagte gasskraftverket på Kårstø (430 MW) har eierne nå besluttet å fullføre prosjektet. I de etterfølgende beregningene har vi forutsatt at dette kraftverket vil bli realisert i 2007 og bidra med en produksjon på 3,5 TWh, med 2008 som første hele produksjonsår.

4.4 Import

Samlet importkapasitet er i dag 4 000 MW [9] som representerer en teoretisk importmulighet i størrelsesorden 35 TWh. Overføringskapasiteten er i de fleste tilfeller redusert i forhold til maksimal momentanverdi. Reduksjonen henger sammen med at overføringsnettet med jevne mellomrom utsettes for driftsforstyrrelser, må gjennomgå revisjoner og disponeres for nødvendig reguleringsreserve. Kabelforbindelsen til Nederland er under bygging. Denne utgjør 700 MW ny kapasitet eller en teoretisk importmulighet på 6 TWh.

I praksis, med et åpent kraftmarked der kraften flyter i begge retninger over landegrensene avhengig av 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. Nederland vil være interessert i å bruke norsk vannkraft som regulerkraft (bidra til topplastforbruket) også i et tørrår. Tørrår i Norge vil et stykke på vei falle sammen med år som er tørrere enn normalt i Sverige. Sverige har et mindre prisfølsomt marked (lavere oppvarmingsandel) enn Norge, noe som forsterker tendensen til at netto import fra Sverige reduseres når prisene er høye.

Ut fra de simuleringsberegninger som er gjort av Nordels Balansegruppe, ble det i ref. [2] beregnet at importen i et samtidig tørrår i Norge og Sverige vil kunne bli ca. 18 TWh i 2005 og ca. 20 TWh i 2010. I løpet av de siste årene har det skjedd noen endringer i det nordiske markedet:

- Ny kabel (700 MW) til Nederland er under utbygging og ventes klar før 2010
- Nytt kjernekraftverk (1 600 MW) i Finland er vedtatt ubygd, og ventes ferdigstilt innen 2010.
- Ny kabel (Fennoscan 2) med kapasitet 500 MW vedtatt bygd mellom Sverige og Finland
- Div. flaskehalser i overføringsnettet i de nordiske land forventes å bli fjernet

Nytt kjernekraftverk og kabel til Finland åpner for en større import fra Finland til Sverige. Importert kraft fra Nederland vil derfor i mindre grad enn tidligere antatt bidra til redusert nettoimport fra Sverige.

På dette grunnlag har vi nå anslått at importen i et tørrår vil ligge mellom 20 og 30 TWh, avhengig av vannkraftsituasjonen i Sverige. Det er i dette estimatet ikke tatt hensyn til følgende planlagte nettinvesteringer:

- Nea- Jerpstrømmen (kapasitetsøkning fra 400 MW til 900 MW)
- Skagerak 4 (kapasitetsøkning til Danmark fra 1040 MW til 1640 MW)

Anslaget på hvor mye kraft som kan importeres i et tørrår er beheftet med stor usikkerhet. Med et integrert kraftmarked i Norden er som nevnt kraftbalansen i Norden avgjørende for elforsyningen i Norge.

Nordels Balansegruppe har i [3] beregnet kraftbalanser for 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 (4000 MW [9]). 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 knapphetssituasjon. Ut fra norske erfaringer fra 1996 og 2003 er denne ”tilpasningsevnen” i et tørrår anslått til å være i størrelsesorden 10 TWh. Hvordan situasjonen i betraktningsperioden vil bli er ikke utredet.

En senere Nordel-rapport [5] gir en forverret beskrivelse av situasjonen framover. 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.

4.6 Samlet ny krafttilgang

Tabell 4-3 gir en samlet fremstilling av produksjonsbidrag under ulike kvotenivåer for elsertifikater. For alternativ C har en inkludert 0,5 TWh biokraft i 2015 og 2020. Tallene gjelder for et normalår (normale tilsigsforhold).

