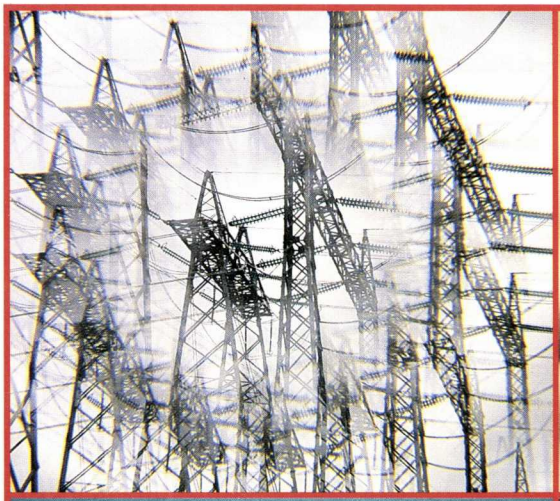
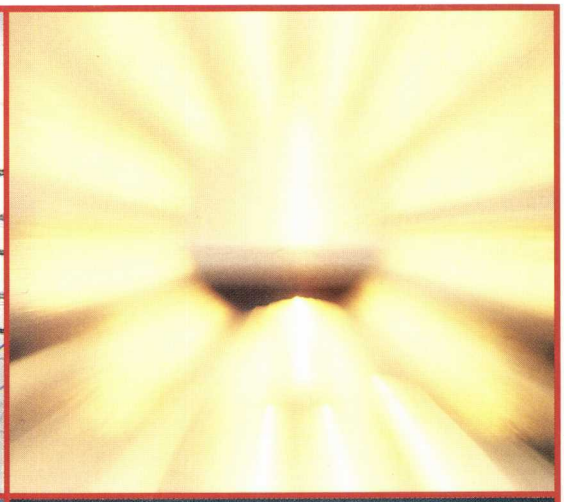
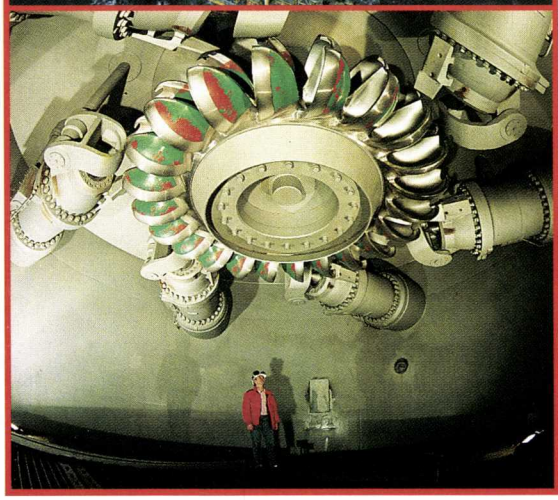
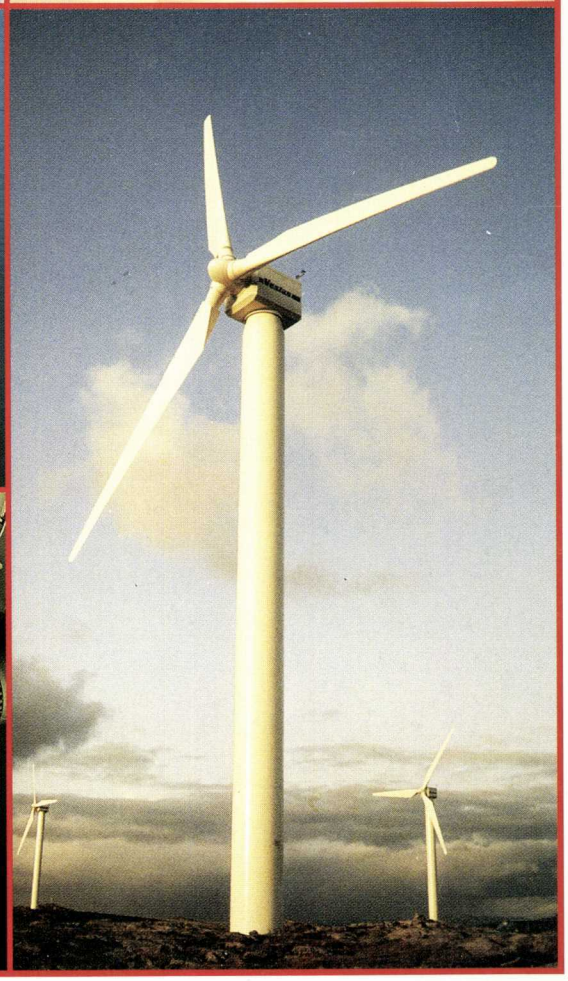
Energifakta 1992









Redaktør: Tore Jensen Lund

NVE
NORGES VASSDRAGS- OG ENERGIVERK

ENERGIFAKTA 1992
er utgitt av Norges vassdrags- og energiverk (NVE)

Redaktør:
Tore Jensen Lund

Grafisk formgivning og DTP:
Bentzen Bakken MNGDJ

Satsutkjøring:
Frøysa Grafisk A/S

Trykk:
as Stjerne Trykk

Forsidebilder:

Øverst til venstre:	© Zenith-Film Scandinavia AS
Øverst til høyre:	© Zenith-Film Scandinavia AS
I midten til venstre:	© Norsk Hydro as
Nederst til venstre:	© Per O. Breifjell, Oslo Energi
Nederst til høyre:	© Erling Solberg, NVE

Publikasjonen kan bestilles hos NVE

Middelthuns gate 29
Postboks 5091, Maj
0301 Oslo

Telefon: 02 - 95 95 95
Telefax: 02 - 95 90 00

ISSN 0802-1309

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

FORORD

Dette heftet tar sikte på å dekke behovet for en kortfattet og ajourført fremstilling av Norges energisituasjon. Heftet kommer ut en gang årlig.
Alle beskrivelser er gjort så knappe som mulig med de følger det får for nyanseringen. Virksomheten på kontinentalsokkelen er i liten grad behandlet. Vi viser til Olje- og energidepartementets faktahefte for denne sektoren.

Den første delen av heftet er en enkel energilære med gjennomgang av energitekniske begreper, mens den siste delen tar seg av energiforsyning og energibruk.

Fremstillingen vil også være nyttig for mennesker utenfor fagmiljøene. Vi tenker bl.a. på mediefolk, lærere og elever.

Norges vassdrags- og energiverk

Oslo, september 1992

Erling Diesen

INNHOLD

		Side
1. ENERGI		9
2. ENERGITEKNISKE BEGREPER		10
3. NORGES ENERGIRESSURSER OG -RESERVER		12
4. NÆRMERE OM DE ENKELTE ENERGIBÆRERE		14
4.1	Vannkraft	14
4.2	Gasskraft	17
4.3	Olje- og gassressurser	18
4.3.1	Petroleumsreserver	18
4.3.2	Utvinnbare petroleumsressurser	18
4.4	Kullreserver	19
4.5	Nye fornybare energiressurser	19
5. PRODUKSJON OG FORBRUK AV ENERGI I NORGE		21
5.1	Innledning	21
5.2	Historisk utvikling i forbruk og produksjon av energi i Norge	24
5.2.1	Innledning	24
5.2.2	Fordelingen på energibærere	24
5.2.3	Elektrisitet	26
5.2.4	Petroleumsprodukter	28
5.2.5	Fast brensel	29
5.2.6	Sammenhengen mellom bruttonasjonalprodukt og energiforbruk	30
6. ENERGIPOLITIKK		31
6.1	Markedsutvikling	31
6.2	Punkttariffsystemet	31
6.3	Omorganisering av Statkraft	32
6.4	Kraftintensiv industri	32
6.5	Eksport og import	32
6.6	Statnett og Samkjøringen	33
6.7	Omlegging av avgiftene på elektrisk kraft	33
7. ENERGIPRISER OG OVERFØRINGSTARIFFER		34
7.1	Internasjonal prisutvikling på råolje	34
7.2	Oljeproduktpriser i Norge	35
7.3	Priser på norsk gass	35
7.4	Pris på elektrisk energi	36

Side

7.5 Utviklingen i prisene på olje og elektrisitet til oppvarming 38
7.6 Overføringstariffer 39

8. ENERGIØKONOMISERING 41

8.1 Hva menes med energiøkonomisering 41
8.2 Enøkpotensialet 41
8.3 Energiverkenes ansvar for enøk og lokal energiplanlegging 42
8.4 Statlige tiltak 42
8.4.1 Informasjon og opplæring 42
8.4.2 Introduksjon av effektiv energiteknologi 43
8.4.3 Statlig støtte til enøkinvesteringer hos forbruker 44
8.4.4 Tilskudd til utarbeiding av lokale energiplaner 44
8.4.5 Tilskudd til elforsyningen 44

9. FORSKNING OG UTVIKLING 45

9.1 Innledning 45
9.2 Omfanget av midlene 45
9.3 Utvikling på de ulike FoU-felter 46
9.3.1 Innledning 46
9.3.2 Effektiv energiteknologi 47
9.3.3 Olje og gass 47
9.3.4 Vannkraft 47
9.3.5 Kjernekraft 48
9.3.6 Nye fornybare energikilder 48
9.3.6.1 Bølgeenergi 48
9.3.6.2 Bioenergi 49
9.3.6.3 Solenergi 49
9.3.6.4 Vindenergi 49
9.3.7 Andre energikilder 49
9.3.8 Institutt for energiteknikk 49
9.3.9 Nordisk energisamarbeid 49
9.3.10 Energi og miljø 49
9.3.10.1 Samfunn, miljø og energi 49
9.3.10.2 Kvantifisering av miljøulemper 50
9.3.10.3 Vassdragsrelatert FoU 50
9.3.10.4 MILJØEFFEN 50

VEDLEGG 51

Tabell 1: Gjennomsnittlig teoretisk energiinnhold for utvalgte energibærere 51
Tabell 2: Omregningsfaktorer mellom ulike enheter for energi og energivarer 51
Tabell 3: Energitekniske definisjoner 52

