

NTVA – rapport: 2 – 2005

## **Fremtidens energiforsyning: Ny teknologi eller globalt sammenbrudd**

**Kjell Bendiksen, Institutt for energiteknikk (IFE)**

Denne rapporten er en bearbejdet utgave av Kjell Bendiksens bidrag i boka som blir utgitt i anledning NTVAs 50-års jubileum 9. september 2005.

**Norges Tekniske Vitenskapsakademi  
NTVA**

*Informasjon om NTVA: <http://www.ntva.no>*



## Forord

Norges Tekniske Vitenskapsakademi, NTVA, ble stiftet i Trondheim 9. september 1955, og feirer 50 års jubileum i år. NTVAs formål er blant annet å fremme forskning, utdanning og næringsutvikling innen realfag og teknologi, og bidra til at informasjon om disse fagområdene formidles til landets myndigheter og befolkning for øvrig.

Utgangspunktet for NTVAs virksomhet var opprinnelig NTH og Trondheim, men NTVA arrangerer nå møter og seminarer også i Bergen, Oslo og Stavanger. De aller fleste møtene er åpne for alle interesserte og annonseres på vår hjemmeside: [www.ntva.no](http://www.ntva.no)

Listen over tekniske og naturvitenskapelige tema som NTVA har tatt opp i årenes løp, er lang. Energi er et tema som peker seg ut som særlig sentralt og viktig. Det skyldes ikke bare at Norge er en olje- og gassnasjon, men også på grunn av de konsekvensene og utfordringene verdens økende energibruk medfører. Det gjennomsnittlige energiforbruket per person i Norge, og i andre industrialiserte land, er mye høyere enn i utviklingsland. Det er en klar sammenheng mellom energiforbruk og velstandsutvikling. Økt energiforbruk regnes som en forutsetning for å bedre levestandarden i verdens fattige land. Utfordringen er å dekke verdens økende energibehov på en mest mulig bærekraftig måte.

I den norske energidebatten dukker ofte begreper som "*hydrogensamfunnet*", "*nye fornybare energikilder*" og "*CO<sub>2</sub> – rensing*" opp. Hva er realitetene bak slike begrep og i hvilken grad kan vi basere framtidens energiforsyning på ny teknologi? Vi hører ofte politikernes svar på slike spørsmål, men altfor sjelden ekspertenes.

Administrerende direktør Kjell Bendiksen ved Institutt for energiteknikk på Kjeller er medlem av NTVA og har skrevet et kapittel i NTVAs jubileumsbok om "*Fremtidens energiforsyning: Ny teknologi eller globalt sammenbrudd*". På vegne av NTVA takker jeg ham for bidraget til boka og for at han velvillig lar NTVA lage dette særtrykket. Takk også til journalist Sigurd Aarvig som har hjulpet med tilrettelegging av stoffet. På vegne av Kjell Bendiksen vil jeg også rette en takk til Arve Holt, Arne Råheim og Viktor A. Wikstrøm for mange konstruktive innspill og kommentarer til manuskriptet.

Hein Johnson  
Generalsekretær  
NTVA

**Kjell Bendiksen** er administrerende direktør ved Institutt for energiteknikk (IFE). Han er cand. real i kjernefysikk og dr.scient. i fluidmekanikk fra Universitetet i Oslo, hvor han også har vært professor II i strømningsmekanikk. Han har bred erfaring fra internasjonal energiforskning, som tidligere forskningssjef ved IFE og forsker ved OECD Nuclear Energy Agency (NEA) Data Bank i Ispra (Italia), Saclay (Frankrike) og ved Universitetet i Pisa. Bendiksen er en internasjonalt anerkjent ekspert på flerfase strømming, og far til beregningssystemet OLGAs for olje og gass transport. Han var leder for Regjeringens gassteknologiutvalg (NOU 2002:7) og er medlem av flere internasjonale komiteer og råd, bl.a. norsk representant i OECD NEAs Styre, og tidligere viseformann i NEAs Vitenskapskomité. Bendiksen er medlem av NTVA.

# FREMTIDENS ENERGIFORSYNING: NY TEKNOLOGI ELLER GLOBALT SAMMENBRUDD

Kjell Bendiksen, Institutt for energiteknikk (IFE)

## SAMMENDRAG

Moderne samfunn har en umettelig appetitt på energi. Verdens energiforbruk er bortimot fordoblet de siste par tiår og ventes fortsatt å øke kraftig, spesielt i U-landene. Over 85% dekkes i dag av fossile energikilder; olje, kull og naturgass, og andelen øker. Dette vil medføre betydelig vekst i CO<sub>2</sub>-utslippene fremover, anslagsvis 60% de neste 25 år [1]. Ifølge FNs klimapanel må imidlertid CO<sub>2</sub>-konsentrasjonen i atmosfæren etter hvert stabiliseres og CO<sub>2</sub>-utslippene reduseres kraftig. Det blir derfor en utfordring å dekke det voksende energibehovet i U-landene på en bærekraftig måte.

Selv en stabilisering av CO<sub>2</sub>-utslippene vil bli meget vanskelig. Nye, praktisk talt utslippsfrie teknologier må da dekke en stadig større del av verdens energibehov, minst halvparten fra 2050 [11]. Selv med full satsing på energieffektivisering, fornybare energikilder og kjernekraft, kan det bety utbygging av flere tusen kullkraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering. Dette forutsetter etablering av en global infrastruktur for transport og deponering av anslagsvis 15-20 milliarder tonn CO<sub>2</sub> årlig om 50 år, noe som i dag virker helt urealistisk. Men lykkes vi ikke med nye lavutslippsteknologier i tide, kan vi stå overfor et globalt sammenbrudd på energisektoren om få tiår.

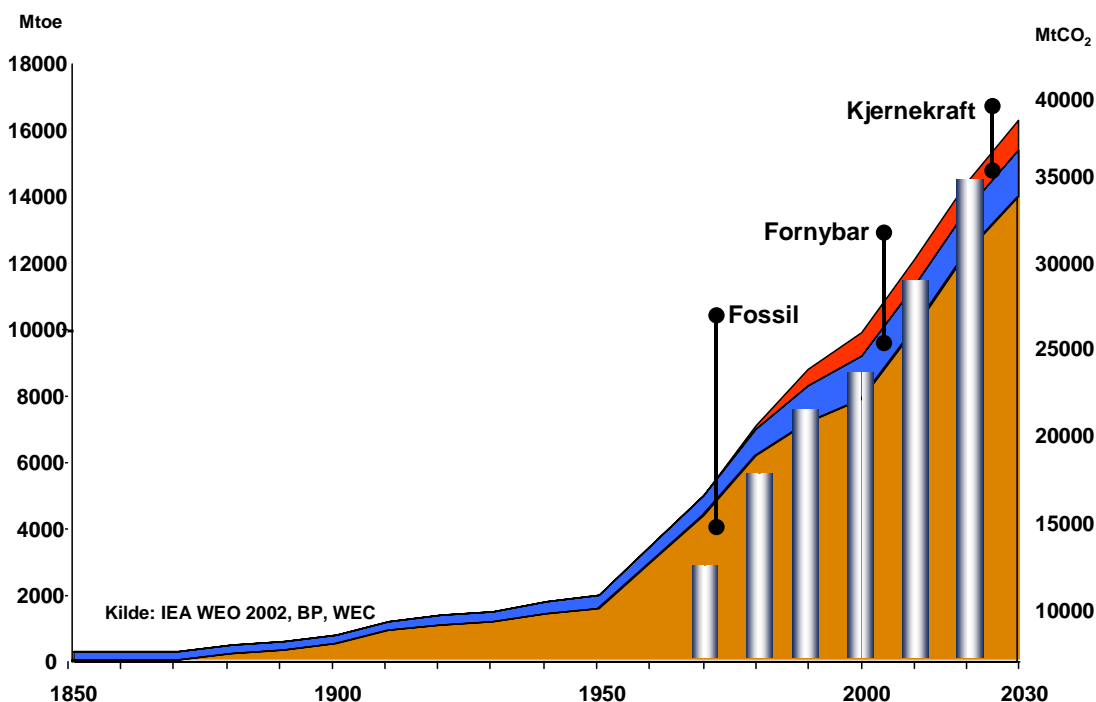
## 1 BAKGRUNN

Verdens energiforbruk var frem til 1700-tallet meget beskjedent, fra lett tilgjengelige fornybare kilder som ved, vind, sol, torv og annet biobrensel. Den industrielle revolusjon førte etter hvert til en enorm økonomisk vekst basert på masseproduksjon av varer og rikelig tilgang på fossil energi; først kull, senere olje og naturgass. Dette skapte fra slutten av 1800-tallet et sterkt voksende energibehov i den vestlige verden (figur 1). Forbruket steg i takt med utviklingen av nye "kraftmaskiner" som kunne utnytte de forskjellige energikildene til å gjøre praktisk arbeid. Dampmaskinen basert på kull la grunnlaget for den industrielle revolusjon, elektrisitetsgeneratoren basert på vannkraft for norsk industrireising, forbrennings- og senere jetmotoren basert på olje for det 20. århundrets transportrevolusjon og endelig, atomreaktoren for en ny tidsalder.

Den industrielle revolusjon gikk stort sett forbi Norge, som forble et av Europas fattige land til langt inn i forrige århundre. Elektrifiseringen av Norge kom imidlertid

tidlig i gang, også i europeisk sammenheng. Og rik tilgang på billig vannkraft fikk etter hvert avgjørende betydning for Norges utvikling mot en moderne velferdsstat.

Store deler av verden står nå forhåpentligvis overfor en tilsvarende utvikling. Dette vil føre til betydelig press på de globale energiressursene fremover. Kina og India har i dag over 1/3 av verdens befolkning, men mindre enn 1/7 av det globale energiforbruket. Nesten to milliarder mennesker må klare seg uten elektrisitet. Det vil de utvilsomt gjøre noe med.

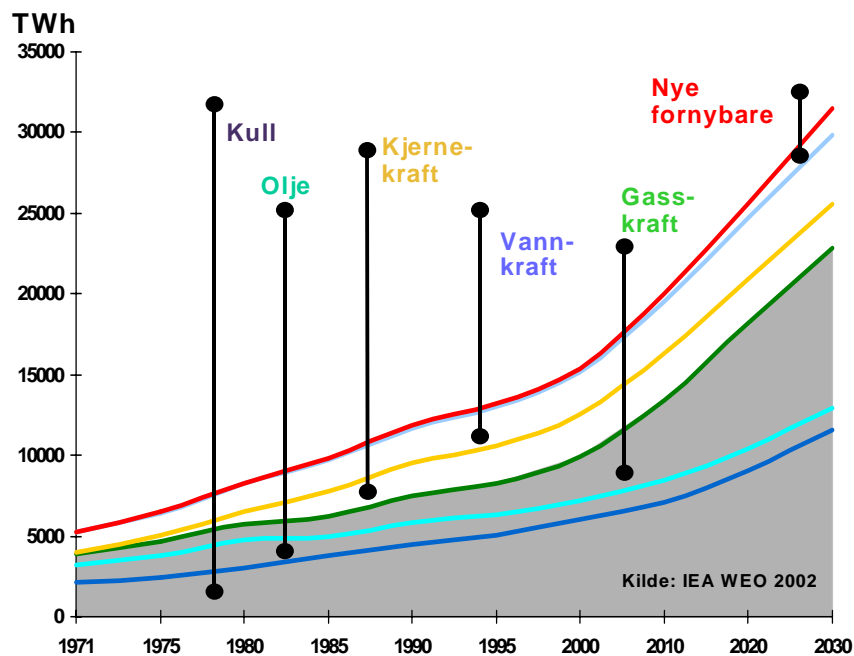


Figur 1: Globalt energiforbruk 1850-2030 og CO<sub>2</sub>-utslipp 1970-2020 [1-3].

Energi er nøkkelen til utvikling og en bedre tilværelse for milliarder av mennesker i U-landene i dag. Effektiv bekjempelse av fattigdom, sult, urent drikkevann, epidemier, osv. krever energi. De fleste anerkjente prognoser [1-4] antyder derfor en vekst i det globale energibehovet på over 60% de neste 30 år, selv når det tas hensyn til omfattende energieffektivisering. Dette reiser to problemstillinger; hvordan skal vi skape en bærekraftig energiforsyning som kan dekke disse behovene, og gitt at det lykkes, hvordan skal vi håndtere de konsekvenser dette vil få for miljø og klima? Få tror at det er noen som helst mulighet for å dekke inn denne veksten ved nye fornybare energikilder på kort sikt (figur 1-2). Selv i de mest optimistiske scenariene, med en massiv utbygging av fornybare energikilder og endog kjernekraft, vil størstedelen av Kinas energibehov fremover måtte dekkes av

kull. Dette kan føre til at Kinas CO<sub>2</sub>-utslipp bortimot tredobles på bare 20 år, hvis ikke noe drastisk gjøres [1].