	A. Basisalt.				B. 10 TWh-alt.				C. 20 TWh-alt.			
	Vann	Vind	Gass	Sum	Vann	Vind	Gass	Sum	Vann	Vind	Gass	Sum
I dag				120,1				120,1				120,1
2010	3,5	3	3,5	130,1	5	3	3,5	131,6	5	3	3,5	131,6
2015	4,5	5	3,5	133,1	7	5	3,5	135,6	8	8,5	3,5	140,1
2020	4,5	7	3,5	135,1	7	7	3,5	137,6	8	10,5	3,5	142,1

Tabell 4-3 Samlet krafttilgang under ulike kvotenivåer [TWh] - normalår

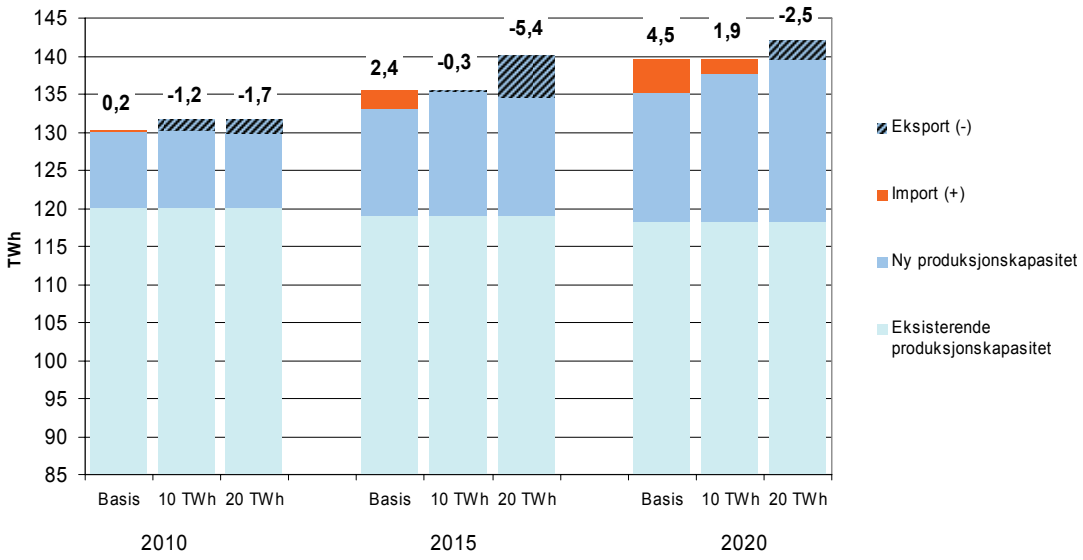
I et tørrår vil produksjonsbidraget bli vesentlig mindre, se tabell 4-4.

	A. Basisalt.				B. 10 TWh-alt.				C. 20 TWh-alt.			
	Vann	Vind	Gass	Sum	Vann	Vind	Gass	Sum	Vann	Vind	Gass	Sum
I dag				90,1				90,1				90,1
2010	2,2	3	3,5	98,8	3	3	3,5	99,6	3	3	3,5	99,6
2015	2,4	5	3,5	101,0	3,8	5	3,5	102,4	4,5	8,5	3,5	106,6
2020	2,0	7	3,5	102,6	3,3	7	3,5	103,9	4,1	10,5	3,5	108,2

Tabell 4-4 Samlet krafttilgang under ulike kvotenivåer [TWh] - tørrår

5. Kraftbalanser – normalt hydrologisk år

Beregnet utviklingsforløp i et normalår for de tre alternativene er summert opp i figuren under. Det fremgår av figurene at uten et pliktig elsertifikatmarked vil vi være nettoimportør av kraft i et normalår. Med et ambisjonsnivå på 10 TWh vil det være en tilnærmet balanse mellom produksjon og forbruk, dog med et økende importbehov, og med 20 TWh vil vi være en netto eksportør av kraft.