TABELLREGISTER

Tabell		Side
2.1	Bruksvirkningsgrader for forskjellige energibærere	11
3.1	Reserver, produksjon og produksjonstid for noen energivarer i 1991	12
4.1.1	Land med størst vannkraftproduksjon i 1989	15
4.3.1.1	Reserveregnskap for utbygde og besluttet utbygde felt. Råolje 1980–91	18
4.3.1.2	Reserveregnskap for utbygde og besluttet utbygde felt. Naturgass 1980–91	18
4.5.1	Energireserver i form av biomasse	20
5.1.1	Energibalanse for Norge 1990	23
5.1.2	Energibalanse for Norge 1991	23
5.2.1.1	Energibalanse for Norge 1980–91	25
5.2.2.1	Energi- og elforbruket i noen land i 1989	26
5.2.3.1	Elektrisitetsbalansen 1970–91	27
5.2.3.2	Samkjøringspris 1980–91	27
5.2.4.1	Produksjon og forbruk av petroleumsprodukter og naturgass 1980–91	28
5.2.4.2	Salg av oljeprodukter til varmeformål 1980–91	29
5.2.5.1	Produksjon og forbruk av fast brensel i perioden 1980–91	29
7.2.1	Priser for en del petroleumsprodukter i perioden 1970–91	35
7.4.1	Gjennomsnittspriser ved salg til husholdninger og jordbruk i 1992	36
8.2.1	Enøkpotensialet 1989	42
8.4.1	Midler til enøktiltak i 1991 og 1992	43
8.4.2.1	Oversikt over de viktigste programmene	43
9.2.1	OEDs budsjett for energiforskning, 1991–92	46

Standardtegn i tabellene

•	Tall kan ikke forekomme
••	Oppgave mangler
–	Null
0	Mindre enn 0,5 av den benyttede enhet

FIGURREGISTER

Figur		Side
3.1	Produksjonens fordeling på energivarer i 1991	13
4.1.1	Tilsig av vann og elproduksjon over året	14
4.1.2	Elproduksjon i IEA-landene fordelt på energikilde	15
4.1.3	Elproduksjon i de nordiske land fordelt på energikilde, 1991	16
4.1.4	Vannkraftpotensialet pr. 15.6.1992	16
4.3.2.1	Gjenværende utvinnbare norske olje- og gassressurser pr. 31.12.1991	19
5.1.1	Skjematisk fremstilling av produksjon, omforming og forbruk av energi	22
5.2.1.1	Norges energiproduksjon og innenlands tilgang, 1970–91	24
5.2.2.1	Energiforbruk i Norge etter energivare, 1976–91	25
5.2.6.1	Energiintensiteter 1973–91	30
7.4.1	Omsetning til husholdninger og jordbruk fordelt på prisintervaller	37
7.4.2	Kraftprisindekser, 1975–91	37
7.5.1	Priser for nyttiggjort energi til oppvarming 1988–92	38
7.6.1	Gjennomsnittspriser for kraftoverføring	40

1. ENERGI

Energi er produktet av *effekt* og *tid*. En ovn som tilføres en effekt på 1 kilowatt (kW), vil f.eks. i løpet av en time tilføres energi tilsvarende 1 kilowatt-time (kWh). De energiformer vi kjenner til fra vår hverdag er først og fremst lys, varme og mekanisk arbeid (f.eks. transport). Energien slik den finnes i naturlig tilstand, kan ofte ikke brukes direkte. La oss ta vannkraften som eksempel. Hvis vi vil ha lys, må vi omforme vannets energi til elektrisitet. Vannkraften kalles da *primærenergi*, og elektrisiteten blir en *energibærer*.

Metode for energiomdannelse velges i første rekke ut fra økonomiske betraktninger, avhengig av hvilke energikilder og råstoffer man har adgang til. Omdannelsen av f.eks. fossile brensler kan skje både til varme, lys og mekanisk arbeid ved hjelp av forskjellige prosesser. Omdannelsen kan foregå i dampkraftverk, kraftvarmeverk, forbrenningsmotorer, ovner m.v.

2. ENERGITEKNISKE BEGREPER

Enheter og energi:

De aller fleste land i verden har sluttet seg til det såkalte SI-system. "SI" står for Système International d'Unitès. I dette systemet er grunnenheten for energi *joule* (J). Dette er også fastsatt som Norsk Standard (NS 1024). Elektrisk energi kan også oppgis i watt-sekund (Ws) eller watt-time (Wh). En kilowatt-time er lik 1000 Wh.

Tabellen bakerst i heftet gir en oversikt over energitekniske definisjoner og omregningsfaktorer mellom forskjellige energienheter (se vedlegg, tabell 2 og 3).

Primærenergi:

De energiråstoffene som utvinnes fra naturen kalles *primærenergi*. Eksempler på primærenergi er kull, råolje, naturgass, vannkraft, ved og vind.

Energibærere:

Når energien har fått en slik form at den egner seg godt til distribusjon og endelig anvendelse hos forbrukeren, kaller vi den *energibærer*.

Eksempler på energibærere er fyringsolje, bensin og elektrisitet. Tre, kull og naturgass er primærenergi som fungerer som energibærere, dvs. at de kan brukes til f.eks. husoppvarming i den form de finnes i naturen. Energibærere kan igjen omdannes til andre energibærere (sekundære energibærere), f.eks. elektrisitet til varme som kan nyttes i et fjernvarmesystem.

Teoretisk energiinnhold:

Den maksimale energimengde man kan utnytte pr. vekt- eller volumenhet av primærenergi varierer betydelig fra et råstoff til et annet. Den maksimale utnyttbare energimengde kalles "teoretisk energiinnhold". I praksis vil ikke hele det teoretiske energiinnholdet kunne nyttiggjøres, jfr. avsnittet om bruksvirkningsgraden.

De forskjellige energibærere har ulike fysiske egenskaper. Foreløpig er det f.eks. ingen energibærer som i nevneverdig grad kan konkurrere med råoljebasert drivstoff i størstedelen av transportsektoren. Vei- og lufttransport krever energibærere med høy energitetthet, dvs. med lav vekt i forhold til energiinnhold. Olje har større energitetthet enn kull. Man får altså en større energimengde når man forbrenner 1 kg olje enn 1 kg kull. Vind- og solenergi har lav energitetthet, og av denne grunn kreves det store arealer når man vil bygge vind- og solenergianlegg. Bak i heftet finnes en tabell over teoretisk energiinnhold for utvalgte energibærere (se vedlegg, tabell 1).

Nyttiggjort energi:

Den energi som en forbruker bruker f.eks. i form av lys i en lampe eller varme i stuen, kalles nyttiggjort energi. Nyttiggjort energi avhenger av energibærerens virkningsgrad i de forskjellige prosessene frem til sluttforbrukeren. Nyttiggjort energi er lik det teoretiske energiinnholdet multiplisert med bruksvirkningsgraden.

Bruksvirkningsgraden:

I praksis vil ikke hele det teoretiske energiinnholdet i en energivare kunne nyttiggjøres. Det oppstår tap både ved overgang fra en energiform til en annen og ved sluttforbruk av energivaren. Den andelen av energiinnholdet som kan nyttiggjøres, kalles *bruksvirkningsgraden*. Bruksvirkningsgrader for forskjellige energibærere og anvendelsesområder er angitt i tabell 2.1.

Tabell 2.1: Bruksvirkningsgrader for forskjellige energibærere og anvendelsomrader.[1] Kilde: SSB og OED

ENERGIBÆRER	INDUSTRI OG BERGVERK	TRANSPORT	ANNET FORBRUK
Kull	0.80	0.10	0.60
Koks	0.80	-	0.60
Ved	0.65		0.65
Gass til el. kraft	0.47 [2]		
Flytende propan og butan (LPG)	0.95	-	0.95
Bensin	0.20	0.20	0.20
Parafin	0.80	0.30	0.75
Diesel-, gass- og fyringsolje nr. 1 og 2	0,80	0.30	0.70
Tung fyringsolje	0.90	0.30	0.75
Elektrisitet	1.00	0.95	1.00

[1] Anslagene pa bruksvirkningsgradene er meget usikre. I enkelte undersokelser foreligger resultater som avviker betydelig fra virkningsgradene oppgitt i tabellen.
[2] Bruksvirkningsgraden av gass til el. kraft i et kombinert anlegg.

Tabellen viser klart at bruksvirkningsgraden er høy for elektrisitet og gass (LPG), lavere for kull og olje. Imidlertid må elektrisitet produseres ved bruk av primærenergi. De totale tapene fra energivaren utvinnes til energien er nyttiggjort, avhenger bl.a. av antall omvandlingsprosesser og hvilke energibærere som benyttes. Bruksvirkningsgraden for oljeprodukter er følgelig mindre når det dreier seg om transport enn for de øvrige sektorer, fordi omvandlingsprosessen også inkluderer mekanisk arbeid.

3. NORGES ENERGI-RESSURSER OG -RESERVER

Solen er jordens viktigste primære energikilde. Solenergien bindes i både korttids- og langtidslagring. Nedbørssyklusen representerer *korttidslagringen*. Når vannet varmes opp av solen, fordamper det og stiger opp til et høyere luftlag. Der fortettes det og faller ned igjen som regn eller sne. Vannet får da et tilskudd av stillingsenergi. Kull, olje og naturgass er eksempler på *langtidslagring* av solenergi. Disse energibærerne er planter som for millioner av år siden omdannet karbondioksid fra atmosfæren til biomasse ved hjelp av solenergi (fotosyntese).

Vi deler energiressursene inn i to hovedgrupper; *fornybare* og *ikke-fornybare*. Korttidsopplagret solenergi i form av vannkraft er en fornybar ressurs, likeledes bølgekraft, vindkraft, bioenergi og direkte nyttbar solenergi. Felles for de fornybare ressursene er at det er den årlige tilgangen som begrenser utnyttelsen av dem.

Ikke-fornybare ressurser består først og fremst av langtidsopplagret solenergi som kull, råolje og naturgass (eller mineralske ressurser som de kalles med et samlenavn).

Et begrep av mer praktisk interesse enn ressurser er *energireserver*. For at en ressurs kan kalles en reserve, må følgende to krav være oppfylt:

1. Ressursen må være identifisert. Ikke-identifiserte ressurser man bare antar finnes, regnes m.a.o. ikke som reserver.
2. Ressursen må være drivverdig. Det vil si at det må være økonomisk lønnsomt å utnytte den med dagens teknologi.