Stadig flere får etter hvert øynene opp for dimensjonene i den globale energi- og klimasituasjonen og de utfordringene den stiller oss overfor. Energiforsyning er ikke lenger et lokalt eller nasjonalt, men et globalt anliggende. Problemstillingene er meget omfattende og begrenser seg ikke bare til økonomiske og teknologiske, men også politiske forhold. Verdien av det globale energisystemet anslås til 4-5 ganger verdens BNP [5]. Energi er i dag den viktigste internasjonale handelsvaren, og sikker energiforsyning er kritisk for verdensøkonomien. Dette gjelder ikke minst for stormakter som USA, Japan, Kina og EU, hvor den stadig stigende energiimporten etter hvert får både innen- og utenrikspolitiske konsekvenser. Disse problemstillingene vil ikke bli nærmere berørt i det følgende, hvor hovedvekten er på energiforsyningen i et teknologisk perspektiv. Den globale utviklingen på energimarkedene vil imidlertid påvirke Norge sterkt; teknologisk, økonomisk og politisk. En forskyvning av de ulike energikildenes relative betydning og pris, spesielt mellom olje, gass, kull, fornybare og kjernekraft, må forventes å få stor betydning både for verdensøkonomien og for norsk økonomi.



Figur 2: Verdens elektrisitetsproduksjon etter energikilde [1].

## 2 NORGES ENERGIFORSYNING

Det er naturlig å ta utgangspunkt i vår egen virkelighet og den utviklingen som brakte oss fra å være et av Europas fattige land til en energistormakt. Eventyret startet i 1880-årene, med elektrifiseringen av Norge. Etter hvert ble det klart at vi er usedvanlig begünstiget fra naturens side, ikke bare når det gjelder vannkraft, men også olje- og gassressurser. Norge var fra midten av 1970-tallet selvforsynt med og ble en betydelig eksportør av både elektrisitet og olje. Petroleumsvirksomheten har etter hvert fått en dominerende stilling i norsk økonomi.

### 2.1 Elektrisitetsforsyningen

Verdens første "offentlige" kraftverk leverte strøm til belysning i Berlin i 1884. Helsinki kom like etter, samme år. Norge fikk sitt første elektrisitetsverk i Skien allerede i 1885, Hammerfest i 1891 og Oslo i 1892 [6]. Elektrifiseringen av Norge kom altså meget tidlig i gang, også i europeisk sammenheng. Bruksområdene for elektrisitet ble raskt utvidet; fra belysning til sporveisdrift (for eksempel i Kristiania, som første by i Skandinavia, i 1894), jernbanedrift og etter hvert, aller viktigst; elektroteknisk og -kjemisk industri. Dette skjedde i takt med utviklingen av større vannturbiner, fra ca. 1000 kW ved århundreskiftet til 8 000 kW i 1912 og hele 50 000 kW bare fem år senere. Kværner ble en av pionerene på dette området, som storleverandør av turbiner. Utviklingen gikk forbausende raskt, Kværners Francisturbiner oppnådde allerede omkring 1910 virkningsgrader på bortimot 90% [6].

En viktig, men lite påaktet grunn til at utviklingen gikk så raskt, var at det vitenskapelige grunnlag for elektromagnetismen på slutten av 1800-tallet, i motsetning til dampmaskinen hundre år tidligere, allerede var lagt og for alle praktiske formål endelig forstått. Det går en parallell vitenskapelig og industriell utviklingslinje fra Alessandro Voltas første batteri og Humphrey Daveys primitive lysbuelampe tidlig på 1800-tallet, via Øersteds og Michael Faradays eksperimenter som førte til dynamoen i 1830-årene, til Samuel Morses telegrafnøkkel og telegrafiens raske utbredelse fra midten av 1800-tallet. Endelig la James Maxwell med sin geniale feltteori i 1873 det teoretiske grunnlaget for bred utnyttelse av elektromagnetismen. Maxwells ligninger forutsa bl.a. eksistensen av elektromagnetiske bølger, som senere ble påvist av Heinrich Herz. Guglielmo Marconis vellykkede forsøk med radiotelegrafisendinger i 1895 førte raskt til en eksplosiv utvikling av radiokommunikasjonen.

Maxwells elektromagnetiske feltteori er fullstendig, i den forstand at den kan beskrive alle mulige elektriske og magnetiske fenomener innenfor den klassiske fysikk, dvs. hvor kvantemekaniske effekter ikke har noen betydning. Maxwells ligninger står fortsatt som en av fysikkens absolutte pilarer, upåvirket av det 20. århundrets revolusjon i fysikken, som sendte de fleste av dens grunnsetninger på historiens skraphaug. Det var for øvrig lyshastighetens sentrale rolle i Maxwells

ligninger som fikk Poincaré, Lorentz og senere, med større hell, Einstein til å reflektere over sammenhengene mellom bevegelse, tid og rom, og som i 1905 førte til den spesielle relativitetsteori. Den ga dødsstøtet til den klassiske fysikk.

Det vitenskapelige grunnlag for utviklingen av både de elektrotekniske "maskiner" som skulle produsere elektrisiteten og de som skulle utnytte den, var altså relativt vidt kjent ved århundreskiftet, også ved høyere utdanningsinstitusjoner i Norge. Professor Kristian Birkelands oppdagelse av at sterke elektromagnetiske felt kan skape lysbuer som kan brukes til å frigjøre nitrogen fra luften, var i prinsippet allerede kjent, både i Europa og USA. Birkelands unike bidrag besto i å utvikle en stabil prosess ved høy effekt (men lav virkningsgrad) og derved gjøre det mulig å skalere opp forsøkene til industriell produksjon. Disse prosessene kan forstås og forbedres ved hjelp av Maxwells ligninger. Det er hovedforklaringen på at utviklingen gikk så raskt og fikk så stor industriell og nasjonal betydning.

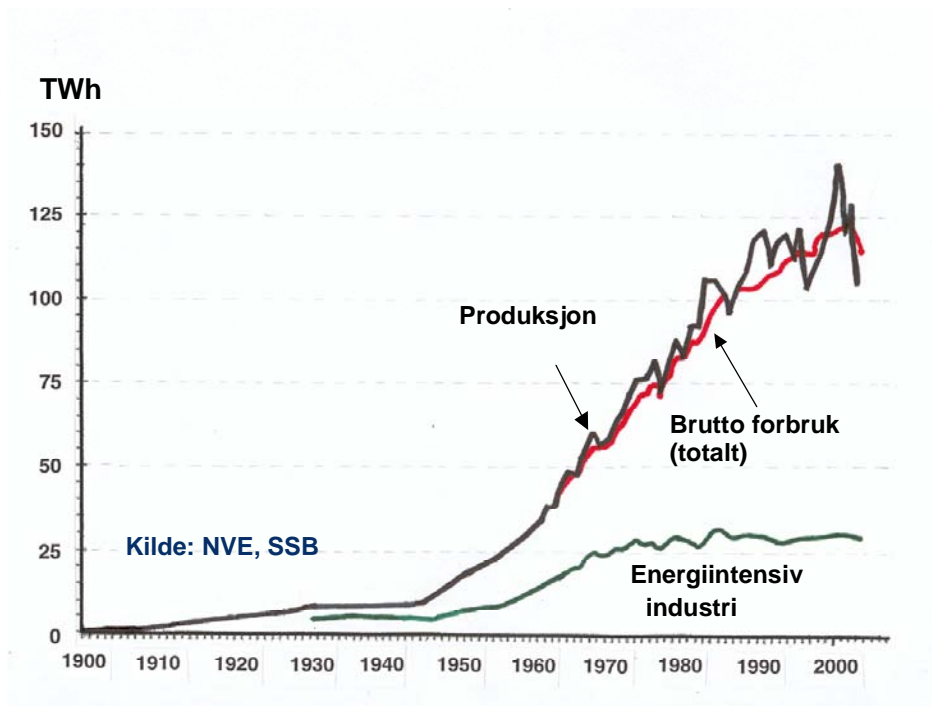
Men det skyldtes også politisk fremsyn og vilje. Det var et betydelig politisk engasjement både lokalt og på Stortinget for å fremme utbygging av vannkraftressursene og skape industrireisning basert på disse. Venstremannen Gunnar Knudsen bygget som ung ingeniør Norges første elektrisitetsverk i Skien, og gikk meget tidlig inn for at staten måtte ha en sentral rolle i kraftutbyggingen. Han foreslo allerede i 1892 for Stortinget at staten skulle kjøpe opp norske fossefall. Som statsminister var Gunnar Knudsen senere hovedansvarlig for konsesjonslovene og den såkalte hjemfallsretten til staten ved salg av fossefall til utlendinger. På 1920-tallet ble det åpnet for krafteksport til Sverige og Danmark etter betydelig politisk strid [6].

Utviklingen av kraftproduksjon og forbruk i Norge (figur 3), viser at det var to historiske epoker eller vekstperioder i vannkraftutbyggingen. Den første startet like etter århundreskiftet, før første verdenskrig, og varte frem til omkring 1930, den andre fra like etter andre verdenskrig og knapt 50 år fremover.

Elektrifiseringen hadde i den første epoken avgjørende betydning for Norges utvikling mot en moderne velferdsstat, selv om produksjon og forbruk altså er mer enn tidoblet siden den gang. Rik tilgang på billig vannkraft var svært viktig for industrireisningen før 2. verdenskrig. Kraftutbyggingskostnadene i Norge ble på World Energy Councils første kongress i 1924 rapportert å være bare ca. halvparten av andre lands [6]. Selv om det var betydelige variasjoner, både geografisk og over tid, så var kostnadene relativt sett lave og utgjorde en utvilsom norsk konkurransefordel. Dette tiltrakk utenlandsk kapital, fra Birkeland og Eides tid til tyske og senere franske interesser kom inn, på 1920- og 30-tallet, og var en hovedforutsetning for den raske oppbyggingen av norsk metallurgisk industri.

Den andre vannkraftepoken startet umiddelbart etter krigen og varte til omkring 1990. Dette var den såkalte 7,2% epoken, med en dobling av produksjonen hvert tiår frem til omkring 1970. I foredraget "Vår vidunderlige vannkraft" sammenfattes en av pionerene, professor ved NTH og generaldirektør i NVE (1947-60) Fredrik

Vogt, kraftutbyggingen frem til 1960 [7]. Etter hvert slakket veksten noe av, men den var bortimot eksponensiell i hele perioden frem mot 1990. Det har vært store årlige svingninger i produksjonen på grunn av nedbørsituasjonen, men som det fremgår av figur 3, har den stort sett holdt tritt med forbruksveksten til ut på 1990-tallet. Fra 1990 er det bygget ut lite ny vannkraft, og i sin nyttårstale i år 2000 erklærte statsminister Jens Stoltenberg formelt vannkraftepoken som over.



Figur 3: Norsk elektrisitetsforsyning. Produksjon og forbruk i 100 år.

I tillegg til en storstilt industrialisering av de distriktene hvor vannkraftressursene kunne utnyttes, med ny etablering av elektrometallurgisk og -kjemisk industri, ble også perioden like etter krigen den andre elektrifiseringsbølgen av utkant-Norge. I 1945 var fortsatt ca.  $\frac{1}{4}$  av befolkningen uten tilgang på elektrisitet, deriblant mitt eget hjemsted, Tennskjær i Troms. Vi fikk "strømmen" først i 1953; og på midten av 1960-tallet var andelen uten tilgang nede i under 1% på landsbasis.

Det mest karakteristiske ved denne utviklingen var utvilsomt fremveksten av de nye industristedene; Rjukan, Herøya, Karmøy, Odda, Sauda, Årdal, Høyanger, Sunndalsøra, Mo i Rana, osv. De la hovedgrunlaget for nasjonal velferd i tiårene før og etter siste krig, men betydde også svært mye for utviklingen av distriktene. Det bør erkjennes i dag, når norsk vannkraft er blitt dyr og konkurransesituasjonen for kraftintensiv industri er i favør av land med billig, men skitten kullkraft. Norsk

industri har møtt den negative kraftprisutviklingen med massiv satsing på prosessforbedring og energieffektivisering. For 30-40 år siden gikk det typisk med over 20 kWh elektrisitet for å råfremstille 1 kg aluminium i Norge, mens dette nå er bortimot halvert. Det har de senere år også vært en total restrukturering av norsk aluminiumsindustri. Men det synes i dag som om grensen er nådd. Norsk Hydro satser etter oppgraderingen på Sunndalsøra på nyetableringer ute, sist foranlediget av billig naturgass i Qatar.