Figur 5-1 Mulig utvikling av kraftbalansen mot 2020 for alle alternativene

Figuren viser kraftbalansen uten elektrifisering av kontinentalsokkelen. Hvis plattformene i Nordsjøen skal forsynes med elektrisitet fra land, svekkes kraftbalansen tilsvarende.

6. Kraftbalanser – tørrår

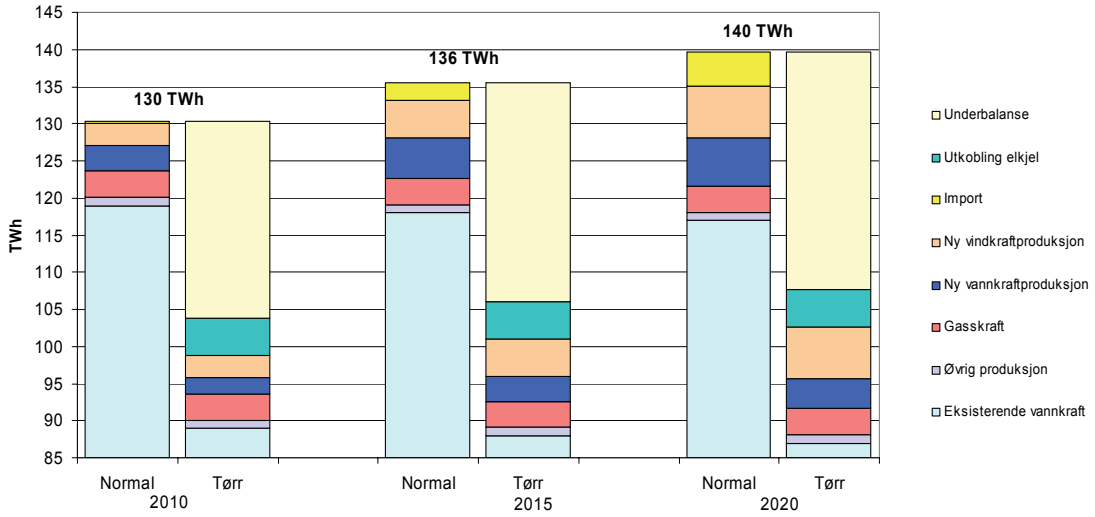
Kraftbalansen vil bli vesentlig svekket i tørrårsperioder og kan bli et problem om disse strekker seg utover ett kalenderår. Normalt vil kortere tørre perioder kunne møtes med å tappe magasinene som samlet har et volum på 84 TWh. Problemet oppstår om to tørre år kommer etter hverandre

Begrepet *tørrår* brukes forskjellig og det finnes ingen presis definisjon. I NVEs Oppdragsrapport Tørrårsberegninger fra 2003 [8] er det foreslått at begrepet *tørrår* defineres som et kalenderår der nyttbart energitilsig har et gjentaksintervall på 10 år, dvs. et tilsig som underskrides i gjennomsnitt hvert 10. år. I tillegg er det foreslått at begrepet *ekstremt tørrår* defineres tilsvarende, men med et gjentaksintervall på 100 år. I henhold til [8] kan året 1969 karakteriseres som et ekstremt tørrår med et nyttbart energitilsig på ca. 72 % av midlere tilsig.

Variasjonene fra år til år i vannkraftproduksjonen vil være mindre enn variasjonene i tilsig, fordi produksjonen ikke bare utnytter tilsiget, men også vannkraftmagasinene. Vanligvis er et vannkraftsystem dimensjonert for å kunne møte tørrværsperioder på inntil ett år uten større problemer, lengre tørrværsperioder kan møtes ved bruk av flerårsmagasin. Årene 1959-60 har det laveste gjennomsnittlige tilsiget i en toårsperiode. Den laveste beregnede produksjonen for eksisterende system med tilsigsperioden 1931 – 2000 er i 1960 med 89 TWh. I denne rapporten vil vi med et tørrår referere til det året i en tilsigsperiode (1931-2000) med lavest vannkraftproduksjon. Merk at dette året ikke nødvendigvis faller sammen et ekstremt tørrår i hydrologisk forstand.