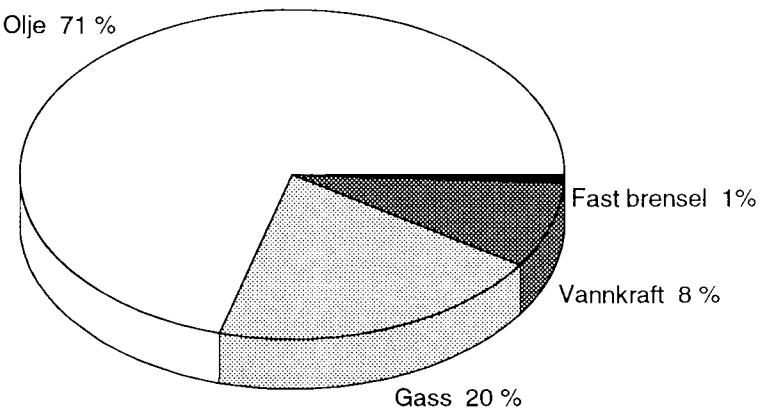
En oversikt over reserver og produksjon for de viktigste energivarene i Norge i 1991 er gitt i tabell 3.1. For de ikke-fornybare reservene er det også ført opp antall gjenværende produksjonsår med dagens produksjonsnivå.

Tabell 3.1: Reserver, produksjon og produksjonstid for noen energivarer, 1991[1] (PJ). Kilde: SSB

ENERGIVARE	RESERVE	PRODUKSJON	PRODUKSJONSTID ANTALL AR
Kull	357[2]	10	36
Olje	46826[3]	3953	12
Gass	51765[3]	1122	46
Vannkraft	554	398	Fornybar
Biomasse	64[2]	39	Fornybar

1) Ved dagens produksjon og uendrede priser og kostnader.
2) Tallene bygger på beregninger og er meget usikre.
3) Besluttet utbygde reserver.

Figur 3.1 viser hvordan produksjonen fordeler seg på de forskjellige energivarene i 1991.



Figur 3.1:
Produksjonens fordeling pa energivarer i 1991.
Kilde: SSB

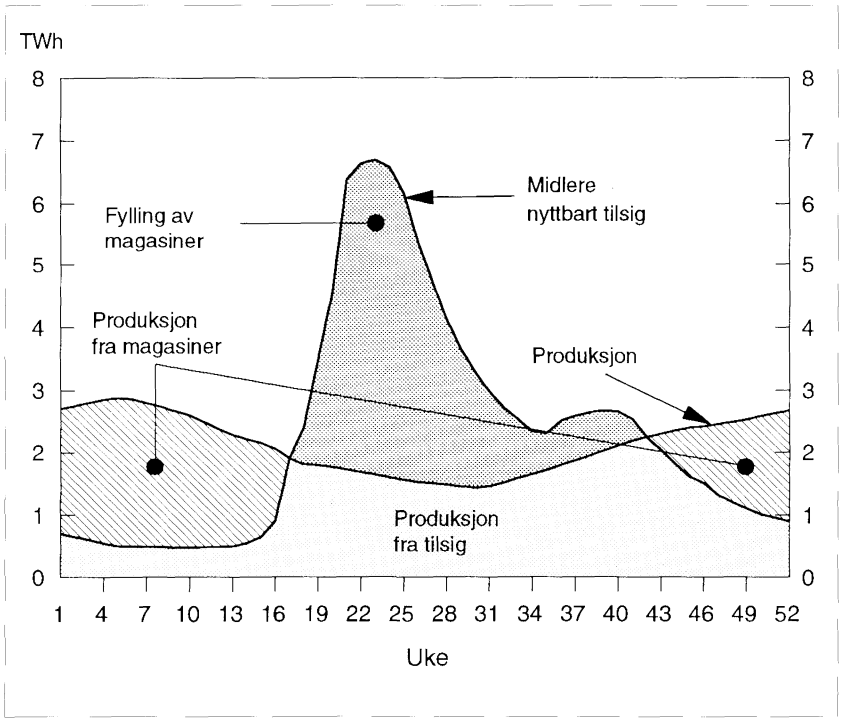
4. NÆRMERE OM DE ENKELTE ENERGIBÆRERE

4.1 VANNKRAFT

Vannkraft er en form for solenergi. Solen "løfter" vann opp fra jord- og havoverflaten ved fordampning. Vannet faller ned igjen som nedbør og samles opp i kraftverkenes magasiner. Nedbøren er svært ujevnt fordelt i Norge. I noen innlandsområder på Østlandet og i Finnmark faller det bare ca. 300 mm pr. år som er mindre enn i enkelte ørkenstrøk. På Vestlandet er det steder som har mer enn 15 ganger så mye nedbør som de tørreste strøkene i Norge. Nedbøren er også ujevnt fordelt over året og varierer betydelig fra år til år. Vannføringen i elvene er størst når snesmeltingen pågår, minst om vinteren når elektrisitetsforbruket er høyest. Disse variasjonene i tilførsel av vann til vannkraftsystemet øker behovet for magasinkapasitet. Figur 4.1.1 viser tilsiget av vann over året samt produksjon av elektrisk kraft i det norske vannkraftsystemet.

Vannkraft er helt dominerende i elektrisitetsforsyningen i Norge. I et normalår er i dag mer enn 99 % av elektrisiteten produsert fra vannkraft. Norge står i en særstilling internasjonalt når det gjelder vannkraftbasert kraftproduksjon. Elektrisitet fra vannkraft utgjør en mye større del av det totale energiforbruket i Norge enn i de fleste andre i-land.

Figur 4.1.1:
Tilsig av vann og elproduksjon over året, TWh/uke.
Kilde: NVE



Tabell 4.1.1:
Land med størst vannkraftproduksjon, 1989.
Kilde: FN

	VANNKRAFTPRODUKSJON		INSTALLERT YTELSE (VANNKRAFT)	
	TWh	ENDRING 1979–89 (% P.A.)	MW	ENDRING 1979–89 (% P.A.)
LAND				
Canada	291.4	1.8	57924	2.8
USA	272.0	- 0.3	88746	1.6
USSR	222.8	2.8	64100	2.5
Brasil	214.2	6.3	44622	6.2
Norge	118.3	2.9	26465	3.5
Kina	109.5	8.1	30000	4.6
Japan	97.8	1.4	37409	2.8
Sverige	72.1	1.7	15616	0.6
India	63.8	3.4	18504	5.0
Frankrike	51.2	- 2.9	24815	2.6

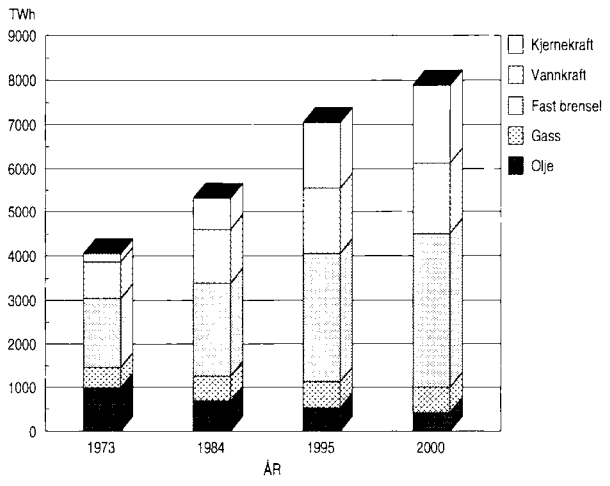
Tabell 4.1.1 viser de største vannkraftproduserende land i verden i 1989.

Figur 4.1.2 illustrerer historiske tall, samt den forventede produksjon og sammensetning av elproduksjonen i årene 1995 og 2000 i landene som er medlem av Det internasjonale energibyrå (IEA), mens figur 4.1.3 viser sammensetningen av elproduksjonen i de nordiske land i 1991.

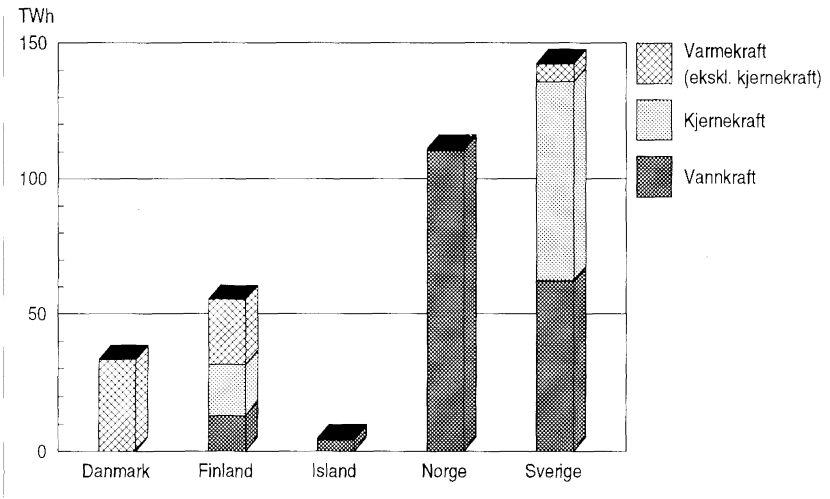
Norges registrerte vannkraftpotensial er pr. 15.6.1992 anslått til 176,2 TWh i år med normalt tilsig. Av dette potensialet er vassdrag med en produksjonsevne på 108,1 TWh bygget ut og i drift, 1,6 TWh under bygging og 2,1 TWh er klarlagt for utbygging (konsesjon gitt). Samtidig er vassdrag med en produksjonsevne på tilsammen 22,3 TWh vernet mot kraftutbygging gjennom verneplanene I, II og III. Regjeringen har i år lagt frem et forslag om vern av ytterligere 11,6 TWh (Verneplan IV).