De siste par vintrene har vi fått demonstrert at kraftbalansen i Norge er blitt alvorlig svekket. Dette skyldes en jevn årlig forbruksvekst på 1-2% over siste 10-års periode og meget liten tilførsel av ny produksjonskapasitet (~ 2 TWh)<sup>1</sup>. Det har medført en underdekning på 7-8 TWh i normalår, med en midlere produksjon på 118 TWh. Enkelte har etter hvert også oppdaget at "tørrår" i Norge faller sammen med tørrår i Sverige, og at dette forsterker problemene med kraftbalansen i det nordiske elmarkedet.

Selv om vannkraftepoken er erklært over, er det fortsatt et potensial for utbygging av småkraftverk, dvs. anlegg fra ca. 50kW til 10MW. Ifølge en ny studie fra NVE [20] er det påvist ca. 25 TWh til en investeringskostnad på under 3 kr./kWh. NVE antar at det kan være mulig å bygge ut ca. 5TWh over en tiårsperiode. Planene møter imidlertid voksende motstand fra miljøbevegelsen og mange berørte lokalsamfunn. Det er selvsagt også et betydelig potensial for energieffektivisering, omlegging til andre energikilder og vannbåren oppvarming for å spare elektrisitet. Ifølge ENOVA [19] utgjorde kontraktsfestede ENØK-tiltak i 2004 ca. 0,65 TWh og varmeenergiltak ca. 0,5TWh. ENOVAs mål er på ca. 12TWh innen 2010, hvorav 3TWh vindkraft og 4TWh vannbåren varme.

Det er imidlertid vanskelig å se at kraftbalansen kan styrkes vesentlig uten å bygge ut ny alternativ basiskraft, i realiteten gasskraft, i tillegg til vannkraften. Dette er vanlig i andre OECD-land, og vil gi oss bedre forsyningssikkerhet og større fleksibilitet i tørrår. Det norske dilemmaet har vært med eller uten CO<sub>2</sub>-håndtering. For en gangs skyld er løsningen ja takk, begge deler; å bygge konvensjonelle gasskraftverk nå, og starte utvikling av konkurransedyktige fossilfyrte kraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering på sikt. Alternativet er å forberede langsiktig import av kull-, kjerne- eller gasskraft fra Europa.

Med Energiloven av 1990 ble det norske kraftmarkedet, som et av de første i verden, deregulert. Kort etter kom Sverige og Finland med, og kjøp og salg av elektrisitet ble mulig innenfor et felles nordisk marked på en egen kraftbørs, Nordpool. En forutsetning for at et deregulert kraft- eller energimarked skal fungere, er at alle aktører sikres lik adgang til distribusjonsnettet. Det betyr at nasjonale vertikalintegreerte kraftmonopoler som dekker både produksjon og distribusjon av elektrisk kraft, må splittes opp. I Norge medførte det at Statkraft ble

---

<sup>1</sup> 1 TWh (Terawatttime) = 1000,000 MWh (Megawattimer) = 1000,000,000 kWh (kilowattimer);  
1 MW = 1000 kW = 1000,000 W. 1 toe (tonn oljeekvivalenter) = 11,750 kWh.

delt, og at det ble opprettet et nytt nettselskap, Statnett, atskilt fra produksjons-selskapet.

Dereguleringen har utvilsomt ført til en betydelig effektivisering av både norsk og nordisk kraftforsyning, med lavere produksjonspriser i normalår. Erfaringene fra Norge og andre deregulerte kraftmarkeder, spesielt California, viser imidlertid klare svakheter og mangler ved disse markedene. Den viktigste og mest universelle er at det synes å være for få incentiver og drivkrefter for investering i ny produksjonskapasitet, selv i lange perioder med sterk forbruksvekst. Dette førte i California til en ekstrem kraftimport fra andre delstater på 1990-tallet, og etter hvert også til et dårlig vedlikeholdt og sårbart forsyningssystem. Det var derved nærmest uunngåelig at nettet før eller siden ble overbelastet, med omfattende blackouts og utkoblinger som resultat, vinteren 2001. Forsyningssikkerheten avhenger både av tilstrekkelig krafttilgang for å møte etterspørselen i markedet til enhver tid, og et robust, riktig dimensjonert og veldrevet overføringsnett. Det er faretruende mange eksempler på alvorlige sammenbrudd i kraftforsyningen de senere år, både nasjonalt og internasjonalt, som i Sverige, Danmark og Italia i 2002.

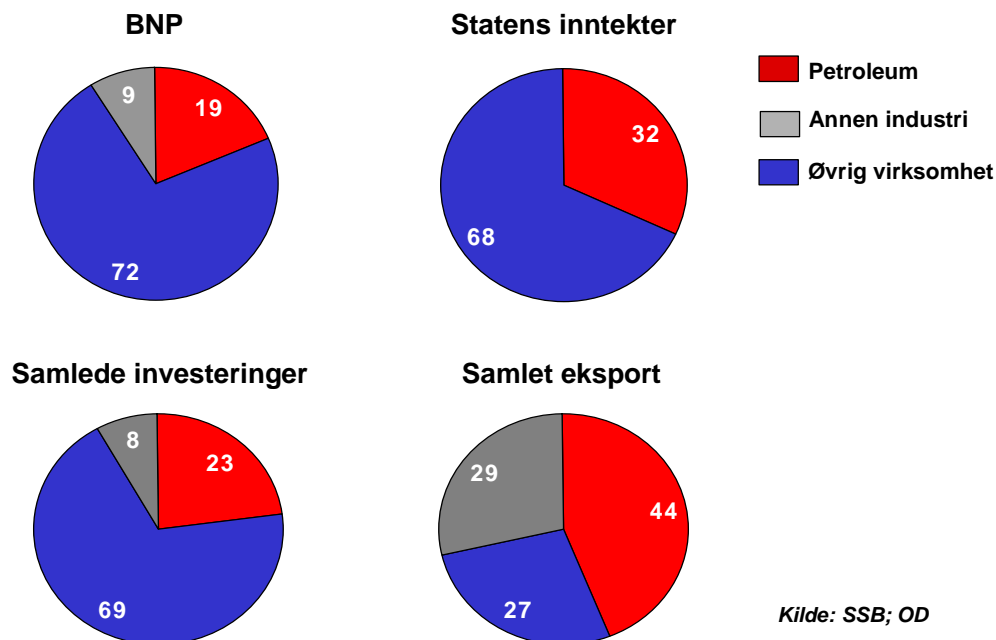
Den allmenne dom over det nordiske kraftmarkedet så langt, er likevel at det i hovedsak har fungert forbausende godt. Det har i normalår gitt bedre, mer effektiv utnyttelse av vannreservoarene, spesielt i Norge, hvor fyllingsgraden over tid kan optimaliseres ved bruk av nordisk kjerne- eller kullkraft. Som erfart vinteren 2002-03 gjelder dette imidlertid ikke i tørrår, hvor tilgangen på alternativ basiskraft i det nordiske markedet er for lav.

## **2.2 Norsk olje- og gassproduksjon**

Men energi er mer enn vannkraft, ikke minst i Norge. Vi skjøt gullfuglen også der vi minst ventet det, under havet, på kontinentalsokkelen. Skjønt egentlig var det vel amerikanerne som gjorde det for oss. Etter starten på Ekofisk i 1971 fulgte en nærmest eventyrlig rekke av nye store funn og utbygginger; Statfjord, Gullfaks, Oseberg, Troll, Åsgård, Snøhvit, Ormen Lange, for å nevne noen av de viktigste. Parallelt skjedde det en formidabel norsk kompetanseoppbygging og teknologiutvikling, fra Statoils overtakelse av driftsansvaret for Statfjord-feltet, via gassavtalene, leggingen av de store gass-transportledningene til kontinentet, og til utviklingen av undervannsproduksjonssystemer og flerfase rørtransport av olje og gass. Samtidig vokste det frem en livskraftig norsk leverandørindustri innenfor hele petroleumsvirksomheten; leteteknologi (seismikk), betong- og strekkstagsplattformer, rigger, forsyningsskip, undervannsteknologi, gass transportledninger, pumpe- og meteringstasjoner, osv.

Olje- og gassvirksomheten har etter hvert fått meget stor betydning for norsk økonomi. Som det fremgår av figur 4, utgjorde denne 19% av BNP, 32% av statens inntekter, 23% av alle investeringer og hele 44% av eksporten i 2002 [8]. Samme år var det 80 000 direkte, og i henhold til TBL, ca. 220 000 indirekte sysselsatte i

petroleumssektoren. Olje- og gassvirksomheten har vært hovedårsaken til stabilt lavere arbeidsledighet i Norge enn i Sverige og Danmark de siste tretti årene. Uten den ville vi sannsynligvis hatt en utvikling på linje med OECD-området i denne perioden, dvs. 3-11% [8]. I tillegg kommer Oljefondet, som passerte 1000 mrd. kr. like før jul 2004.

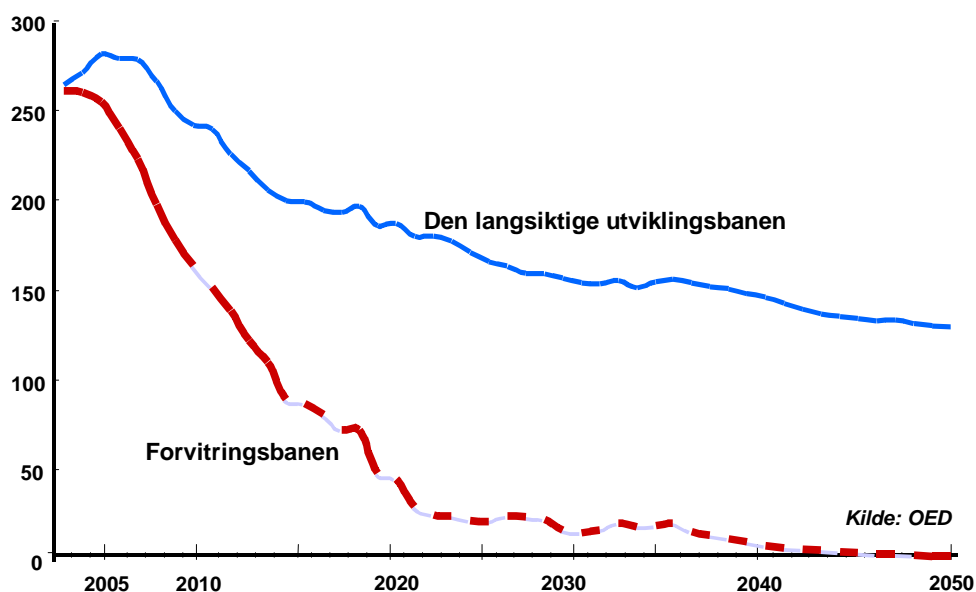


Figur 4: Petroleumsvirksomhetens betydning for norsk økonomi (Prosentvis, 2002).

Norge er altså usedvanlig begunstiget fra naturens side med hensyn til energiresurser. Vår bekymring er egentlig bare hvor lenge Jeppe får være i Baronens seng; hvor lenge kan oljeeventyret vare? Olje- og energidepartementet drøfter i St.meld. 38, 2002 [9] to meget forskjellige langsiktige utviklingsscenarier; den såkalte Forvittringsbanen og Den langsiktige utviklingsbanen. Hvis vi ikke gjør noe *ekstra*, men produserer alle påviste oljeressurser, så kan oljeeventyret være over om 20 års tid, jf. figur 5. Hvis vi derimot utnytter mulighetene på nye områder, spesielt i nord, tar i bruk ny teknologi, øker utvinningsgraden, bygger ut småfelt (som er betydelig lettere med dagens oljepris), øker det internasjonale

engasjementet og eksporten av teknologi, så kan olje- og gassalderen vare i 50-100 år til. Det kan altså fortsatt gå oss meget godt, men det krever riktig satsing. Det er opp til oss selv. Forskjellen utgjør 2-4000 mrd. kroner frem mot 2050, i henhold til OED [9].