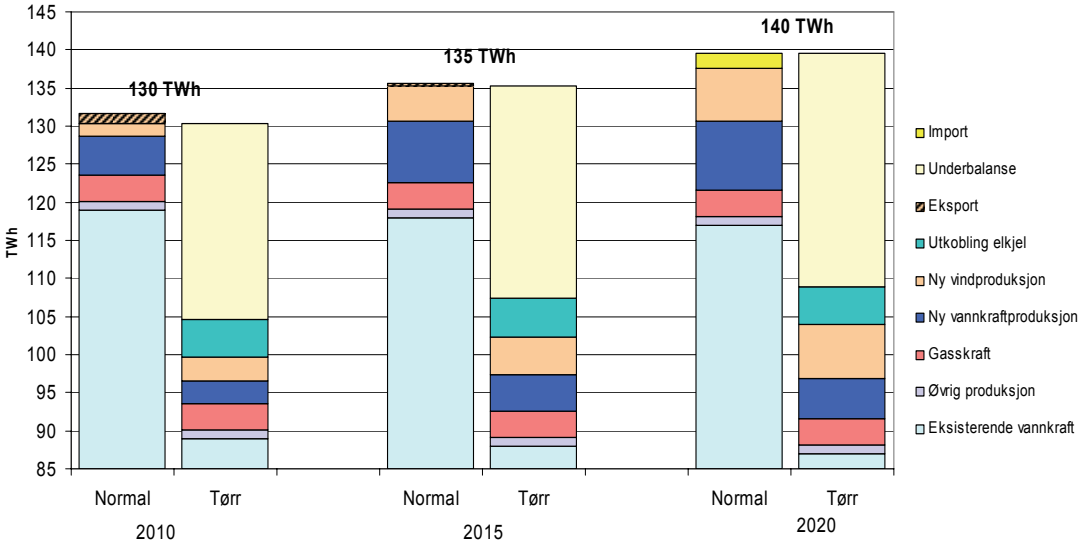
En bør videre være oppmerksom på at tilgangen på ny kraft i et tørrår i stor grad er avhengig av markedssituasjonen i Norden for øvrig, og i særlig grad vannkraftsituasjonen i Sverige. All ny marginal kraft i det norske systemet påvirker nemlig flyten av norsk nettoimport fra våre handelspartnere. Følgelig vil bidraget fra nye kraftverk bli mindre i et tørrår enn det produksjonsvolumet skulle tilsi. Basert på tidligere beregninger av virkningen av marginal krafttilgang, kan en anslå at bidraget fra nye kraftverk vil bedre kraftbalansen i et tørrår med ca. 60 % av produksjonskapasiteten ved at ca 40 % av produksjonen vil bli spist opp av en påfølgende mindre nettoimport fra Sverige. Tilsvarende tall gjelder for ny importkapasitet (for eksempel kabel til Nederland).

Figurene nedenfor viser hvordan situasjonen vil bli hvis det oppstår et tørrår i perioden fram til 2020. I figurene 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 hvordan manglende produksjonsevne i tørråret slår ut i en underbalanse som må dekkes av import og forbruksreduksjoner.