Verneplan IV vil bli behandlet i Stortinget parallelt med den nye oppdatering av Samlet plan for vassdrag. Samlet plan er en prioritetsrangering av vannkraftprosjekter basert på kraftverksokonomi og graden av konflikt med andre brukerinteresser, og indikerer dermed hvilke prosjekter som først kan konsesjonsbehandles. Prosjektene i den nye Samlet plan-meldingen er foreslått delt

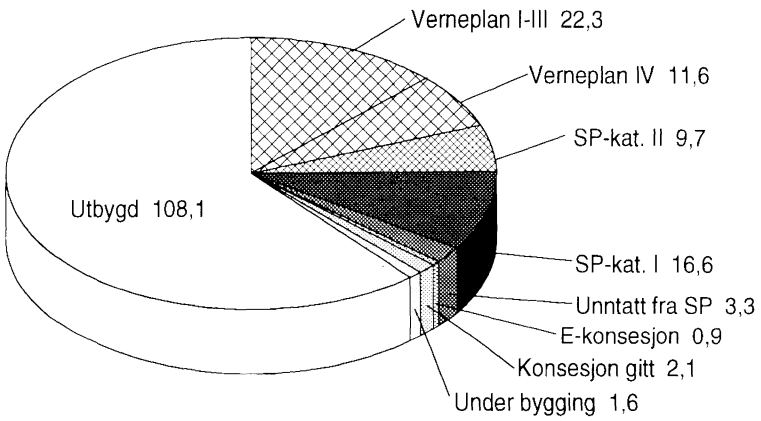
Figur 4.1.2:
Elektrisitetsproduksjon i IEA-landene fordelt på energikilde.
Kilde: IEA



Figur 4.1.3:
Elektrisitetsproduksjon i de nordiske land fordelt på energikilde, 1991.
Kilde: Nordel



Figur 4.1.4:
Vannkraftpotensialet pr. 15.6.1992, TWh.
Kilde: NVE



inn i to kategorier: *Kategori I, prosjekter som kan konsesjonsbehandles straks og fortløpende for å bidra til energidekningen i årene fremover og kategori II, prosjekter som kan nyttes til kraftutbygging eller andre formål og som ikke kan konsesjonsbehandles nå.* Produksjonspotensialet i kategori I er anslått til 16,6 TWh og i kategori II til 9,7 TWh.

I tillegg til prosjektene som er plassert i kategori I, er det også anledning til å konsesjonsbehandle en rekke andre prosjekter med en samlet produksjonsevne på 4,2 TWh. Disse prosjektene er enten holdt utenfor Samlet plan eller trenger kun konsesjon etter energiloven.

I 1992 er det bevilget 90 mill. kr i byggestønad til opprustning og utvidelse av eldre kraftverk. Dette omfatter prosjekter som enten er plassert i kategori I eller som er unntatt fra Samlet plan.

Figur 4.1.4 viser vannkraftpotensialet pr. 15.6.1992.

De vannkraftressurser som ikke er disponert, er i det vesentlige lokalisert på Vestlandet og i Nordland fylke. De to nordligste fylkene, Trøndelagsfylkene og fylkene rundt Oslofjorden har meget lite vannkraft igjen å bygge ut.

4.2 GASSKRAFT

I det norske vannkraftsystemet varierer produksjonsevnen i takt med nedbørsmengden fra år til år. Et varmekraftverk kan supplere vannkraftproduksjonen i nedbørssvake år (tørrårsverk), eller det kan gå med relativt jevn belastning uavhengig av tilsigsmengden (grunnlastverk).

I løpet av de siste årene har det vært vurdert å bygge gassfyrte kombinerte anlegg (grunnlastverk) og rene gassturbinverk (tørrårsverk) for elektrisitetsproduksjon. De mest aktuelle lokaliseringssteder har vært Kårstø, hvor naturgass er tilgjengelig i dag, Midt-Norge, i forbindelse med utbygging av Haltenbanken og ilandføring av gass, og Østlandet, som krever et transportsystem for gassen.

Hovedkomponentene i et kombinert anlegg er gassturbin, dampturbin, kjeleanlegg og generator. I gassturbinen komprimeres luft før brensel tilføres. Den påfølgende forbrenning fører til at luften ekspanderer. Dermed frigjøres energi til å drive generatoren som igjen produserer elektrisitet. Varme fra gassturbinens avgass gjenvinnes idet vann oppvarmes og fordamper i en avgasskjel. Den produserte dampen ekspanderer i en dampturbin som driver en annen eller samme generator som gassturbinen.

Virkningsgraden for et kombinert anlegg kan bli ca. 50 % av energiinnholdet i gassen. Til sammenligning vil én gassturbin (tørrårsverk) ha en virkningsgrad på ca. 33 %, mens én dampturbin (gassfyrt kondenskraftverk) vil kunne utnytte vel 40 % av brenselsenergien til elektrisitetsproduksjon.

Kraftkostnadene for varmekraftverk, spesielt tørrårsverk, avhenger av hvordan produksjonen tilpasses kraftetterspørselen og de store variasjonene i tilsiget i det norske (vann)kraftsystemet. For et grunnlastverk vil gasskraft kunne konkurrere med ny vannkraft til om lag 27 øre/kWh, dersom gassen koster mindre enn ca. 90 øre/Sm³.

For tiden anses ikke gasskraftverk å være aktuelt i Norge p.g.a. miljøproblemer i forbindelse med utslipp av karbondioksid.

4.3 OLJE- OG GASSRESSURSER

4.3.1 Petroleumsreserver

Tabell 4.3.1.1 og 4.3.1.2 viser reserveregnskap for utbygde og besluttet utbygde felt for henholdsvis råolje og naturgass 1980–91.

Tabell 4.3.1.1: Reserveregnskap for utbygde og besluttet utbygde felt. Raolje 1980–91. Mtoe. Kilde: SSB

	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991
Reserver pr. 1. jan.	520	650	838	871	1028	916	1094
Nye felt	24	65	60	155	–	105	94
Omvurdering	- 24	56	22	59	- 38	155	11
Uttak	- 24	- 38	- 49	- 57	- 75	- 82	- 93
Reserver pr. 31. des.	496	733	871	1028	916	1094	1107

Tabell 4.3.1.2: Reserveregnskap for utbygde og besluttet utbygde felt. Naturgass 1980–91. Mtoe. Kilde: SSB

	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991
Reserver pr. 1. jan.	406	399	1259	1247	1267	1258	1230
Nye felt	32	9	8	17	–	19	54
Omvurdering	- 27	6	10	33	22	- 18	19
Uttak	- 26	- 27	- 30	- 30	- 31	- 28	- 27
Reserver pr. 31. des.	385	387	1247	1267	1258	1230	1275

4.3.2 Utvinnbare petroleumsressurser.

Med utvinnbare petroleumsressurser menes ressurser som er påviste og som lar seg utvinne kommersielt med dagens teknologi. Det omfatter både felt besluttet utbygget og felt under vurdering.

I henhold til Oljedirektoratets anslag utgjorde totalt påviste, utvinnbare ressurser i Norge pr. 31.12.1991 i underkant av 5400 mill. tonn oljeekvivalenter (mtoe). Av disse ressursene finnes 2060 mtoe i felt som er i drift, 1330 mtoe i felt besluttet utbygd, 900 mtoe i felt som er planlagt utbygd. Andre funn utgjorde 1090 mtoe.

Frem til 31.12.1991 er det blitt produsert totalt ca. 1000 mtoe olje og gass fra norsk kontinentalsokkel. I prosent utgjør totalproduksjonen 32 % av oppdagede oljeressurser og 11 % av oppdagede gassressurser. Med det nåværende utvinningstempo vil de påviste oljeressurser vare i i ca. 18 år. Gassproduksjonen vil med dagens produksjonsnivå og ressursgrunnlag kunne fortsette i vel 110 år.

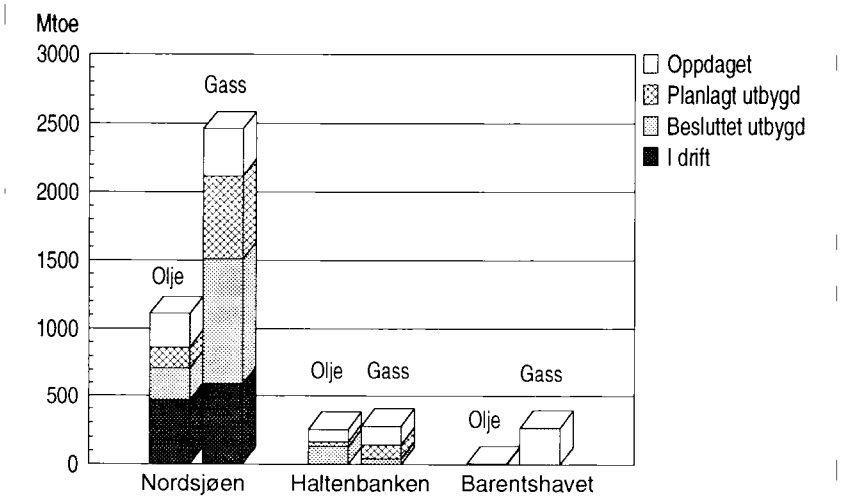
Av de påviste ressursene finnes 4570 mtoe i Nordsjøen, 530 mtoe på midtnorsk sokkel (Haltenbanken) og 270 mtoe i Barentshavet. I Nordsjøen utgjør gass ca. 60 % og olje og kondensat ca. 40 % av ressursene. På Haltenbanken fordeler ressursene seg med 52 % på gass og 48 % på olje, mens ressursene i Barentshavet i overveiende grad består av gassfunn.

Fra utgangen av 1990 til utgangen av 1991 viser Oljedirektoratets ressursregnskap at tilveksten av oljereserver er større enn produksjonen. For gass er forholdet motsatt. For felt i drift og felt besluttet utbygget skyldes økningen i oljereservene hovedsaklig en oppgradering av reservene i Statfjord og Ekofisk.

Oljeproduksjonen fra norsk kontinentalsokkel forventes å stige til rundt 105 mtoe pr. år eller 2,15 mill. fat pr. dag i 1996. Det er imidlertid ikke utelukket at produksjonen kan nå et enda høyere nivå i midten av 1990-årene. Deretter forventes produksjonen å synke noe mot år 2000. Nedgangen kan i noen grad bli motvirket av nye funn. Gassproduksjonen forventes å øke sterkt de nærmeste 10–20 årene. Det er derfor ikke urimelig å anta en gassproduksjon på mellom 50 og 60 mrd. Sm³ et stykke ut i neste ti-år.

Figur 4.3.2.1 viser gjenværende utvinnbare olje- og gassressurser på norsk sokkel pr. 31.12.1991

Figur 4.3.2.1: Gjenværende olje- og gassressurser pa norsk sokkel pr. 31.12.1991. Mtoe. Kilde: Oljedirektoratet



4.4 KULLRESERVER

Norges kullreserver finnes på Svalbard. Påviste, utvinnbare og drivverdige reserver ble i utgangen av 1991 beregnet til omkring 13 mill. tonn. I tillegg er ca. 12 mill. tonn lokalisert i Svea, hvor gruven ble nedlagt i 1987 på grunn av dårlig lønnsomhet.