### Millioner Sm<sup>3</sup> o.e.; Årlig produksjon av olje, gass og NGL

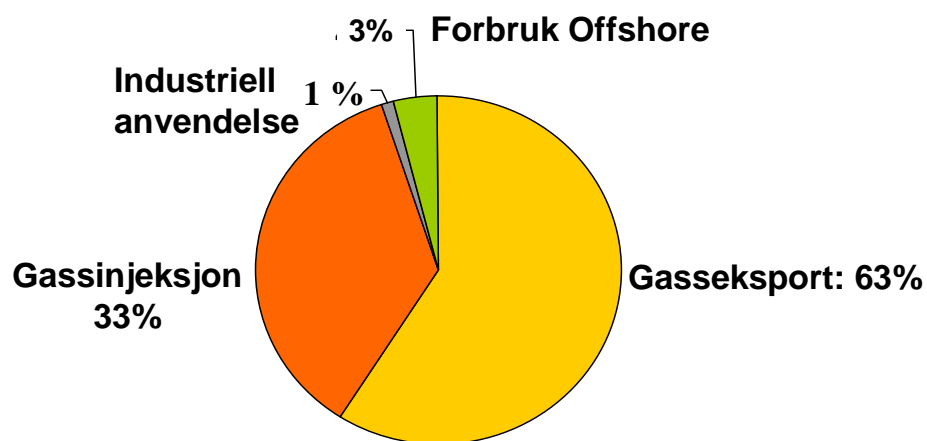


Figur 5: Alternative produksjonsprofiler for norsk sokkel: Den langsiktige utviklingsbanen og forvittringsbanen [8].

Den langsiktige utviklingen avhenger også av at vi evner å foredle og skape større merverdi av naturgassen innenlands. Norge er en storprodusent av naturgass, men som det fremgår av figur 6, eksporteres det meste, ca. 63%. Resten brukes på sokkelen. Metanolfabrikken på Tjeldbergodden har kapasitet til å utnytte i underkant av 1 mrd. Standard m<sup>3</sup>. Utover dette er det fortsatt meget små mengder, promiller av produksjonen, som brukes innenlands. Hele 33% går til økt oljeutvinning.

En rekke utredninger den senere tid har slått fast at det er et betydelig verdiskapingspotensial fra naturgass i Norge. Gassteknologiutvalget [10] pekte på en rekke nye bruksområder for naturgass innenlands. De viktigste omfatter

transport, gasskraft, hydrogenproduksjon og fremstilling av produkter. Det er spesielt ett område innenfor transportsektoren som peker seg ut i norsk sammenheng; å bringe kysttrafikken, og først og fremst større fartøyer over på naturgass (LNG). Gass i stedet for diesel i kysttrafikken kan bli lønnsomt og gi betydelige miljøgevinster. Det er faktisk det eneste realistiske tiltak som kan løse Norges NO<sub>x</sub>-forpliktelser i henhold til Gøteborg-protokollen, før fristen i 2010. Utviklingen er i gang; den gassdrevne bilfergen Glutra er i trafikk og flere nye gassdrevne ferger og supplybåter er kontrahert.



Kilde: OD

Figur 6: Bruk av norsk gass (2003; ca. 112 mrd Sm<sup>3</sup>).

Norge mangler i dag infrastruktur for naturgass, og vi har få bedrifter innenfor dette markedet. Økt innenlands verdiskaping fra naturgass vil derfor kreve en systematisk, langsiktig satsing fra myndigheter og næringsliv, spesielt med hensyn til etablering av infrastruktur. Det er her klare paralleller til vannkraftens barndom for 100 år siden – utbyggingen av et riksdekkende kraftnett tok mange tiår.

Norge er en gassnasjon, enten vi vil eller ikke. Ressursgrunnlaget tilsier at det vil vi fortsatt være lenge etter at oljen tar slutt, sannsynligvis i et hundreårsperspektiv. Spørsmålet blir derfor ikke om, men hvordan og hvor gassen skal videreføres eller brukes; som eksportråvare eller oppgradert til andre energiprodukter innenlands? Svaret burde være enkelt, men er det ikke i dagens norske politiske virkelighet.

### **3 VERDENS ENERGIFORSYNING; SAMMENSETNING, BEHOV OG MILJØKONSEKVENSER**

Den historiske og forventede fremtidige utvikling av verdens energiproduksjon er skissert i figur 1, basert på best tilgjengelige data og prognoser [1-4] over en 200-års periode. Figuren illustrerer tre viktige trekk ved utviklingen:

1. Det årlige globale energiforbruket ble doblet på bare 20 år, fra 1950 til 1970, og igjen fra 1970 til 1990. Det ser ut til å fordobles igjen de neste 30-40 årene (fra 1990), i henhold til IEA World Energy Outlook (WEO) 2002-04 [1, 2]. Det er ikke enkelt å anskueliggjøre disse tallene, men hvis vi tenker oss at hele dagens energiforbruk på vel 10 mrd. tonn oljeekvivalenter årlig var olje, ville den kunne fylle opp ca. 50 000 supertankere på 200 000 tonn. Plassert etter hverandre, ville de med rimelig avstand rekke jorda rundt ved ekvator. Ifølge IEA er verdens oljeressurser "adekvate" for å dekke behovet frem til 2030 og en tid etter det [2]. Gass- og kullressursene vil være tilstrekkelige i et atskillig lengre tidsperspektiv, fra hundre til flere hundre år, respektivt.

2. Det fremgår av figur 1 at olje, kull og gass i dag står for over 85% av verdens energiforsyning, og at denne situasjonen ifølge IEA ikke vil endre seg merkbart de neste ti-årene; andelen kan faktisk komme til å øke til over 90% mot 2030 [2]. Dette skyldes at veksten i det globale energiforbruket i hovedsak fortsatt må dekkes av kull, olje og naturgass. Få ser noen som helst mulighet for at nye fornybare energikilder kan bidra vesentlig på så kort sikt.

3. Dette forventes å medføre betydelig økte CO<sub>2</sub>-utslipp; på over 60% de neste 25 år, til bortimot 40 mrd. tonn årlig i 2030, i grell kontrast til Kyoto-avtalens mål om en snarlig *reduksjon*, ifølge IEA [2], jf. søylene i figur 1.

Kan det tenkes at disse prognosene er feil; at etterspørselen vil bli mye lavere, eller at veksten kan dekkes av "rene" eller fornybare energikilder? Med forbehold om globale økonomiske sammenbrudd eller katastrofer, er svaret nei, av to grunner:

1. Over 95 % av veksten i energiforbruket de neste 20 årene vil komme utenfor OECD-området [2]. Dette er en følge av nødvendig økonomisk vekst for å bedre levestandarden i utviklingslandene, spesielt i Kina og India. For dem som for oss for 50 år siden, er energi foreløpig en velsignelse, ikke et problem. Økonomisk

vekst forventes å føre til en dobling av energiforbruket i begge land på 30 år, og av elektrisitetsbehovet på bare 20 år. Kina økte eksempelvis oljeimporten med 40% siste år, noe som skapte sjokkbølger i markedet og sendte oljeprisen opp i over 50\$ pr. fat. Ifølge IEA [2] kan Kina komme til å femdoble oljeimporten, fra ca. 2 til 10 mill. fat pr. dag mot 2030.

2. Som nevnt vil *minst* 85% av denne globale veksten måtte dekkes av kull, olje og naturgass, ikke fornybar energi. Selv i de mest optimistiske scenariene, med en massiv utplassering av fornybare energikilder og kjernekraft, vil størstedelen av Kinas energibehov måtte dekkes av kull. Ifølge IEA [1], forventes Kina alene å stå for 20% av veksten i verdens energibruk over de neste 30 år og for halvparten av veksten i verdens kullforbruk de neste 20 år. Dette kan føre til at Kinas CO<sub>2</sub>-utslipp bortimot tredobles på bare 20 år, hvis ikke noe drastisk gjøres.

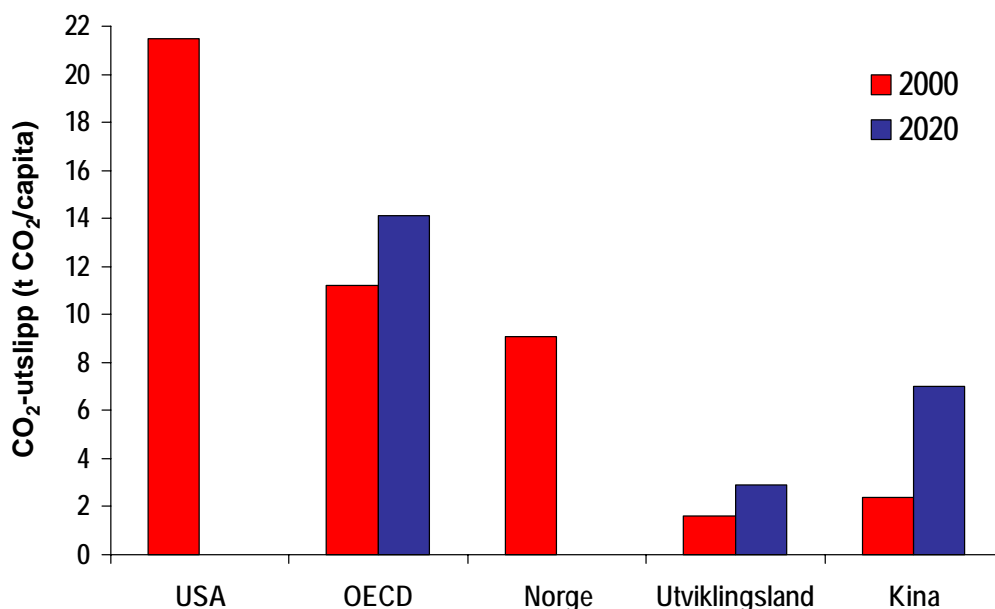
Spørsmålet er bare hva som *kan* gjøres. Energiforbruket i OECD-området har flatet ut, men det er urealistisk å forvente en fremtidig reduksjon som skulle kunne kompensere for veksten utenfor OECD-området. Hovedproblemet, i tillegg til den enorme veksten, er altså at over 90% av den ikke kommer i den teknologisk ledende del av verden. Selv om naturgass vil få større betydning, er det realistisk sett bare en omfattende utbygging av nye lavutslipps kullkraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering i utviklingslandene, spesielt Kina, som på 20-30 års sikt kan bedre situasjonen. Dette vil imidlertid kreve helt nye typer politiske initiativ og drivkrefter, langt ut over Kyoto-avtalen.

En forutsetning for at nye lavutslipps kraftverk overhodet kan bli økonomisk konkurransedyktige, er at det må koste noe å slippe CO<sub>2</sub> rett ut av pipa. Først da vil de bli tatt i bruk, også i U-landene. Det må altså både etableres en felles global prising av CO<sub>2</sub>-utlipp og satses på massiv teknologiutvikling i OECD-landene. Etter min oppfatning er det på sikt bare to fornuftige og rettfærdige kriterier for CO<sub>2</sub> utslipp; utslipp per capita og utslipp per produsert enhet av en gitt vare. I 2000 var CO<sub>2</sub>-utslippene per capita i Kina på vel 2,3 tonn, eller ca. 1/10-del av USAs. Selv om Kina tredobler CO<sub>2</sub>-utslippene, passerer USA og blir verdens største utslippsnasjon de neste 20-30 årene, vil fortsatt utslippene per capita bare være knapt ¼ av USAs (figur 7, [1]). Dilemmaet er altså at utslippene i U-landene er svært lave per capita, men svært høye pr. produsert enhet i forhold til OECD-området. Med andre ord bør U-landene få øke utslippene, men bare hvis dette skjer ved bruk av best tilgjengelig teknologi.

IEA anslår i en ny Energy Technology Analysis rapport, høsten 2004 [11], at det vil kreves en global avgift ("penalty") på utslipp av CO<sub>2</sub> på anslagsvis 50US\$/tonn for å stabilisere de årlige utslippene på litt over dagens nivå, 23-28 mrd. tonn i 2050. Rapporten presenterer en rekke nye 100-årsscenarioer for CO<sub>2</sub>-utslipp basert på ulike antagelser om politiske tiltak og IEAs 2004-prognose for global energiforbruksvekst [2]. I det gunstigste scenariet forventes CO<sub>2</sub>-håndterings-teknologiene å stå for vel 21% av verdens elektrisitetsforsyning i 2030 og hele 56% i 2050 (60% i OECD-området). Totalt medfører dette at over 18 mrd. tonn CO<sub>2</sub> skal

skilles ut og deponeres *årlig* i 2050! CO<sub>2</sub>-håndteringsteknologiene gir 25% større kutt i utslippene i samme scenario, enn uten. 28% av CO<sub>2</sub>-håndteringen er fra kullfyrte kraftverk i 2020 og hele 65% i 2050.