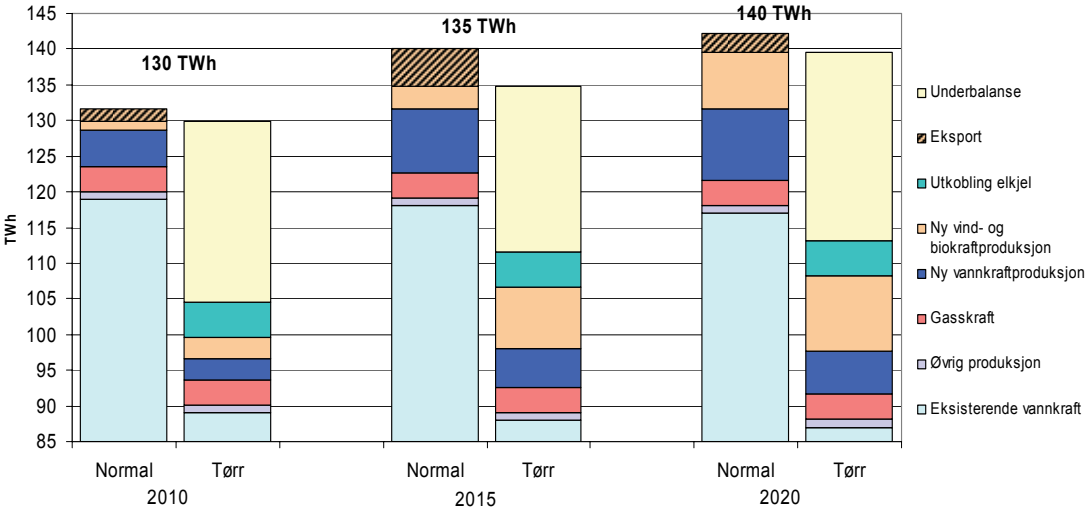


Figur 6-1 Kraftbalansen i et tørrår sammenlignet med et normalår. Basisalternativet

Det viser seg da at underbalansen er større enn det som kan dekkes med import alene. Importmulighetene i et tørrår er i dag anslått til å ligge mellom 20 og 30 TWh (se kap. 4.4). Nødvendig forbruksreduksjon kan m.a.o. bli nødvendig 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. Med utfasing av elkjelmarkedet, står vi fremdeles igjen med en underbalanse (markert med lys gul i figurene) som dekkes opp av import og nødvendig forbruksreduksjon. For Basisalternativet vil underbalansen kunne variere mellom ca. 26 TWh (2010) og 32 TWh (2020), se figur 6-1.



Figur 6-2 Kraftbalansen i et tørrår sammenlignet med et normalår. B 10 TWh-alt



Figur 6-3 Kraftbalansen i et tørrår sammenlignet med et normalår. C 20 TWh-alt.

Denne reduseres i alternativ B til mellom 26 TWh og 30 TWh. I alternativ C kan underbalansen bli mellom 23 TWh og 26 TWh. Basisalternativet kan bli problematisk å håndtere i et tørrår. Vi mangler erfaring for hvordan markedet vil reagere overfor så store krav til forbruksreduksjoner. En tørrårssituasjon under alternativ C kan også bli anstrengt, men innenfor hva en anser som realistisk å få til med økt import og redusert forbruk.

Virkningene av å levere kraft til kontinentalsokkelen er ikke tatt med i denne kraft-balansen.

7. RES-direktivet - norsk måloppnåelse

Norge overveier å innføre EUs RES-direktiv, og må da forplikte seg til en målsetting om at en nærmere fastsatt prosentandel av forbrukt elenergi skal produseres fra fornybar energi (indikativt mål). Det kan derfor være relevant å se på hvordan et slikt mål vil bli oppfylt i tiden fremover.

I Norge er nærmere hundre prosent av egenprodusert kraft basert på fornybare energikilder. Kraftbalansen gir dermed et direkte uttrykk for hvordan et indikativt mål blir oppfylt, i og med at importert kraft ikke kan antas å være fornybar.

Tabell 7-1 nedenfor viser hvordan dette målet er oppfylt for de siste årene regnet for fastlands-Norge. Forbruket i Nordsjøen er basert på gasskraft. Inkluderes dette forbruket vil vi få en lavere prosentandel fornybar kraft.

	Fastlands-Norge			Inkl. install. i Nordsjøen	
År	Vannkr. prod.	Br.forbr.	Fornybar andel [%]	Br forbr. inkl Nordsjøen	Fornybar andel [%]
2000	142	124	115	134	106
2001	121	125	97	135	93
2002	130	121	107	131	99
2003	106	115	92	125	85

Tabell 7-1 Andel fornybar kraft (registrert) i TWh

En ordning med grønne elsertifikater vil sikre en fortsatt høy andel kraft basert på fornybare energikilder.