Store Norske Spitsbergen Kulkompani A/S på Svalbard produserte 330 000 tonn kull i 1991. Samlet produksjon var 25 000 tonn høyere enn i 1990. 20 % ble solgt på det norske marked, mens 80 % ble eksportert.

Prisene på det internasjonale kullmarkedet sank med nærmere 10 % i 1991. Store Norske Spitsbergen Kulkompani oppnådde en gjennomsnittlig kullpris på kr. 281,– pr. tonn i 1991 mot kr. 308,– pr. tonn i 1990.

Kull som en viktig energikilde i en global sammenheng, kom i søkelyset etter Verdenskommisjonens rapport om miljø og utvikling. Rapporten slo fast at bl.a. forbrenning av kull kan bidra til globale miljøproblemer gjennom utslipp av karbondioksid, f.eks. global oppvarming.

4.5 NYE FORNYBARE ENERGIRESSURSER

Med nye fornybare energiressurser menes sol, vind, bølgekraft og biomasse. I dag utgjør vannkraft, olje, gass og faste brensler størstedelen av energiressursene i Norge. Bruken av de nye fornybare energikildene er økende i land som

Danmark, Sverige, Nederland, Tyskland og Italia. I fremtiden kan disse energikildene komme til å gi et større bidrag til den totale energidekningen i Norge enn i dag. Når det gjelder bølgekraft, har Norge ligget i forkant av forskningen internasjonalt. Det vises til kapittel 9 om energiforskning.

Biomasse er en betydelig energiressurs. Det forskes også på andre energiressurser, f. eks. sol og vind, men disse kan foreløpig bare konkurrere med de konvensjonelle energikildene under helt spesielle forhold. Energi fra biomasse kan imidlertid i dag produseres til en pris som kan konkurrere med energiprisen fra konvensjonelle kilder. Energireservene av biomasse er ført opp i tabell 4.5.1. Det er viktig å understreke at det er knyttet en del usikkerhet til tallene. Tallene revideres ikke årlig. Alle tall er oppgitt i teoretisk energiinnhold. For å få reserver i form av nyttiggjort energi til forbruker må verdien for teoretisk energiinnhold multipliseres med bruksvirkningsgraden.

Tabell 4.5.1: Energireserver [1] i form av biomasse (PJ). Kilde: SSB

ENERGIKILDE		ENERGIINNHOLD
Biomasse i alt		63.9
Trevirke i alt		47.0
Løvtrevirke	21.0	
Førstegangs tynningsvirke	2.5	
Mermasse og hogstavfall	8.0	
Biprodukter fra skogindustrien	15.5	
Halm		5.8
Husdyrgjødsel		1.8
Avfall		9.3

[1] Det er små endringer fra år til år.

5. PRODUKSJON OG FORBRUK AV ENERGI I NORGE

5.1 INNLEDNING

Skjematisk kan produksjon, omforming og forbruk av energi fremstilles som i figur 5.1.1. Tallene i figuren er foreløpige tall.

Snitt 1 viser netto innenlands energitilgang, m.a.o. netto tilgang på *primærenergi*. Vi har altså justert uttaket av energivarer med eksporten og importen av energi, pluss lagerendringer.

Av primærtilgangen går en del med i produksjonen i energisektorene. ("Forbruk i energisektorene" i tabell 5.1.1 og 5.1.2). Dette gjelder særlig forbruket av naturgass i oljeutvinningen, andre gasser i oljeraffineriene og elektrisk kraft, først og fremst i pumpe- og vannkraftstasjoner.

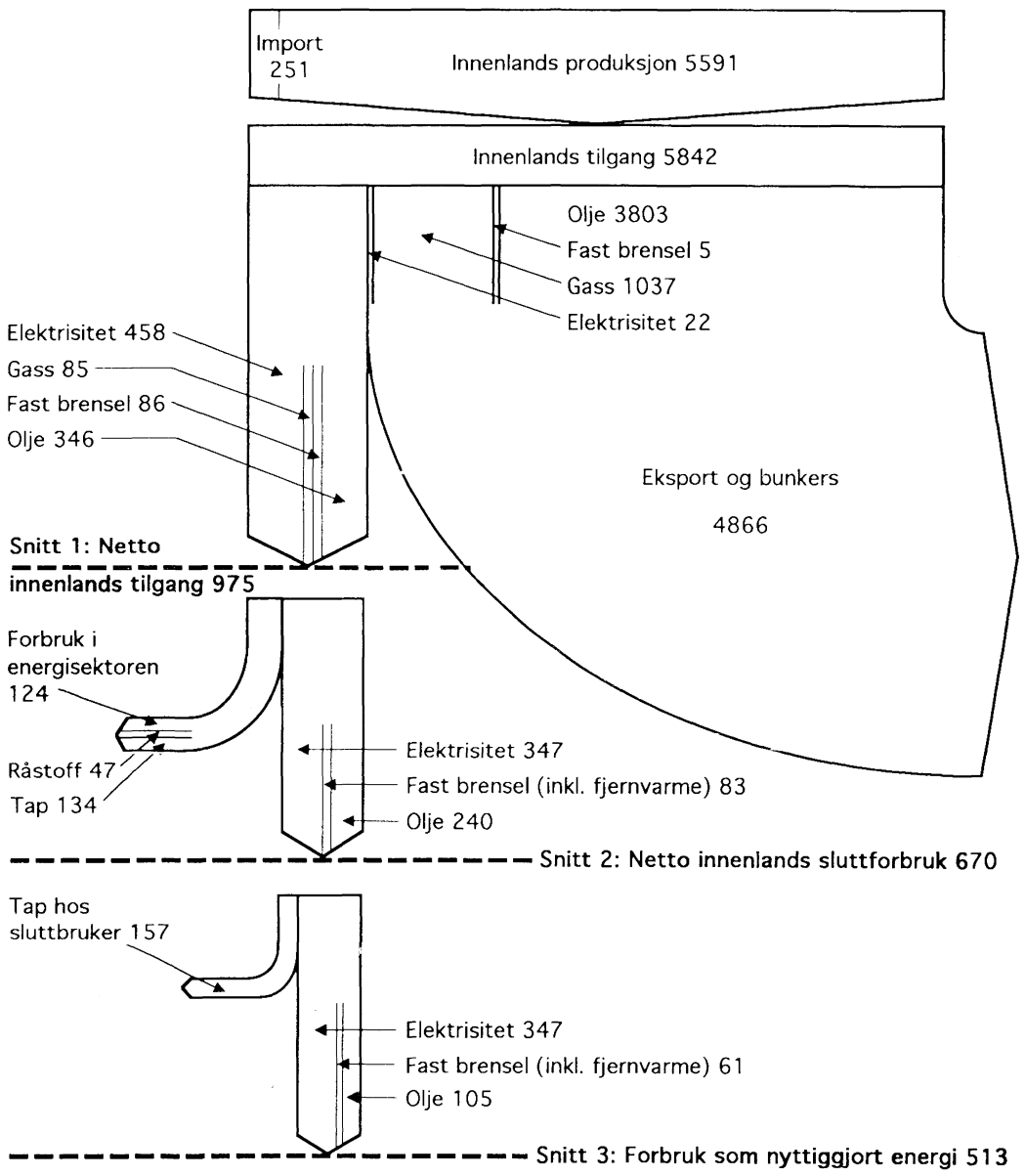
En del energibærere omformes til andre energibærere (sekundære energibærere). Viktigst i norsk sammenheng er produksjon av petroleumsprodukter i oljeraffineriene og produksjon av elektrisitet fra vannkraft.

Ikke alle energibærere brukes til energiformål. Noe nyttes som råstoff. Dette gjelder i første rekke petroleumsprodukter til produksjon av kjemiske råvarer, samt kull og koks i metallurgisk industri. Også en betydelig del av kraftforbruket i kraftintensiv industri bindes som kjemisk energi i produktene, for eksempel aluminium.

Snitt 2 viser energiinnholdet i bærere levert til sluttforbruk. Før tapet i sluttforbruket er trukket fra, kalles energien *tilført energi*.

I **Snitt 3** er det tatt hensyn til at ikke all energi blir nyttiggjort i praksis. Det kan eksempelvis nevnes at kun 50–80 % av energien i fyringsoljen blir nyttiggjort i våre sentralvarmeanlegg.

Energibalansen for 1990 og 1991 er presentert i henholdsvis tabell 5.1.1 og tabell 5.1.2. Alle tall er i petajoule (PJ). Nyttiggjort energi er beregnet ved å multiplisere energiinnholdet i bærere levert til sluttforbruk med bruksvirkningsgraden. Bruksvirkningsgradene er de som benyttes i offisiell norsk statistikk og varierer fra energibærer til energibærer og fra næringssektor til næringssektor.



Figur 5.1.1:
Skjematisk fremstilling
av produksjon,
omforming og forbruk
av energi i 1991 (PJ).
Kilde: SSB

	TOTALT	KULL, KOKS	VED, AVLUT, AVFALL ETC	RAOLJE	PETRO.-PROD.	NATURGASS, ANNEN GASS	VANNFALLS-ENERGI	ELEK-TRISITET	FJERN-VARME
1. Produksjon av primære energibærere	5155	9	38	3419	48	1127	513[1]	–	•
2. Import	258	48	0	69	140	–	–	1	–
3. Eksport	4367	11	0	2897	372	1028	–	58	–
4. Bunkers	19	–	–	–	19	–	–	•	–
5. Lagerendring (+ opp - ned)	- 62	- 1	••	- 62	1	•	–	•	•
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	964	45	38	528	- 202	99	513	- 57	–
7. Omvandling	1094	2	4	539	35	0	513	1	–
8. Produksjon av sekundære energibærere	1018	6	–	•	538	32	–	438	5
9. Forbruk i energisektorene	121	–	–	–	5	109	–	7	–
10. Energibærere brukt som rastoff	48	•	•	–	48	–	–	–	–
11. Tap	37	••	••	••	••	0	–	35	2
12. Stat. feil (6-7+8-9-10-11-13)	11	1	0	- 11	0	20	–	0	0
13. Energiinnhold i bærere levert til sluttforbruk	671	48	34	–	247	1	–	338	3
13.1 Industri og bergverk	244	47	15	–	20	1	–	160	1
13.2 Transport	152	–	–	–	150	–	–	2	–
13.3 Andre forbrukergrupper	275	0	19	–	78	–	–	176	2
14. Energiforbruk regnet som nyttiggjort energi	513	38	22	–	109	1	–	338	3
14.1 Industri og bergverk	227	38	10	–	17	1	–	160	1
14.2 Transport	39	–	–	–	38	–	–	2	–
14.3 Andre forbrukergrupper	247	0	12	–	55	–	–	176	2