IEA-rapportens hovedscenario forutsetter en gradvis introduksjon av CO<sub>2</sub>-avgifter ("penalties") i *alle* land; i OECD og overgangsøkonomiene fra 2005 til et konstant nivå på 50US\$/t CO<sub>2</sub> i 2015, og med en tidsforsinkelse på 15 år for utviklingslandene. Dette er av samme størrelsesorden som den norske CO<sub>2</sub>-avgiften for oljevirkomheten på sokkelen, men ca. fem ganger høyere enn forventet kvotepris i EU de nærmeste årene. Det ligger en rekke andre vidtgående antagelser til grunn



Figur 7: CO<sub>2</sub>-utslipp per capita [1].

for analysene. De viktigste er at CO<sub>2</sub>-håndteringsteknologiene og nye fornybare energikilder faktisk vil bli konkurransedyktige ved en avgift av denne størrelsesorden, at den globale energieffektiviteten for kullkraftverkene uten CO<sub>2</sub>-håndtering øker fra typisk 32% i dag til over 42% i 2050, og for gasskraft fra 36 til vel 57%, en effektivitetsforbedring på henholdsvis 33 og 59%! Men kanskje aller viktigst, rapporten synes å ta for gitt at når prisincentivene er tilstrekkelige, vil de nødvendige teknologiene faktisk bli utviklet, tilgjengelige og tilstrekkelige for å dekke etterspørselen.

Er dette realistisk, ikke bare med hensyn til økonomiske konsekvenser og nødvendig teknologi, men er det overhodet mulig å etablere og drive en infrastruktur som skal skille ut, transportere og deponere 15-20 *milliarder* tonn CO<sub>2</sub> årlig? Ut fra dagens teknologiske virkelighet må svaret bli nei. Det fremstår ikke som en bærekraftig løsning på klimaproblemet, i beste fall som en nødvendig overgangsordning. IEAs rapport er imidlertid viktig fordi den representerer et første forsøk på systematisk å kvantifisere både kostnadene og de politiske tiltak og teknologiske løsninger som vil kreves for å stabilisere de globale CO<sub>2</sub>-utslippene. Det synes klart at forutsetningene både er altfor optimistiske og urealistiske.

#### 4 FREMTIDENS ENERGIKILDER

Som nevnt, hvis FNs klimapanelers prognoser gir et tilnærmet riktig bilde av virkeligheten om 50 til 100 år, vil det bli nødvendig å stabilisere CO<sub>2</sub>-innholdet i atmosfæren. Det betyr at CO<sub>2</sub>-utslippene ikke bare må stabiliseres, men reduseres drastisk, til en brøkdel av dagens utslipp mot slutten av dette århundret. Ifølge BPs toppsjef John Browne, vil en stabilisering av CO<sub>2</sub>-konsentrasjonen på 550 ppm<sup>2</sup>, eller ca. det dobbelte av preindustrielt nivå, kreve kutt i CO<sub>2</sub>-utslippene på 55-85% i forhold til hva de ellers ville vært i 2100 [15]. Det betyr videre at omkring halvparten av verdens energiforsyning må dekket av lavutslipp og nullutslipp energiteknologier fra 2050. Det er da tatt hensyn til en aktiv energieffektiviseringsinnsats og gevinst i prognosene [1-2].

Hovedutfordringene skyldes altså selve omfanget av energi- og klimaproblemene, og kan oppsummeres som:

- 1 Å dekke den enorme kortsiktige veksten i energibehovet i U-landene på en bærekraftig måte,
- 2 å stabilisere ikke bare CO<sub>2</sub>-utslippene, men CO<sub>2</sub>-konsentrasjonen i atmosfæren på et akseptabelt nivå, og
- 3 å utvikle og *utplassere* nye lavutslippsteknologier som kan dekke minst halvparten av verdens energibehov i 2050.

Så langt ser det dessverre ut til at gapet mellom den faktiske energi-klimasituasjonen og den politisk ønskede utviklingen vokser. Veksten i energiforbruket forventes å gi en økning i CO<sub>2</sub>-utslippene på over 60% mot 2030, mens det politisk fortsatt legges til grunn at de skal reduseres, jf. Kyoto-avtalens ambisjoner om 6% kutt innen 2012. Dette er en meget uheldig utvikling, som etter min oppfatning skyldes "the establishment's" klokketro på økonomiske drivkrefter og tiltak, og undervurdering av teknologiens betydning; nødvendigheten av å frembringe helt ny teknologi for å *kunne* begrense utslippene. Spørsmålet er egentlig om det fins energikilder og teknologier som kan gi oss en bærekraftig energiforsyning med akseptable utslipp, i tide.

---

<sup>2</sup> 1 ppm = 1 part per million

## 4.1 Kull- og gasskraft med CO<sub>2</sub>-håndtering

Selv med en full, umiddelbar satsing på fornybare energikilder vil de, ifølge IEA [1-2] ikke kunne bidra vesentlig de første 30 årene, og neppe være tilstrekkelige selv i et 50-100 års perspektiv. På mellomlang sikt anser de fleste "ren" kull- og gasskraft å være nøkkelen til betydelige utslippsreduksjoner av CO<sub>2</sub>. Massiv bruk av fossilbaserte lavutslippsteknologier kan ifølge IEA, i teorien, redusere disse utslippene med 25% eller 15-20 mrd. tonn CO<sub>2</sub> fra 2050 [11]. Som storeksportør av olje og gass, er det ikke urimelig at Norge har et medansvar for å bidra til utviklingen av slike teknologier.

Utvikling og utplassering av konkurransedyktige separasjonsteknologier og regionale transport- og deponeringssystemer for milliarder av tonn CO<sub>2</sub> årlig er en uvanlig utfordring. Lavutslipps kull- eller gasskraftverk vil ikke være stort (faktisk mindre) verdt før denne infrastrukturen er på plass. CO<sub>2</sub>-håndtering er mye mer enn bare rensing. Sikker langtidslagring av CO<sub>2</sub> i store mengder er en nødvendig forutsetning for slike kraftverk, men fortsatt er det en rekke miljømessige og juridiske problemstillinger knyttet til dette, bl.a. i forhold til London- og OSPAR-konvensjonene.

CO<sub>2</sub>-håndtering er komplisert og krever mange tilleggsprosesser og mye ekstra utstyr. Det koster penger, men det koster også energi, slik at kraftverkernes virkningsgrad typisk reduseres med 15-20%. CO<sub>2</sub> må skilles ut, trykksettes, transporteres, injiseres og lagres eller bindes på en forsvarlig måte. Dette *kan* ikke bli gratis. Ifølge Gassteknologiutvalget [10] og en rekke internasjonale studier, vil tilleggskostnadene for dagens fullskala gasskraftkonsepter med CO<sub>2</sub>-håndtering være i området 50-80%, eller 10-18 øre/kWh. Som kjent fins det tre prinsipielt forskjellige typer slike kraftverk; med CO<sub>2</sub>-utskillelse før, under eller etter forbrenning [10]. I tillegg kommer helt nye teknologier basert på brenselceller, for eksempel IFE og PROTOTECHs Zero Emission Gas Power (ZEG)-konsept [16]. Både Sintef, IFE og flere bedrifter har konkrete forslag til pilot- eller demoanlegg, også med hydrogenproduksjon. Bygging av slike anlegg krever imidlertid offentlig finansiering, anslagsvis 50-300 mill. kr. pr. stykk, avhengig av størrelse og teknologi.

Det forventes at den teknologiske utvikling om få år vil redusere disse ekstrakostnadene til 7-10 øre/kWh eller 30-50% og kutte dagens energieffektivitetstap på 15-20% til det halve. Men ifølge Gassteknologiutvalget vil det kreves et teknologiskifte før gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering kan bli et konkurransedyktig alternativ. De vil heller ikke bli helt "CO<sub>2</sub>-frie", de vil alltid slippe ut en viss andel CO<sub>2</sub>. Konkurransedyktigheten kan bedres ved at CO<sub>2</sub> får en bruksverdi, for eksempel til økt oljeutvinning. Men den kommersielle tidshorisonten er fortsatt av størrelsesorden 10-20 år.

Det fins ikke ett eneste fullskala kraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering i drift noe sted i verden. Det er imidlertid ikke hovedsaken. For å bety noe som helst i

klimasammenheng må det utvikles konkurransedyktige lavutslippsteknologier som kan oppnå en betydelig markedsandel. Det må produseres og utplasseres hundrevis av slike kraftverk årlig.

Som kjent, er det tatt en rekke initiativ i Nordsjø-regionen for å etablere storskala deponeringsløsninger for CO<sub>2</sub> i dype geologiske formasjoner under havbunnen. På Sleipnerfeltet driver Statoil et plattformbasert CO<sub>2</sub>-fjerningsanlegg og injiserings-system. Siden 1996 er ca. 1 million tonn CO<sub>2</sub> blitt deponert årlig i den nærliggende Utsira-formasjonen, 1 km under havbunnen. Driftserfaringen så langt er meget god. Bevegelsen av CO<sub>2</sub> i Utsira-formasjonen er blitt detaljert overvåket siden deponeringen startet i 1996. Resultatene er lovende, både mht. migrasjon og ved at det ikke er antydning til lekkasje av CO<sub>2</sub>. Prosjektet ble realisert av to årsaker; CO<sub>2</sub>-innholdet i naturgassen var for høyt for markedet, og den norske CO<sub>2</sub>-avgiften på ca. 40€/tonn gjorde prosjektet lønnsomt. Statoil har siden besluttet å implementere en lignende CO<sub>2</sub>-løsning på Snøhvit-feltet, som forventes å komme i produksjon i 2006. I dette tilfellet vil ca. 0,7 mill. tonn CO<sub>2</sub> bli skilt ut, transportert og reinjisert årlig i et geologisk lag under selve gassfeltet, ca. 160 km til havs.

## 4.2 Nye fornybare energikilder

Fornybare energikilder er det naturlige svar på energi- og klimautfordringene. De produserer i teorien energi uten utslipp av CO<sub>2</sub> eller andre klimagasser. Selv om de kan medføre andre miljøforurensninger, både under drift og ikke minst ved produksjon av nødvendige komponenter, f. eks. stål og betong til vindparker og demninger, har de totalt sett klare miljø- og klimafordeler i forhold til andre energikilder.

Det er imidlertid i dag bare tradisjonell vannkraft og bioenergi som bidrar signifikant til verdens energiforsyning, jf. figur 1-2 [2]. Vind er relativt prisgunstig, men har et begrenset potensial, i hvert fall på land, mens solenergi fortsatt er kostbar, men har nærmest ubegrenset potensial. Nye fornybare energikilder (eksklusive lokal, tradisjonell bioenergi) utgjør bare noen få promille av verdens energiforsyning, og ifølge anerkjente prognoser [1-4], vil de fortsatt om 20 år bare bidra marginalt, i beste fall med ca. en prosent av verdens energiforsyning.

Med den senere tids kraftige vekst i utbyggingen av vind- og solenergianlegg, vil mange mene at dette er altfor pessimistisk. Hvorfor kan ikke disse nye fornybare energikildene dekke en mye større andel av det totale forbruket? Det skyldes selvsagt "de store talls lov", den enorme størrelsen på og tregheten i energisystemet. Andelen nye fornybare av total fornybar elproduksjon i OECD-området forventes ifølge IEA å dobles fra 13% i 1999 til ca. 25% i 2020. Det er en formidabel vekst, fra 191 til 480 TWh, men den drukner likevel i den totale veksten i elforbruket, slik at andelen nye fornybare bare øker til ca. 5% av den *totale* elproduksjonen i OECD-området. Ser vi på resten av verden, blir bildet et helt annet, med en forventet andel på mindre enn 1% i 2020 [1].

Solcellemarkedet, som vokser raskest, med over 40% årlig i gjennomsnitt siden 2000, hadde et produksjonsvolum i 2004 på ca. 1250 MW. Med 2000 fulleffekt driftstimer årlig utgjør det ca. 2,5 TWh. Selv med en fortsatt vekst på 40% årlig, eller en 100-dobling på 14 år, gir dette bare 250 TWh globalt i 2020. En videre årlig vekst fra 2020 på 10%, eller en 1000-dobling i 2045, vil gi en årsproduksjon på 2500 TWh, eller omtrent som fra kjernekraft i år 2000. Det er imidlertid viktig å understreke at teknologiutviklingen må forseres nå, hvis fornybare energikilder skal kunne bli konkurransedyktige og bidra vesentlig om 30-40 år.