Tabellene nedenfor viser hvordan andelen fornybar kraft kan utvikle seg i år med middelproduksjon under de forutsetningene som er gjort om forbruksutvikling og tilgang på ny kraft under de ulike alternativer.

	Fastlands-Norge			Inkl. install. i Nordsjøen	
År	Fornybar kr.prod.	Br.forbr.	Fornybar andel [%]	Br forbr. inkl Nordsjøen	Fornybar andel [%]
2010	126	130	97	140	90
2015	129	135	96	145	89
2020	131	140	94	150	88

Tabell 7-2 Andel fornybar kraft under A basisalternativet [TWh]

	Fastlands-Norge			Inkl. install. i Nordsjøen	
År	Fornybar kr.prod.	Br.forbr.	Fornybar andel [%]	Br forbr. inkl Nordsjøen	Fornybar andel [%]
2010	127	130	98	140	91
2015	131	135	97	145	90
2020	133	140	95	150	89

Tabell 7-3 Andel fornybar kraft i TWh med B 10 TWh-alternativet

	Fastlandsnorge			Inkl. install. i Nordsjøen	
År	Fornybar kr.prod.	Br.forbr.	Fornybar andel [%]	Br forbr. inkl Nordsjøen	Fornybar andel [%]
2010	127	130	98	140	91
2015	136	135	101	145	94
2020	138	140	99	150	92

Tabell 7-4 Andel fornybar kraft i TWh med C 20 TWh-alternativet

Under basisalternativet (kun investeringsstøtte til vindkraft) reduseres andelen fornybar kraft i Fastlands-Norge fra i gjennomsnitt ca. 100 % de siste 4 år til ca. 96 %. Velges alternativ B økes fornybarandelen med ca. 1 prosentpoeng i forhold til basisalternativet. Med alternativ C økes fornybarandelen ytterligere (med ca. 4 prosentpoeng) til ca. 100 %, dvs. vi vil kun under dette alternativet unngå at vår andel fornybar kraft svekkes i forhold til det den har vært de siste årene.

Referanser

[1] Norsk kraftforbruk til 2020. Oppdatert anslag per februar 2005. Notat/Tor Arnt Johnsen, Cato Larsen

[2] Kraftbalansen i Norge mot år 2015. NVE-rapport 4/2002

[3] Kraftbalanser for treårsperioden 2001-2003, Nordels Balansegruppe, 2000-06-16

[4] Energistatistikk 1998, Norges offisielle statistikk, SSB

[5] Nordisk Systemutviklingsplan, Nordel 2002

[6] Markalmodell for Møre og Romsdal, Institutt for Energiteknikk 2004

[7] Energi- og kraftbalansen mot 2020, NOU 1998:11

[8] Tørrårsberegninger, NVE – Oppdragsrapport 9/2003

[9] Nordels årsstatistikk, 2004

Vedlegg 1

Grunnlagstall i TWh som benyttes i figurene om kraftbalanse.