▲ Tabell 5.1.1: Energibalanse for Norge, 1990 (PJ)

▼ Tabell 5.1.2: Energibalanse for Norge, 1991 (PJ)

	TOTALT	KULL, KOKS	VED, AVLUT, AVFALL ETC	RAOLJE	PETRO.-PROD.	NATURGASS, ANNEN GASS	VANNFALLS-ENERGI	ELEK-TRISITET	FJERN-VARME
1. Produksjon av primære energibærere	5591	10	39	3903	50	1122	468[1]	–	•
2. Import	251	43	0	69	128	–	–	12	–
3. Eksport	4863	6	0	3477	323	1037	–	22	–
4. Bunkers	17	–	–	–	17	–	–	•	–
5. Lagerendring (+ opp - ned)	14	1	••	10	4	•	–	•	•
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	975	47	39	504	- 158	85	468	- 10	–
7. Omvandling	1020	1	5	510	35	0	468	1	–
8. Produksjon av sekundære energibærere	957	5	–	•	519	28	–	399	5
9. Forbruk i energisektorene	124	–	–	–	3	114	–	8	–
10. Energibærere brukt som rastoff	47	•	•	–	47	–	–	–	–
11. Tap	35	••	••	••	••	0	–	33	2
12. Stat. feil (6-7+8-9-10-11-13)	36	5	–	- 6	37	- 1	–	0	–
13. Energiinnhold i bærere levert til sluttforbruk	670	46	34	–	240	0	–	347	3
13.1 Industri og bergverk	236	45	15	–	19	0	–	155	1
13.2 Transport	149	–	–	–	147	–	–	2	–
13.3 Andre forbrukergrupper	285	0	19	–	74	–	–	190	2
14. Energiforbruk regnet som nyttiggjort energi	513	36	22	–	105	0	–	347	3
14.1 Industri og bergverk	218	36	10	–	16	0	–	155	1
14.2 Transport	39	–	–	–	37	–	–	2	–
14.3 Andre forbrukergrupper	256	0	12	–	52	–	–	190	2

1) Elektrisitet blir i energibalansen behandlet som sekundær energi. Vannfallsenergien er primær energikilde for den elektrisiteten som blir produsert i vannkraftstasjonene. Ved produksjon blir det antatt at gjennomsnittlig 15 % av det potensielle energiinnholdet i vannfallsenergien gar tapt. Kilde: SSB

5.2 HISTORISK UTVIKLING I FORBRUK OG PRODUKSJON AV ENERGI I NORGE

5.2.1 Innledning

I 1960–årene var Norge en nettoimportør av energi. I 1971 startet oljeproduksjonen, og i 1975 ble Norge nettoeksportør av energi (slik fig. 5.2.1.1 viser). I 1991 var oljeproduksjonen på 90,5 millioner tonn oljeekvivalenter (mtoe), en økning på ca. 11,5 mtoe fra året før. Gassproduksjonen var på 27,3 mrd. Sm^3 (standardkubikkmeter), en nedgang på 0,4 mrd. Sm^3 i forhold til 1990. I tillegg ble det produsert 2,9 mtoe kondensat og NGL (våtgass).

I 1991 ble i alt 82,1 mtoe råolje og 25,2 mrd. Sm^3 naturgass eksportert til en verdi av om lag 99 mrd. kr.

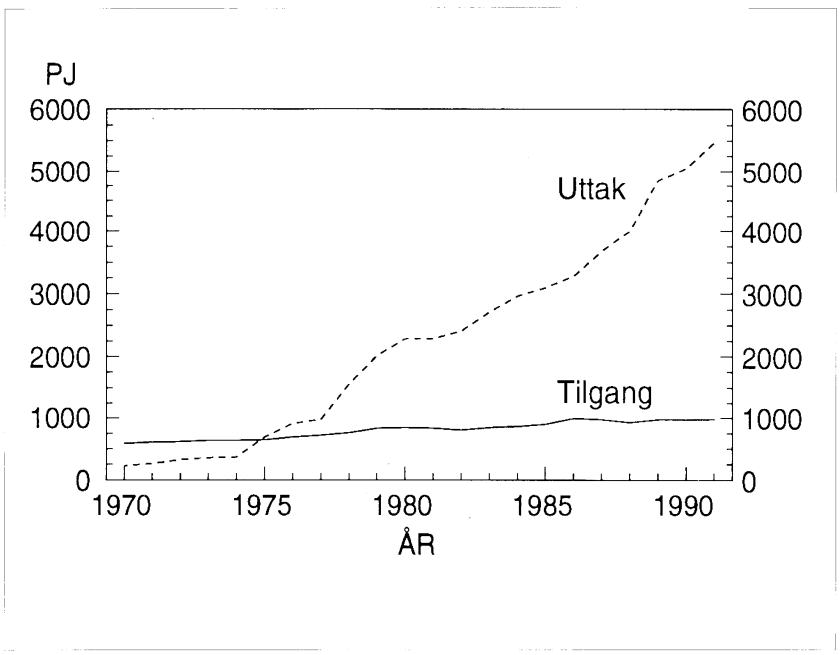
Variasjonene i forbruksveksten skyldes dels variasjon i økonomiske konjunkturer, dels variasjoner i klimatiske forhold og dels endringer i sammensetningen av energibærere.

Figur 5.2.1.1 viser den historiske utvikling i produksjon og innenlands forbruk.

Samlet innenlands energiforbruk (målt som netto innenlands tilgang) økte med 1,1 % fra 1990 til 1991. I perioden 1970–80 økte energiforbruket med 3,5 % pr. år i gjennomsnitt, mens det i perioden 1980–91 økte med gjennomsnittlig bare 1,4 % pr. år. Utviklingen i Norges samlede energiproduksjon og -forbruk i perioden 1980–91 er vist i tabell 5.2.1.1 (Energibalansen).

5.2.2. Fordelingen på energibærere

Petroleumsprodukter og elektrisitet er de viktigste energibærere i Norge. I 1991 ble 52 % av forbruket (netto sluttforbruk) dekket av elektrisitet, mens petroleumsprodukter utgjorde 36 %. Fast brensel dekket 12 % av forbruket.



Figur 5.2.1.1: Norges energiproduksjon og innenlands tilgang 1970–1991. Kilde: SSB

AR:	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991[1]
1. Produksjon av primære energibærere	2504	3195	3776	4092	4951	5155	5591
2. Import	475	272	318	248	241	258	251
3. Eksport	2120	2566	3116	3403	4207	4367	4863
4. Bunkers	12	14	14	17	14	19	17
5. Lagerendringer (+ ned - opp)	- 11	5	4	- 3	- 5	- 62	14
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	837	891	969	917	966	964	975
7. Omforming til andre energibærere[2]	718	807	870	859	959	1094	1020
8. Produksjon av sekundære energibærere	663	747	805	804	874	1018	957
9. Forbruk i energisektoren	65	75	82	91	96	121	124
10. Energibærere forbrukt som rastof	48	53	56	51	42	48	47
11. Tap	28	36	34	30	30	37	35
12. Statistiske feil	15	- 15	25	- 7	23	11	36
13. Energiinnhold i bærere levert til sluttforbruk (6-7+8-9-10-11-12)	627	681	708	698	690	671	670

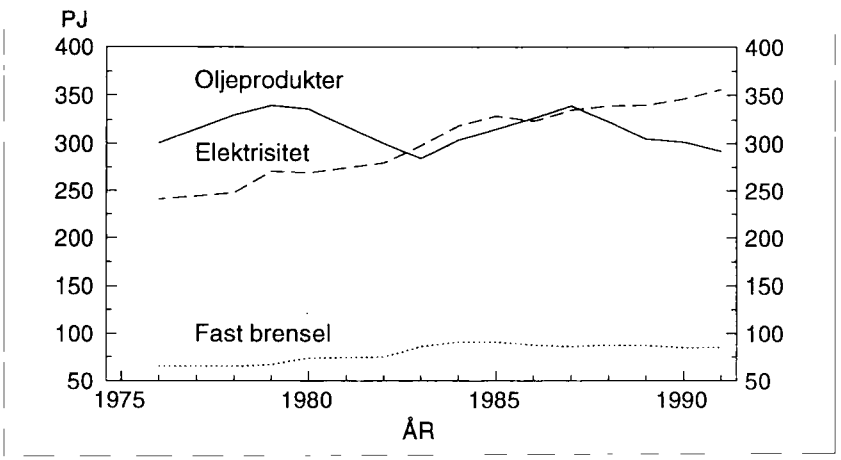
Tabell 5.2.1.1: Energibalanse for Norge, 1980–91 (PJ). Kilde: SSB

[1] Foreløpige tall.
[2] Noen energibærere omformes til andre energibærere (produksjon av sekundære energibærere). Viktigst i norsk sammenheng er produksjon av petroleumsprodukter i oljeraffineriene, der raolje er viktigste vareinnsats, og omforming av vannfallsenergi til elektrisitet.

Oljens andel av det samlede forbruket begynte å synke rundt 1973 og reduksjonen var særlig markert i årene 1980–83. Den svake økningen i den totale energibruken skyldes i første rekke økningen i elektrisitetsetterspørselen. Overgangen fra olje til elektrisitet henger naturlig nok sammen med den relative prisutviklingen mellom olje og el i perioden. Det vises til kapittel 7 for en nærmere redegjørelse for energiprisutviklingen.

Figur 5.2.2.1 viser utviklingen i elektrisitetsforbruk, forbruk av fast brensel og oljeforbruk i perioden 1976–1991.

Tabell 5.2.2.1 viser energi- og elektrisitetsforbruket pr. innbygger i noen land i 1989.