### **Solenergi**

Den viktigste utnyttelsen av solenergi er foreløpig til passiv oppvarming. Bare i Norge utgjør dette 3-4 TWh årlig og representerer 10-15% av oppvarmingsbehovet. Et aktivt solvarmeanlegg kan dekke 30% av varmebehovet i en bolig. Norge har ca. 100 000 solcelleanlegg, flere pr. innbygger enn noe annet land i verden. De fleste brukes til hytter, men også til hus og tekniske anlegg; over 2000 fyrlykter langs kysten går på solceller.

Det er et betydelig norsk industripotensial på dette området. Selskapene Renewable Energy Corporation (REC), Scanwafer, Scancell, SiTech AS, Elkem Solar AS, Solarnor AS, med flere, opparbeider nå en betydelig markedsandel internasjonalt. REC-selskapene har en wafer produksjon på ca. 120 MW/år og en solcelleproduksjon på ca. 20 MW/år, og opplever en tilnærmet eksponentiell markedsvekst. Det samme gjør altså det globale solcellemarkedet, som har vokst med ca. 40% årlig de siste årene, til ca. 1250 MW produksjonsvolum i 2004 [18].

En betydelig vekst i det internasjonale solcellemarkedet avhenger imidlertid av en kraftig prisreduksjon, minst med en faktor 2. Det krever utvikling av ny, mer effektiv solcelle-teknologi. Hovedutfordringen er å øke virkningsgraden fra typisk 15% i dag til godt over 20%. Selskapet Sunpower produserer allerede solceller med 20% virkningsgrad basert på enkrystall wafere [18].

På sikt vil det utvilsomt komme helt nye, mer effektive solenergiteknologier. Nobelprisvinner Carlo Rubbia har nylig foreslått å etablere et gigantisk solenergi-anlegg i Sahara for utslippsfri hydrogenproduksjon i store mengder [14]. Ifølge Rubbia vil et slikt "solfokuserings"-anlegg kunne erstatte Europas bensinforbruk med hydrogen til en pris av 2,5-3,5 cents €/kWh. Dette er av samme størrelsesorden som for bensin. Arealbehovet vil være ca. 13 m<sup>2</sup> pr bil, mindre enn en normal parkeringsluke. Det vil imidlertid kreve helt ny teknologi og en betydelig forskningsinnsats på flere områder, men er i følge Rubbia fullt mulig, i hvert fall i teorien.

En annen Nobelprisvinner, Richard E. Smalley, har nylig gått lenger og hevdet at hele verdens energibehov faktisk kan dekkes av solenergi på sikt [21]. Smalleys konklusjoner baseres i hovedsak på en studie av Nate Lewis fra California Institute

of Technology. Han hevder at ett eneste gigantanlegg på 100x100 km i områder med høy solstråling kan produsere anslagsvis 3,3 TW netto solcelle-elektrisitet. Seks slike gigantanlegg, ett i hver verdensdel, på totalt ca. 20 TW, skal kunne forsyne hele verdens befolkning med energi; 2-3 kW til hver av oss [21]. Problemet er at vi i dag ikke har teknologi som kan gjøre dette til en overkommelig pris, men til 1-3 kr./kWh, som er altfor kostbart.

### **Vindkraft**

De første kommersielle vindkraftverkene var relativt små, på typisk 30-100 kW, fra 1980-tallet på opptil 600 kW. I dag er det vanlig med møller på 0,5-2 MW, og det er konkrete planer om anlegg i området 5-7 MW, som anses å være en øvre grense med dagens teknologi. Disse vil være omkring 80 m høye, med rotordiameter på godt over 100 m.

Norges første vindpark ble bygget av Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk med fem møller på 400-500 kW. Det er siden bygget en rekke parker i Norge, bl.a. på Smøla, Hitra og Havøygavlen, med en samlet produksjonskapasitet på ca. 0,7 TWh/år (2004). Hovedutfordringene er knyttet til kraftpris (uten subsidier), kraftoverføring og nettstabilitet, miljøhensyn og et begrenset utbyggingspotensial på land. Det er foreløpig en relativt beskjeden norsk leverandørindustri på dette området.

Vindkraft er den elektrisitetsform, bortsett fra import, som i dag vokser mest (i TWh) i Norge og flere andre land i Europa. Regjeringens ambisjon for norsk vindkraftutbygging er på ca. 3 TWh innen 2010. EU-kommisjonens direktiv for fornybar energi har som mål at 22% av EUs kraftbehov skal dekkes av fornybare energikilder allerede i 2010. Realistisk sett må dette i hovedsak baseres på vindkraft, noe som vil kreve bortimot 1000 vindparker på størrelse med Smøla, på ca. 150 MW eller vel 0,3 TWh hver. Det er mulig, men de vil sette kraftige spor etter seg i naturen. Det er allerede en økende skepsis til vindparker i Europa, spesielt i Tyskland.

### **Bioenergi**

Bioenergi omfatter ved, torv, briketter, pellets, biogass og flytende biobrensel. Den totale tilveksten av biomasse i Norge er på ca. 425 TWh/år. I dag utnyttes ca. 15 TWh/år, men det er ikke urealistisk at dette kan økes til 35 TWh/år, ifølge Enova [19].

Bioenergi er en fornybar energikilde, forutsatt at bare den årlige tilveksten benyttes. Det finnes store mengder biomasse i verden, og den årlige globale tilveksten er anslått til over 600 000 TWh/år. Det er ikke mulig eller ønskelig å utnytte all tilvekst, men potensialet er betydelig. I dag produseres ca. 15 000 TWh fra biomasse, som tilsvarer ca. 15% av verdens totale energibruk [19]. Mesteparten

av denne energien blir produsert lokalt ikke-kommersielt fra ubehandlet biomasse til oppvarming og matlaging.

Norden har de siste 15-20 årene hatt en betydelig vekst i bruken av bioenergi, på 6-7TWh i året, til 213 TWh i 1998. Til sammenligning er vannkraftproduksjonen i Norden i normalår på ca. 200 TWh og i Norge 118 TWh.

### **Andre fornybare energikilder**

I enkelte land, som Kina, Brasil og deler av Afrika, er det fortsatt mulig å bygge ut ny vannkraft. Men etter "Three Gorges"-prosjektet i Kina forventes vannkraftens bidrag til elektrisitetsforsyningen å flate ut, også globalt, jf. figur 2. I Norge vil det som nevnt bare være småkraftverk som kan bidra signifikant, ifølge NVE med anslagsvis 5TWh over en tiårsperiode.

Det kommer fra tid til annen oppslag i media om mer eksotiske kraftverkstyper, som nesten ved et trylleslag skal løse verdens energiproblemer. De fleste er basert på utnyttelse av energien i havbølger, tidevann, saltvannsgradienter, osv. Felles for disse er at de ligger mange år - tiår - frem i tid, at tilgjengelig ressursgrunnlag er magert, energitettheten lav og kostnadene meget høye.

Et viktig unntak er energisystemer basert på jordvarme. Geotermisk energi gir allerede et betydelig bidrag, ca. 2%, til fornybar energi i OECD-området [1], og har et stort fremtidig potensial, i mange områder også til konkurransedyktig pris. Det samme gjelder varmepumper.

## **4.3 Kjernekraft**

Praktisk utnyttelse av kjerneenergien er en meget ung oppfinnelse, bare vel femti år. Verdens første atomreaktor ble utviklet av Enrico Fermis gruppe ved Universitetet i Chicago og startet opp i desember 1942, knapt 40 år etter publiseringen av Einsteins spesielle relativitetsteori og  $E = mc^2$ .

De første kjernekraftverkene ble bygget på 1950- og 60-tallet og var stort sett eksperimentelle pilotanlegg for å demonstrere teknologien. For stormaktene var militære formål minst like viktige som sivile. Den tidlige utviklingen av den vanligste reaktortypen i dag, trykkvannsreaktoren, var i stor grad knyttet til fremdrift av marinefartøy på slutten av 1940-årene, og førte frem til verdens første atomdrevne ubåt, Nautilus, sjøsatt i 1954.

Forventningene til den nye energikilden var store i årene etter krigen. Norge var tidlig langt fremme på dette området. Institutt for atomenergi (IFA) ble opprettet i 1948 med ett klart mål; sivil utnyttelse av kjerneenergien. Norges første reaktor (JEEP 1) ble bygget av IFA og startet opp på Kjeller allerede sommeren 1951, bare vel åtte år etter at verdens første reaktor kom i drift. Drivkreftene bak dette pionérprosjektet var Gunnar Randers og Odd Dahl, med politisk ryggdekning fra

Jens Christian Hauge. Byggingen av JEEP 1, den første atomreaktoren i verden utenfor stormaktene og Canada, var en teknologisk bragd som satte norsk forskning på verdenskartet i 1951. Det ser vi fra en rekke oppslag i internasjonale medier den gang, for eksempel The Times, Herald Tribune og Newsweek.

Kjeller-reaktoren ble en suksess, og virket som en magnet på forskere fra hele verden. Den ble mye brukt til grunnforskning i fysikk, bestrålingsforsøk og til produksjon av forskjellige isotoper til medisinske formål.

Fra midten av 60-årene ble kjernekraften kommersialisert. En ny generasjon kjernekraftverk, som både var større, sikrere og mer driftspålitelige enn tidligere, kom på markedet. De første kommersielle reaktorene var relativt standardiserte letvannsreaktorer; kokvannsreaktorer (BWR) og trykkvannsreaktorer (PWR). De fleste av dagens kjernekraftverk er av disse typene, og ble bygget i 1970 og -80-årene.

På 1990-tallet kom en forbedret, forenklet og mer robust versjon av de tidligere letvannsreaktorene på markedet. De nye såkalte tredjegeners trykkvannsreaktorene ble utviklet i Frankrike og Tyskland og markedsføres nå som "the European Pressurized Water Reactor" (EPWR). De nye kokevannsreaktorene ble utviklet i USA (Advanced Boiling Water Reactor; ABWR). I begge typene er det bygget inn omfattende erfaring og kunnskap, både mht. sikkerhet og drift. Det nye finske kjernekraftverket i Olkiluoto er en tredjegeners EPWR (figur 8).



*Figur 8: Det finske kjernekraftverket i Olkiluoto (Det nye Olkiluoto 3 til høyre) [9].*

Kjernekraft er i dag et konkurransedyktig alternativ i mange land, selv sammenlignet med konvensjonelle kull- og gasskraftverk uten CO<sub>2</sub>-håndtering. De vil være klart mer lønnsomme enn kull- eller gasskraftverk *med* CO<sub>2</sub>-håndtering. Kjernekraften dekker ca. en fjerdedel av OECD-landenes elektrisitetsbehov og ca. 17% av det globale. Denne andelen forventer det internasjonale energibyrådet (IEA)

vil holde seg konstant de neste 10-20 årene. Det er i hovedsak basert på en forutsetning om at den kritiske holdningen til kjernekraft vil vedvare i Europa og USA, og at det bare vil bli merkbar utbygging i Asia.

Kjernekraften forurenses mindre og har mye lavere (praktisk talt ingen) klimagassutslipp enn fossile energikilder, for eksempel kull, ved normal drift. Den forbruker heller ikke energiresurser som kan anvendes til andre formål. Hovedproblemene gjelder sikkerhet, lagring av brukt brensel og annet radioaktivt avfall, og mulighetene for spredning av atomvåpen. Kjernekraftverkene er utvilsomt blitt sikrere de senere årene. Men det er fortsatt slik at selv om det er svært lite sannsynlig, så kan ulykker ikke utelukkes. De fleste av dagens kjernekraftverk er imidlertid basert på relativt gamle design, fra 1970-tallet. De vil etter hvert fases ut og eventuelt bli erstattet av nye. Den teknologiske utvikling forventes å føre til at sikkerhets- og avfallsproblemene blir løst, teknisk sett. Blant annet vil bruk av nye materialer gi mer robuste brenselkonstruksjoner med større tåleevne, reduserte utslipp og sikrere deponering av brukt brensel og høyaktivt avfall.

President Clinton tok mot slutten av sin presidentperiode initiativ til å utvikle en ny type, såkalte fjerdegenerasjons fisjonsreaktorer. De skal baseres på en helt ny teknologisk design og konstruksjon, som vil være kvalitativt mer energieffektiv og økonomisk enn dagens. I tillegg skal de være "idiotsikre", det vil si konstruert slik at hvis (når) noe går galt, skal det være fysisk umulig å få prosesser som løper løpsk. Alle potensielt farlige prosesser skal dø ut av seg selv, før de kan gjøre skade på anlegget. Fjerdegenerasjons kraftverkene skal ha en lukket brenselssyklus og kunne drives i årevis uten brenselskifte, slik at det vil bli uhyre vanskelig å avlede spaltbart materiale til bombe eller terrorformål.