	2010		2015		2020	
Alt. A - Basisalternativ	**Normalår**	**Tørrår**	**Normalår**	**Tørrår**	**Normalår**	**Tørrår**
Eksisterende vannkraftproduksjon	119,0	89,0	118,0	88,0	117,0	87,0
Eksisterende øvrig produksjon	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Gasskraft	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Ny vannkraftproduksjon	3,5	2,2	5,5	3,4	6,5	4,0
Ny vindkraftproduksjon	3,0	3,0	5,0	5,0	7,0	7,0
Sum produksjon	130,1	98,8	133,1	101,0	135,1	102,6
Forbruk	130,3	130,3	135,5	135,5	139,6	139,6
Import	0,2		2,4		4,5	
Utkobling elkjel		5,0		5,0		5,0
Underbalanse		26,5		29,5		32,0
Alt. B - 10 TWh						
Eksisterende vannkraftproduksjon	119,0	89,0	118,0	88,0	117,0	87,0
Eksisterende øvrig produksjon	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Gasskraft	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Ny vannkraftproduksjon	5,0	3,0	8,0	4,8	9,0	5,3
Ny vindkraftproduksjon	3,0	3,0	5,0	5,0	7,0	7,0
Sum produksjon	131,6	99,6	135,6	102,4	137,6	103,9
Forbruk	130,4	130,4	135,3	135,3	139,5	139,5
Import (+) / Eksport (-)	-1,2		-0,3		1,9	
Utkobling elkjel		5,0		5,0		5,0
Underbalanse		25,8		27,9		30,6
Alt. C - 20 TWh						
Eksisterende vannkraftproduksjon	119,0	89,0	118,0	88,0	117,0	87,0
Eksisterende øvrig produksjon	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Gasskraft	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Ny vannkraftproduksjon	5,0	3,0	9,0	5,5	10,0	6,1
Ny vind- og biokraftproduksjon	3,0	3,0	8,5	8,5	10,5	10,5
Sum produksjon	131,6	99,6	140,1	106,6	142,1	108,2
Forbruk	129,9	129,9	134,7	134,7	139,6	139,6
Import (+) / Eksport (-)	-1,7		-5,4		-2,5	
Utkobling elkjel		5,0		5,0		5,0
Underbalanse		25,3		23,1		26,4

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2005

Nr. 1 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 4. kvartal 2004 (70 s.)

Nr. 2 Hervé Colleuille, Tina Vestersager: Nasjonalt overvåkingsnett for grunnvann og markvann (Fysiske parameter). Driftrapport 2004. Status pr. januar 2005 (75 s.)

Nr. 3 Jan Henning L'Abée-Lund (red.): Miljøeffekter av små kraftverk erfaringer fra Telemark og Rogaland (78 s.)

Nr. 4 Panagiotis Dimakis: Grunnvannsanalyse ved to utvalgte strekninger langs Jong-Asker tunnelen (31 s.)

Nr. 5 Trond Reitan, Asgeir Petersen-Øverleir: Evaluering av Homogenitet i Hydrologiske Tidsreiser ved hjelp av Bayesiansk Regresjon (27 s.)

Nr. 6 Asle Tjeldflåt (red.): Nettselskapenes rolle i sluttbrukermarkedet. Vurderinger av ulike tiltak for et effektivt kraftmarked (84 s.)

Nr. 7 Jan Slapgård (red.): Utvikling av brakettarrangement for rørgate (17 s.)

Nr. 8 Tor Morten Sneve (red.): Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet. Levetid og behov for reinvesteringer (42.s.)

Nr. 9 Amir Messiha: Avbruddsstatistikk 2004 (40 s.)

Nr. 10 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 1. kvartal 2005 (61 s.)

Nr. 11 Jan Slapgård (red.): Kraftverk i vannverk (40 s.)

Nr. 12 Hervé ColleuilleTiltaksvurdering mot oversvømmelser i Otta sentrum Analyse av grunnvannsforholdene vha. modellverktøy (47 s.)

Nr. 13 Tharan Fergus (red.): Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak i 2004. Beskrivelse av utførte anlegg 2004. Økonomisk oversikt (100 s.)

Nr. 14 Utviklingen i samarbeidsformer i energibransjen. Konklusjoner etter spørreundersøkelse og oppfølgingsbesøk høsten 2002

Nr. 15 Lars Bugge, Olav Isachsen: Leverandørutvikling av små vannkraftturbiner (31 s.)

Nr. 16 Tor Arnt Johnsen (red.): Kvartalsrapport for kraftmarkedet 2. kvartal 2005 (75 s.)

Nr. 17 Knut Hofstad, Kjersti Mølmann, Lars Tallhaug: Vindkraftpotensialet i Norge (? s.)

Nr. 18 Christian Johan Giswold: Omsetningskonsesjonærer, organisasjons- og strukturutvikling pr. 1. juli 2004 (51 s.)

Nr. 19 Knut Hofstad (red.) Kraftbalansen i Norge mot 2020 (25 s.)