Figur 5.2.2.1: Energiforbruk i Norge etter energivare, 1976–91 (PJ). Kilde: SSB

LAND	TOTALT ENERGIFORBRUK [1] PR. INNB. (GJ)	TOTALT ENERGIFORBRUK [1] ENDRING 1979–89 (% P.A.)	ELEKTRISITETSFORBRUK [2] PR. INNB. (KWH)	ELEKTRISITETSFORBRUK [2] ENDRING 1979–89 (% P.A.)
Canada	320	0,2	18635	3,2
USA	297	- 0.9	12100	1,5
Australia	212	1,9	8882	3,5
Norge	210	1,1	24728	1,8
Nederland	195	0,4	5249	1,4
USSR	192	1,7	5875	2,4
Finland	169	0,7	12604	4,7
Island	167	0,5	18004	3,3
Vest-Tyskland	158	- 1,2	7122	1,6
Sverige	149	- 1,3	17023	3,9
New Zealand	148	4,8	8382	2,0
Storbritannia	147	- 0,3	5669	0,6
Danmark	129	- 2,5	6269	2,3
Japan	118	0,6	6503	2,5
Frankrike	116	- 1,2	6515	3,5
Italia	112	0,9	4223	2,6
Spania	73	0,4	3705	2,8
Cuba	45	1,4	1451	4,2
Kina	24	2,9	529	6,1
Brasil	23	0,0	1708	4,6
Egypt	22	4,6	720	5,8
India	9	6,1	313	6,1
Zambia	6	- 6,7	646	- 5,4
Nigeria	6	4,1	94	1,8
Bangladesh	2	7,2	66	9,0
Mosambik	1	- 10,4	534	- 6,4
Verden	57	- 0,3	2200	1,8

Tabell 5.2.2.1: Energi- og elektrisitetsforbruket i noen land, 1989. Kilde: FN

[1] Primært forbruk (energi levert til energiforsyningssystemet, inkl. tap ved omforming til andre energibærere) ekskl. leveranser til skip i utenriksfart.

[2] Brutto sluttforbruk (levert forbruker inkl. tap i overføringssystemet).

5.2.3 Elektrisitet

Kraftproduksjonen i 1991 var 111 TWh, en nedgang på nesten 11 TWh fra rekordåret 1990. Eksporten gikk ned med 10,2 TWh, fra 16,2 TWh i 1990 til 6 TWh i 1991.

Brutto fastkraftforbruk steg med 3,1 % fra 1990 til 1991. Bruttoforbruket av fastkraft til alminnelig forsyning var i 1991 71,9 TWh (temperaturkorrigert), en økning på 2,3 % fra året før. Forbruket i kraftintensiv industri viste en nedgang på 3,2 % fra 1990 til 1991.

Tabell 5.2.3.1 viser elektrisitetsbalansen for perioden 1970–91.

Forskjellen mellom produksjonen og fastkraftforbruket i et bestemt år blir delvis omsatt som tilfeldig kraft innenlands og delvis eksportert. I et år med

	AR:	1970	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991[1]
	Produksjon	57.6	84.1	103.3	104.3	110.0	119.2	121.8	111.0
+	Import	0.8	2.0	4.1	3.0	1.7	0.3	0.3	3.2
-	Eksport	1.6	2.5	4.6	3.3	7.4	15.2	16.2	6.0
=	Brutto totalforbruk	56.8	83.6	102.7	103.9	104.4	104.3	105.9	108.1
-	Tap	5.3	7.9	10.0	9.5	8.6	8.7	7.9	9.6
=	Nettoforbruk	51.5	75.6	92.7	94.5	95.8	95.6	98.0	98.5
-	Pumpekraft	0.0	0.5	0.8	0.7	1.0	0.4	0.3	0.7
-	Tilfeldig kraft til elektrokjeler	0.6	1.2	4.8	4.1	4.5	5.6	6.7	6.3
=	Netto fastkraftforbruk	50.9	73.9	87.1	89.7	90.3	89.6	91.0	91.5
	Kraftintensiv industri	23.2	27.9	30.0	28.9	29.6	29.6	29.6	28.7
	Alminnelig forbruk	27.7	46.0	57.1	60.8	60.7	60.0	61.5	62.9
	Brutto fastkraftforbruk	56.0	81.6	96.4	98.6	98.0	96.9	97.3	100.3
	Kraftintensiv industri	23.9	28.7	30.9	29.8	30.5	30.5	30.5	29.5
	Alminnelig forbruk	32.1	52.9	65.5	68.8	67.6	66.3	66.8	70.8
	Alminnelig forbruk brutto, temperaturkorrigert [2]	••	51.9	63.1	66.8	67.9	68.8	70.2	71.9

[1] Forelopige tall.
[2] Temperaturkorrigerte tall finnes ikke for 1973.

Tabell 5.2.3.1: Elektrisitetsbalansen, 1970–91, (TWh). Kilde: SSB og NVE

normalt tilsig vil systemet produsere vel 5 TWh tilfeldig kraft. Tilfeldig kraft går hovedsakelig til elektrokjeler, hvorav en betydelig del er i treforedlingsindustrien. Under gode konjunkturer kjøper også kraftintensiv industri tilfeldig kraft for å supplere sine fastkraftleveranser. I løpet av de 4 siste år har det vært en kraftig vekst i antall avtakere av tilfeldig kraft.

I 1986 var forbruket av tilfeldig kraft til elektrokjeler bare vel halvparten av hva det var i 1985. Den viktigste årsaken til dette var det sterke fallet i oljeprisene som i kombinasjon med en noe anstrengt kraftforsyningssituasjon gjorde det mer lønnsomt for eiere av elektrokjeler å fyre med olje. Fra 1987 til 1990 økte forbruket av tilfeldig kraft fra 4,1 til 6,7 TWh. Denne økningen har sin bakgrunn i gode tilsig og dermed lave priser på tilfeldig kraft omsatt gjennom Samkjøringen. I 1991 gikk dette forbruket ned med 0,4 TWh til 6,3 TWh. Tabell 5.2.3.2 viser prisen på tilfeldig kraft omsatt gjennom Samkjøringen for perioden 1980–91 i øre/kWh.

Energiloven som trådte i kraft 1.1.1992, åpner for friere omsetning av kraft. Det antas at dette vil føre til et mindre skarpt skille mellom fastkraft og tilfeldig kraft.

Tabell 5.2.3.2: Samkjøringspris (arsgjennomsnitt), 1980–91, øre/kWh. Kilde: Samkjøringen

AR:	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
Pris	10.4	5.7	8.4	2.0	5.0	12.6	11.5	7.5	5.2	3.3	3.4	11.6

5.2.4 Petroleumsprodukter

Tabell 5.2.4.1 viser utviklingen i produksjon og forbruk av petroleumsprodukter og naturgass i perioden 1980–91. Som nevnt innledningsvis var produksjonen av råolje (inkl. kondensat og NGL) i 1991 om lag 93,5 mill. tonn. Det er nesten 4 ganger høyere enn produksjonen i 1980 og mer enn dobbelt så høy som produksjonen i 1985. Produksjonen av naturgass var i overkant av 27 mrd. Sm^3 i 1991 eller ca. 5 % høyere enn i 1980.

Netto innenlands tilgang av råolje i 1991 var ca. 12 mill. tonn og gikk hovedsakelig til produksjon av petroleumsprodukter (sekundære energibærere). Omkring 2,5 mrd. Sm^3 gass ble anvendt innenlands, det vesentligste i energisektorene.

	1980		1985		1989		1990		1991[1]	
	RAOLJE PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3	RAOLJE PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3	RAOLJE PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3	RAOLJE PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3	RAOLJE PETR.PROD. 1000 T	NATURGASS OG ANNEN GASS MILL. SM^3
1. Produksjon av primære energibærere	24451	25946	38343	26699	74527	30745	81884	27823	93350	27279
2. Import	9872	–	4603	–	4439	–	4817	–	4539	–
3. Eksport	25185	25118	35454	25429	70406	28674	77096	25380	89659	25209
4. Bunkers	278	–	335	–	338	–	459	–	392	–
5. Lagerendringer	- 273	–	171	–	- 158	–	- 1444	–	320	–
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	8587	828	7328	1270	8064	2071	7702	2443	8158	2070
7. Omforming til andre energibærere	8212	–	8379	–	10626	4	13577	3	12877	3
8. Produksjon av sekundære energibærere	7801	605	7866	736	9731	500	12538	450	12119	400
9. Forbruk i energisektorene	169	1025	134	1463	62	2062	111	2300	65	2400
10. Energibærere forbrukt som rastoff	969	80	1102	85	904	–	1042	–	1022	–
11. Tap	16	14	16	27	–	7	–	–	–	–
12. Statistiske feil	331	6	- 552	170	135	396	- 260	501	7206	- 15
13. Netto sluttforbruk (6-7+8-9-10-11-12)	6691	308	6115	261	6071	101	5770	89	5593	82

[1] Foreløpige tall

Tabell 5.2.4.1: Produksjon og forbruk av petroleumsprodukter og naturgass, 1980–91 (PJ). Kilde: SSB

Fra 1980 til 1991 ble salget av oljeprodukter til varmeformål (omregnet til TWh nyttiggjort varme) redusert fra 28,4 TWh til 11,2 TWh eller med om lag 60 %. En stor del av olje til varmeformål ble i denne perioden erstattet med andre energibærere. Fra 1990 til 1991 sank forbruket (salget) med 1,3 TWh. I 1991 ble det brukt olje til varmeformål i husholdning, industri og andre næringer tilsvarende 11,2 TWh elektrisk energi (temperaturkorrigert 11,9 TWh). Av dette var 3 TWh tungolje og 6,9 TWh lette fyringsoljer og parafin. Tungoljeforbruket er vesentlig knyttet til dampproduksjon i industrien. Av parafin og lettoljeforbruket på 6,9 TWh utgjorde parafin 1,4 TWh.

En stor del av oljeforbruket til varmeformål er idag knyttet til sentralfyringsanlegg. Investeringsbehov og gevinst i driftsutgifter ved en eventuell omlegging vil være avgjørende for takt og volum i overgangen fra elektrisitet til olje.

Tabell 5.2.4.2 viser utviklingen i salget av oljeprodukter til varmeformål omregnet til TWh nyttiggjort varme.