Ti nasjoner samarbeider om utviklingen av disse reaktorene. Det er et langsiktig prosjekt, med en kommersiell tidshorison på 20-30 år. Foreløpig studeres seks ulike design, med så forskjellige kjølemedier som salt, bly, vann, gass, natrium og helium. En av dem er en såkalt ekstrem høytemperatur reaktor (850-1000°C), som i tillegg til effektiv elproduksjon med virkningsgrad på godt over 50%, vil kunne produsere store mengder hydrogen direkte, termokjemisk. En kommersiell 600 MW reaktor av denne typen kan produsere 200 tonn hydrogen i døgnet.

På lengre sikt er det to typer kjernekraftverk som kan bidra vesentlig til verdens elektrisitetsforsyning; en ny fjerdegenerasjons fisjonskraftverk, hvor tunge atomkjerner spaltes, og fusjonsreaktorer<sup>3</sup> hvor lette atomkjerner smelter sammen og frigjør store mengder energi. Fusjonskraftverkene ligger vesentlig lenger frem i tid, i beste fall mot siste halvdel av dette århundret. De har imidlertid to klare fordeler; nærmest ubegrenset tilgang på brensel (tungtvann) fra havet, og utslipp og avfallsmengder er mye mindre enn fra vanlige atomkraftverk.

---

<sup>3</sup> Den mest relevante fusjonsreaksjonen er  $D+T \rightarrow {}^4\text{He}+n+\text{energi}$ ; hvor D står for Deuterium, T for Tritium, He for Helium og n for nøytron.

Fjerdegenerasjons reaktorene stiller meget strenge materialkrav, både med hensyn til høye temperaturer, trykk og aggressive kjemiske omgivelser. Utviklingen av disse reaktorene kan derfor også vise seg å være et avgjørende steg for å løse de meget betydelige materialproblemene ved fusjon. I så fall kan femtegenerasjons kjernekraft faktisk vise seg å bli basert på fusjon i stedet for fisjon.

Atomenergien skapte et historisk veiskille. Bomben og atomopprustningen førte til en berettiget angst og bekymring for fremtiden. Men frykten dominerer fortsatt alle diskusjoner om kjernekraft og stråling. Jeg tror våre etterkommere vurderer kjernekraften på en atskillig mer nøktern måte enn vi gjør i dag. Valg av energisystemer vil etter hvert bli basert på et mer felles faktagrunnlag og reelle sammenligninger og avveininger av fordeler og ulemper ved de ulike energikildene.

Hvis klimaproblemene skulle tvinge frem en betydelig reduksjon i utslippene av CO<sub>2</sub>, er det vanskelig å se at kjernekraften kan utelukkes på rasjonelt grunnlag. Det finnes på kort sikt *ingen* enkle, alternative løsninger. Alle tilgjengelige energikilder som ikke slipper ut klimagasser må da tas i bruk, sammen med nye kostbare CO<sub>2</sub>-håndterings- og deponeringssystemer for kull- og gasskraft. Det som vil være avgjørende for utviklingen er rett og slett om folk flest får tillit til at sikkerheten er god nok og aksepterer bruk av kjernekraft som ett alternativ til økte klimagassutslipp. Fjerdegenerasjons reaktorene vil, hvis de virkelig kommer på markedet om 20-30 års tid, kunne føre til en renessanse for kjernekraften. Norsk kjernekraft er imidlertid uaktuelt i overskuelig fremtid. Vårt problem, i motsetning til nesten alle andres, er ikke mangel på energi, men en fornuftig utnyttelse av den.

#### 4.4 Hydrogen som energibærer

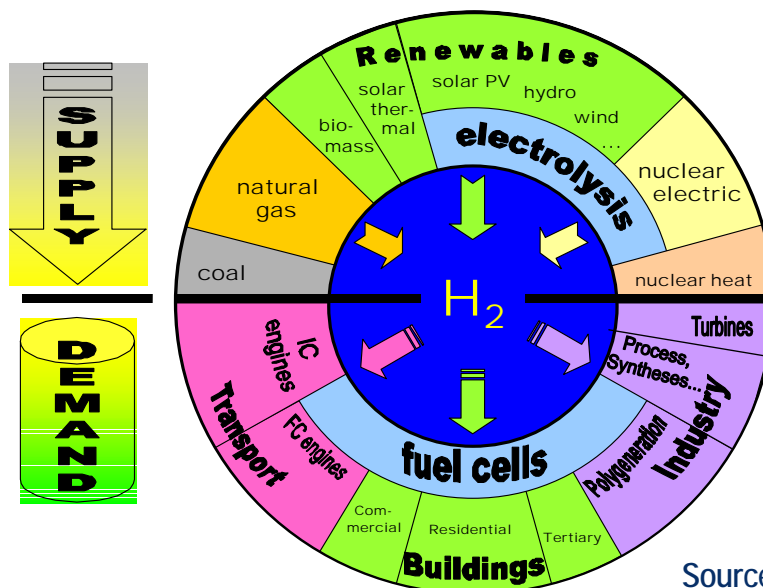
I transportsektoren er hovedproblemet fra et klimaperspektiv at bensindrevne biler gir milliarder av små punktutslipp av CO<sub>2</sub>, som det ikke er mulig å fange inn og deponere. Derfor er elektrisitet- eller hydrogenbasert fremdrift eneste mulige utslippsfrie alternativ til bensin. Hydrogen har mange positive egenskaper som energibærer. Det er miljøvennlig, uten skadelige utslipp, bare vann. Hydrogen har høy energitetthet<sup>4</sup>, hvilket gjør at det anvendt som drivstoff for biler, kan gi kraftige "motorer" med lang rekkevidde. Og hydrogen er komplementært til elektrisitet, som også forventes å få større betydning i fremtidens energiforsyning. Elektrisitet er velegnet for stasjonære anvendelser, mens hydrogen i teorien kan erstatte bensin som drivstoff i transportsektoren. En rekke relevante forsynings- og sluttbrukerteknologier for hydrogen er antydnet i figur 9 [17].

I løpet av det siste tiåret har dette ført til en stadig større politisk interesse for hydrogen som energibærer. En rekke land, som USA, Japan og EU, har satt hydrogen på den politiske dagsorden. President Romano Prodi erklærte på EU-kommisjonens hydrogenkonferanse i Brussel i 2003, at EU skal "oppnå et stegvis

---

<sup>4</sup> Energitetthet er mengden energi pr. volumenhet (kWh/m<sup>3</sup>).

skifte mot en fullt integrert hydrogenøkonomi basert på fornybare energikilder før midten av århundret” [14].

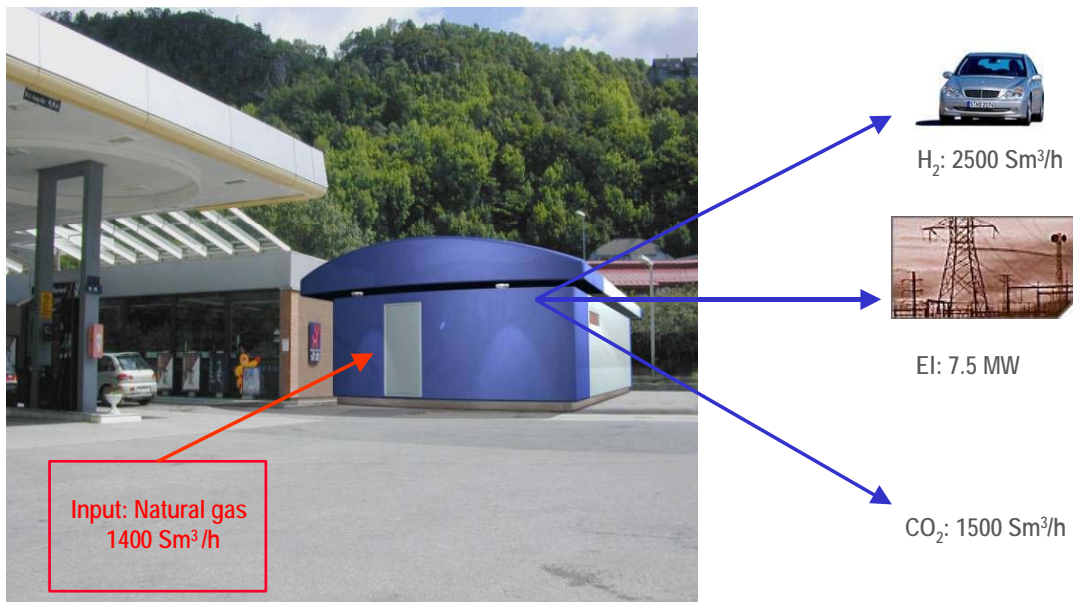


Figur 9: Mulige forsynings- og sluttbrukerteknologier for hydrogen som energibærer [17].

Hydrogen er imidlertid ikke en energikilde, men bare en måte å lagre og transportere energi på. Hydrogen må produseres fra en primær energikilde, noe som i dag er energiineffektivt, kostbart og endog miljøskadelig. Men hydrogen kan med tiden produseres lokalt fra sol eller andre fornybare energikilder overalt på kloden, i motsetning til olje eller naturgass.

Produksjonen av hydrogen har økt jevnt det siste hundreåret, til anslagsvis 45 millioner tonn årlig, globalt. Om lag 96% av dagens hydrogen produseres fra fossile energikilder, resten i hovedsak fra elektrolyse [12]. Det er alltid et *ekstra* energitap ved hydrogenproduksjon fra elektrisitet i forhold til å bruke denne direkte. De mest lovende produksjonsmetodene på kort sikt er basert på naturgass eller gassifisert kull, men fremtidens hydrogenøkonomi avhenger helt av at vi lykkes i å utvikle nye, langt mer effektive og billige produksjonsmetoder. IFE og

PROTOTECHs Energistasjon (ZEG, figur 10) er et slik eksempel. Den skal produsere elektrisitet fra naturgass i en høytemperatur brenselcelle, samtidig som spillvarmen utnyttes til å produsere hydrogen [16]. Målet er å oppnå en elektrisk virkningsgrad på 70- 80% og derved en lav elpris, og en betydelig mer effektiv og rimelig hydrogenproduksjon enn fra småskala SMR-anlegg. Samtidig skiller ren  $\text{CO}_2$  ut, trykksatt, uten ekstrakostnader og uten  $\text{NO}_x$ -utslipp. Hvis prosjektet lykkes, vil det representere et teknologiskifte, med en kommersiell tidshorisont på bare 8-10 år.



Figur 10: IFE/Prototech/CMRs Energistasjon for elektrisitets- og hydrogenproduksjon (ZEG) [16].

Brenselceller konverterer et egnet brensel, for eksempel naturgass, og luft til elektrisitet, varme og vann gjennom en elektrokjemisk prosess. Brenselcellene er meget energieffektive og har et høyt elektrisitet-til-varme forhold. De er utslippsfrie,

men meget kostbare. Selv om brenselcellene egentlig er en gammel oppfinnelse, av William Grove i 1830-årene, har den praktiske utnyttelsen derfor latt vente på seg. Bortsett fra en viss interesse fra den tyske marine for anvendelse i ubåter under første verdenskrig, skjøt utviklingen først fart på 1960-tallet da NASA tok i bruk alkaliske brenselceller som elektrisitetskilde for romfartøy. Selv om dagens brenselceller fortsatt ikke kan betraktes som kommersielle til bil-”motorer”, finner de et voksende marked innenfor nisjer hvor prisen ikke er avgjørende. Dette gjelder bl.a. som reserveaggregat for mindre kraftforsyningsanlegg, innenfor romfart, militære anvendelser og elektronisk utstyr som PC-er og mobiltelefoner. Brenselceller er imidlertid en såkalt ”game change” teknologi, hvor et teknologisk gjennombrudd kan lede til helt nye anvendelsesområder og til betydelig økt etterspørsel av hydrogen.

Det er i dag en rekke barrierer av teknisk-økonomisk art som hindrer en rask utvikling mot større bruk av hydrogen. For det første er energieffektiviteten i hele hydrogensyklusen for lav. Hydrogen er en gass, som praktisk talt ikke er tilgjengelig i fri form i naturen, men må produseres fra en eller annen primær energikilde. Dernest begrenses bruken av hydrogen av at den viktigste ”motoren” for dette; brenselcellene, fortsatt er for dyre, har lav driftspålitelighet og for kort levetid. Endelig forutsetter hydrogen som drivstoff i transportsektoren at det utvikles rimelige og driftssikre lagringsmedier for biler. Hydrogen brukes faktisk ikke som energibærer i dag, men som råstoff i petroleumsraffineri, kjemisk industri, o.l.

En rask utvikling mot en global hydrogenøkonomi forutsetter at de viktigste teknologiske og økonomiske problemene blir løst. Spesielt er det avgjørende å få til en mer effektiv hydrogenproduksjon og konkurransedyktige brenselceller for transportsektoren. Dette vil ikke komme av seg selv, men kreve omfattende, målrettede tiltak over flere tiår. Og det er nå en nærmest eksplosiv FoU-satsing internasjonalt. Japan har i dag et av verdens mest ambisiøse hydrogenprogram, med konkrete mål om å produsere 50 000 brenselcellebiler innen 2010 og 5 millioner innen 2020, og tilsvarende mål for hydrogenproduksjon og distribusjonssystemer. Den amerikanske hydrogensatsingen er også meget omfattende, spesielt på ny teknologi. De viktigste føderale initiativene omfatter et program for energieffektivitet og fornybare energikilder, et gigantisk rent kull- og CO<sub>2</sub>-håndteringsprogram, og president Bush’s ”Frihetsbil og hydrogendrivstoff”-initiativ.

Den europeiske satsingen har vært atskillig mer beskjeden. EU-kommisjonen har imidlertid de siste par årene tatt en rekke initiativ for å få fart på det europeiske hydrogenprogrammet og ta igjen USAs og Japans ledelse. EU-president Prodi kunngjorde i en tale i Brussel 16. juni 2003 flere konkrete mål for europeisk energipolitikk de nærmeste tiårene, bl.a. at 22% av EUs elektrisitetsbehov skal dekkes av fornybare energikilder innen 2010 og en økt FoU-satsing på bærekraftig

utvikling og fornybar energi til 2,1 mrd. € i 6. rammeprogram [14]. Det ble i 2004 etablert en europeisk hydrogenplattform, som skal styre den felles europeiske satsingen fremover. Det er også betydelige nasjonale initiativ i Tyskland, Frankrike, England, Italia og mange andre land.

Hvor står Norge i dette bildet? En rekke norske bedrifter og forskningsmiljøer gjør det forbausende godt internasjonalt, bl.a. er Norsk Hydro og Institutt for energiteknikk tungt med i EUs satsing, hvor IFE leder to store FoU-programmer på hydrogenlagring. NTNU, UiO og SINTEF satser også på hydrogenforskning. Norsk Hydros vind- og hydrogenbaserte kraftforsyningsanlegg på Utsira er et pionérprosjekt, også internasjonalt.

Å erstatte dagens fossilbaserte energibærere med hydrogen vil være en enorm, langsiktig utfordring. Mange forbinder fortsatt hydrogen med luftskipet Hindenburgs katastrofale havari ved New York for snart 70 år siden. Vi må derfor sørge for at hydrogen kan produseres, distribueres, lagres og brukes trygt i store mengder, og overbevise folk om dette. Det må bygges opp infrastruktur for distribusjon av hydrogen, fra grunnen av. Ifølge EU-kommisjonen vil dette kreve investeringer på flere hundre milliarder euro, bare i Europa.

Infrastrukturen vil derfor utvikle seg gradvis over flere tiår, og det vil være en relativt lang overgangsperiode hvor midlertidige, ikke optimale løsninger må benyttes for å komme i gang og skape et hydrogenmarked. Hydrogen vil da sameksistere og konkurrere med metanol, bensin og andre fossile drivstoff. Norske bedrifter har meget gode forutsetninger for å lykkes i dette "hybridmarkedet", ved produksjon av hydrogen eller metanol fra naturgass og bruk av eksisterende rørledninger for transport til kontinentet. Det kunne bli en sterk drivkraft for norsk innenlands gassutnyttelse.

Det er imidlertid for tidlig å konkludere skråsikkert om hydrogenøkonomiens fremtid. Det kan vise seg økonomisk fornuftig å beholde et bensinbasert transportsystem med CO<sub>2</sub>-utslipp og ta CO<sub>2</sub>-reduksjonene i andre deler av energisystemet. Hydrogen og elektrisitet ville imidlertid i teorien være en perfekt match som energibærere.

## **5 KONKLUSJONER**

Moderne samfunn har en umettelig appetitt på energi. Olje, kull og gass står i dag for over 85% av verdens energiforsyning, og det vil ifølge IEA ikke endre seg vesentlig de neste tiårene. Sammen med fortsatt vekst i det globale energiforbruket vil dette medføre betydelig økte CO<sub>2</sub>-utslipp, over 60% mot 2030.

Den norske energisituasjonen er spesiell. Vannkraften er fornybar og gir ingen utslipp av CO<sub>2</sub> eller andre klimagasser, slik at våre landbaserte CO<sub>2</sub>-utslipp bare utgjør vel halvparten av eksempelvis Danmarks. Den største økningen (3/4) av

Norges CO<sub>2</sub>-utslipp de nærmeste årene kommer på sokkelen, som følge av økt gassproduksjon, injeksjon og eksport. Dette er paradoksalt nok Norges hovedproblem; kortsiktige tiltak blir på grunn av vannkraften og økt gassproduksjon mer krevende enn i de fleste land i Europa, hvor ny gasskraft til erstatning for kullkraft gir vesentlig lavere utslipp av CO<sub>2</sub>. Dette bidrar umiddelbart til å nå disse landenes Kyoto-forpliktelser, mens økt bruk av gass i Norge kan gi motsatt effekt på kort sikt.

Kraftbalansen i Norge er blitt alvorlig svekket de siste ti årene, og viser en underdekning i normalår på 7-8 TWh. Det er derfor behov for ny alternativ basiskraft, i realiteten gasskraft, i tillegg til vannkraften. Det vil gi oss bedre forsyningssikkerhet, lavere pris og større fleksibilitet i tørrår. Det norske dilemmaet har vært med eller uten CO<sub>2</sub>-håndtering. Svaret må være begge deler; konvensjonell gasskraft nå, og utvikling av nye konkurransedyktige kraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering på sikt. Alternativet er å forberede langsiktig import av kull-, kjerne- eller gasskraft fra Europa.

Klimautfordringene har uvanlige dimensjoner. Hvis FNs klimapanelers prognoser gir et tilnærmet riktig bilde av virkeligheten om 30-40 år, vil det bli nødvendig å stabilisere CO<sub>2</sub>-innholdet i atmosfæren. Det betyr at CO<sub>2</sub>-utslippene må reduseres drastisk mot slutten av dette århundret. Verdens energiforsyningssituasjon er altså en helt annen enn for bare et par tiår siden.

Selv med full satsing på fornybare energikilder, vil de ifølge IEAs prognoser [1-2] ikke kunne bidra signifikant de neste 30 årene og neppe være tilstrekkelige selv i et 50-100 års perspektiv. Det er svært få alternativ til kjernekraft som har mulighet for å bidra vesentlig, over 20%, til elektrisitetsforsyningen globalt, uten betydelige CO<sub>2</sub>-utslipp. Det er egentlig bare "ren" kull- eller gasskraft. Men det krever utbygging av effektive separasjonsteknologier og regionale transport- og deponeringssystemer for milliarder av tonn CO<sub>2</sub> årlig. Konkurransedyktigheten kan enkelte steder bedres ved at CO<sub>2</sub> får en bruksverdi, for eksempel til økt oljeutvinning. Men den *kommersielle* tidshorizonten er fortsatt av størrelsesorden 10-20 år. President Bush's "Clean Coal and Freedom Car Initiative" er en god illustrasjon på hva denne utviklingen vil kreve, både teknologisk og økonomisk. Dette prosjektet til ca. 2 milliarder dollar skal realisere verdens første fullskala lavutslipps-kullkraftverk på 250 MW for produksjon av elektrisitet og hydrogen.

Det er imidlertid først når vi har noen tusen slike kraftverk med CO<sub>2</sub>-håndtering i drift, at de vil monne i det globale klimaregnskapet. Ifølge IEA [11] kan de da, i teorien, stå for en reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslippene på maksimalt 15-20 mrd. tonn årlig i 2050. Det betyr full CO<sub>2</sub>-håndtering fra 4-5000 kullkraftverk.

Er dette realistisk, ikke bare med hensyn til økonomiske konsekvenser og nødvendig teknologi, men er det overhodet mulig å etablere og drive en infrastruktur som skal skille ut, transportere og deponere 15-20 *milliarder* tonn CO<sub>2</sub> årlig? Det vil si 150-200 milliarder tonn over en 10-års periode, og kanskje 2000

milliarder tonn i løpet av et århundre. Jeg tviler. Med dagens teknologiske basis fremstår ikke dette som en bærekraftig løsning på klimaproblemet, men i beste fall som en nødvendig overgangsordning.

Den globale energi- og klimasituasjonen stiller oss overfor meget krevende utfordringer og valg. Selv med full satsing på fornybare energikilder, CO<sub>2</sub>-håndtering og kjernekraft, kan det vise seg umulig å stabilisere CO<sub>2</sub>-utslippene, og i hvert fall CO<sub>2</sub>-konsentrasjonen i atmosfæren de neste 50-100 år. I så fall må vi også være forberedt på å takle konsekvensene av klimaendringene. Det vil bli stadig viktigere å økonomisere med tiltakene, og prioritere de som gir størst mulig effekt for minst mulig innsats. Etter min oppfatning vil det derfor være mer fruktbart å bruke ressurser på ny teknologi enn på kostbare symbolske utslippsreduksjoner i Norge. Utfordringen er å få utviklet og utplassert nye lavutslippsteknologier i tide, ellers kan vi stå overfor et globalt sammenbrudd på energisektoren om få tiår.

## 6 REFERANSER

- 1 World Energy Outlook 2002, IEA, Paris, 2003
- 2 World Energy Outlook 2004, IEA, Paris, 2004
- 3 World Energy, technology and climate policy outlook, WETO 2030, EUR 20366, ISBN 92-894-4186-0, 2003
- 4 WEC Energy for Tomorrow's World – Acting Now, ISBN 1-901640-06-X, London 2000
- 5 Richardson Bill, World Energy Council Congress, Houston, September 1998
- 6 Endresen Knut, et al, Vår vidunderlige vannkraft, Universitetsforlaget, 1992
- 7 Vogt Fredrik, Vår vidunderlige vannkraft, Teknisk Ukeblad nr. 46, 1960
- 8 Norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille, Aktivitetsprosjektet, Konkraft, 2003
- 9 Om Olje- og Gassvirksomheten, St.meld. 38, 2002
- 10 Gassteknologi, miljø og verdiskaping, NOU 2002:7
- 11 IEA Energy Technology Analysis; Prospects for CO<sub>2</sub> capture and storage, OECD/IEA, Paris 2004
- 12 Clean Coal Initiative, [www.eere.gov/hydrogenandfuelcells](http://www.eere.gov/hydrogenandfuelcells)
- 13 Bendiksen Kjell, Hydrogen – The energy carrier of the future? Global Energy Foresight, CAETS Seminar, Stavanger, May 26, 2004, [www.ntva.no](http://www.ntva.no)
- 14 Prodi Romano, The energy vector of the future, Conference on the Hydrogen Economy – A Bridge to Sustainable Energy, Brussels, June 16-17, 2003, [http://europa.eu.int/comm/research/energy/index\\_en.html](http://europa.eu.int/comm/research/energy/index_en.html)
- 15 Wall Street Journal, 22. oktober 2004

- 16 Andresen Bjørg, Future Energy Plants. Co-production of electrical power and hydrogen from natural gas with integrated CO<sub>2</sub>-capture, US-Norwegian Research and Technology Forum, Washington DC, October 7, 2003, se også [www.ife.no](http://www.ife.no)
- 17 Hydrogen Energy and Fuel Cells, Final Report of the High Level Group, EUR 20719 EN, ISBN 92-894-5589-6, 2003
- 18 Schmela M., Supersonic solar market, PHOTON International 3/2005
- 19 Energikilder, [www.enova.no](http://www.enova.no), 2005
- 20 Ressurskartlegging av småkraftverk, [www.nve.no](http://www.nve.no)
- 21 Smalley Richard E., Future global energy prosperity: The Terawatt challenge, MRS Bulletin, pp 412-417, Vol. 30, June 2005