Tabell 5.2.4.2: Salg av oljeprodukter til varmeformål 1980–91, TWh nyttiggjort varme. Kilde: SSB, NVE (1991)

	VIRKN.GRAD	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991
Parafin	0,75	3,3	1,8	2,2	2,0	1,7	1,5	1,4
Fyringsolje nr. 1	0,70	5,8	4,4	5,1	4,7	4,3	4,1	3,6
Fyringsolje nr. 2	0,70	5,1	3,2	3,3	2,9	2,5	2,2	1,9
Spesialdestillat	0,80	1,2	0,8	0,8	0,8	0,9	1,1	1,4
Tung fyringsolje	0,75	12,9	6,7	6,3	5,2	4,7	3,7	3,0
I alt		28,4	16,9	17,8	15,6	14,1	12,5	11,2
I alt temp.korr.		27,8	15,9	17,2	15,9	15,6	14,0	11,9

5.2.5 Fast brensel

Fast brensel omfatter kull, koks, ved, treavfall og annet avfall og avlut brukt som brensel. Forbruket (netto innenlands tilgang) av fast brensel gikk ned med gjennomsnittlig 1,6 % pr. år fra 1970 til 1975. I perioden 1975–80 har det vært en forbruksvekst på gjennomsnittlig 2,0 % pr. år. Fra 1980 til 1991 økte forbruket gjennomsnittlig med 1,5 % pr. år.

Den største bruker av kull og koks er jern- og stålindustrien.

Utviklingen i produksjon og forbruk av fast brensel i perioden 1980–91 er vist i tabell 5.2.5.1.

Tabell 5.2.5.1: Produksjon og forbruk av fast brensel, 1980–91 (PJ). Kilde: SSB

AR:	1980	1985	1987	1988	1989	1990	1991[1)]
1. Produksjon av primære energibærere	34	48	50	45	50	47	49
2. Import	47	59	46	49	47	48	43
3. Eksport	7	13	14	13	9	11	6
4. Bunkers	–	–	–	–	–	–	–
5. Lagerendringer (+ ned - opp)	0	- 2	4	6	2	- 1	1
6. Netto innenlands tilgang (1+2-3-4+5)	74	92	87	87	89	83	86
7. Omformimg til andre energibærere	14	16	16	13	6	6	6
8. Produksjon av sekundære energibærere	14	15	15	10	5	6	5
9. Forbruk i energisektoren	–	–	–	–	–	–	–
10. Energibærere forbrukt som råstoff	–	–	–	–	–	–	–
11. Tap	–	–	–	–	–	–	–
12. Statistiske feil	- 1	4	1	- 1	2	1	5
13. Energiinnhold i bærere levert til sluttforbruk (6-7+8-9-10-11-12)	73	87	84	86	86	82	80

[1)] Foreløpige tall

5.2.6 Sammenhengen mellom bruttonasjonalprodukt og energiforbruk

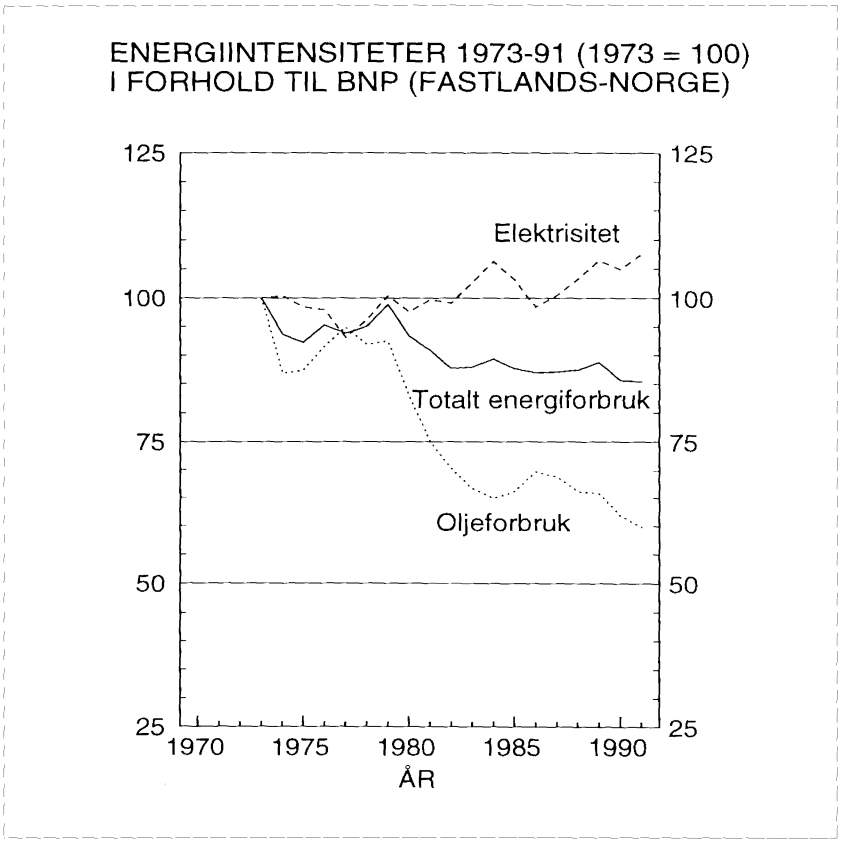
Sammenhengen mellom energiforbruk og økonomisk utvikling kan uttrykkes ved forholdet mellom energiforbruk og bruttonasjonalprodukt (BNP). Dette forholdstallet kalles økonomiens energiintensitet og forteller hvor mye energi som i gjennomsnitt går med til å produsere en enhet av vårt bruttonasjonalprodukt. Går forholdstallet ned, er det et uttrykk for at økonomien blir mindre energiintensiv. Omvendt når forholdstallet går opp.

Figur 5.2.6.1 viser utviklingen i energiintensiteten for norsk økonomi fra 1973 til 1991.

Figuren viser at både energiintensiteten totalt og oljeintensiteten har avtatt, og at nedgangen i den sistnevnte er størst. Elintensiteten har ikke gått ned i samme grad. Det skyldes at realprisen på elektrisitet til flere forbruksgrupper ikke har endret seg i nevneverdig grad i denne perioden.

En generell nedgang i energiintensiteten er ikke noe særnorsk fenomen. Liknende utviklingstrekk kan registreres i andre industrialiserte land. Realprisøkningene på energi, og olje i særdeleshet, har bidratt til dette, noe som fører til investeringer i mer energieffektiv teknologi.

Figur 5.2.6.1: Energiintensiteter 1973–91(1973=100). El., olje og samlet energiforbruk i forhold til BNP, ekskl. oljesektoren og utenriks sjøfart. Kilde: SSB



6. ENERGIPOLITIKK

6.1 MARKEDSUTVIKLING

Energiloven (nærmere beskrevet i Energifakta 1990–91) danner basis for organiseringen og etableringen av et friere og mer effektivt kraftmarked. Ledningsnettene, som er transportsystemet for kraft, er naturlige monopoler som må reguleres slik at alle aktører sikres lik tilgang. Omsetningen av kraft krever tilsyn for å sikre virksom konkurranse og en videre utvikling etter markedsøkonomiske prinsipper.

En åpen og ikke-diskriminerende adgang til transport av kraft er viktig for å virkeliggjøre hensikten med energiloven. Nettene er å oppfatte som monopoler, og Norges vassdrags- og energiverk (NVE) er gitt en viktig oppgave for å regulere nettene på en måte som sikrer likebehandling av alle aktører. Ved uenighet om vilkår eller tvister om beregningsmåte for overføringstariffer, treffes avgjørelse av NVE. I Budsjett-innstilling S. nr. 8 (91–92) signaliserer Stortinget *"at NVE så snart som mulig får etablert retningslinjer som sikrer rask klagebehandling og som kan fremme en effektiv handel med kraft uavhengig av eierforhold i nettet"*.

Energiloven begynner å få innvirkning på utviklingen i kraftmarkedet. Det er blitt en økende konkurranse om kundene og et prispress. Resultatet er derigjennom lavere kraftpriser til energiverkene og mot industribedrifter. Energiverkene tilbyr i større grad enn før fleksible kontraktsbetingelser.

Én forklaring er at nye selskaper har etablert seg som direkte konkurrenter til tradisjonelle energiverk. Det dreier seg om meglere og tradere, dvs. selskap som driver krafthandel uten selv å eie kraftverk eller nett. Disse selskapene har en viktig rolle for å fremme konkurransen på både kort og lang sikt. Også enkelte energiverk er aktivt ute og konkurrerer i andre energiverks områder. For å kunne møte den økende konkurransen må energiverkene i større grad enn tidligere bli mer markedsorienterte

Et element for å effektivisere kraftmarkedet er å redusere antall energiverk, basert på frivillige sammenslåinger. I 1991 ble antall fordelingsverk redusert med 8 til 207 enheter som en følge av sammenslåinger. Videre oppmuntres energiverkene til å endre selskapsform fra kommunale selskaper til aksjeselskaper. I løpet av 1991 og første halvdel av 1992 har en rekke energiverk skiftet til aksjeselskapsformen, slik at de står bedre rustet til å møte den økende konkurransen.

6.2 PUNKTTARIFFSYSTEMET

En punkttariff er en samlet overføringstariff for alle nettnivåer som kraften må transporteres gjennom. Punkttariffprinsippet ble innført i sentralnettet den 1. mai 1992 og forenkler dermed avregningen ved transport av kraft i det

overliggende nett. Punkttariffsystemet innebærer at det kun skal være nødvendig med én avtale for å få adgang til hele landets nettsystem og dermed også få adgang til det nasjonale kraftmarked. For regional- og fordelingsnettene skal punkttariffer innføres innen 1.1.1993. Resultatet blir en forenkling av handelen på tvers av tradisjonelle forsyningsgrenser og økte muligheter for forbrukere og energiverk til å operere i kraftmarkedet.

Etter at prinsippene for transportsystemet begynner å falle på plass, er neste oppgave på vei mot et mer velfungerende og effektivt kraftmarked å organisere en nasjonal markedsplass, dvs. en kraftbørs. Samkjøringen er i ferd med å restrukturere og oppdatere sine markeder og har planer om å introdusere et terminmarked for kraft fra årsskiftet 1992/93.

6.3 OMORGANISERING AV STATKRAFT

I sin behandling av St. prp. nr. 100 (1990–91) "Omorganisering av Statkraft" vedtok Stortinget å dele Statkraft i to adskilte enheter som medførte at produksjonsvirksomheten og overføringsvirksomheten ble lagt i to statsforetak, h.h.v. Statkraft SF og Statnett SF.

Et statsforetak (SF) er en organisasjonsform for næringsvirksomhet som eies av staten alene. Staten garanterer 100 % for foretakets virksomhet. For nærmere detaljer se NOU 1991:8 "Lov om statsforetak".

Uten deling ville konkurransefunksjonen og monopolfunksjonen være samlet i ett og samme foretak, med fare for sammenblanding av de to funksjonene. De nye foretakene kom i drift 1.1.1992.

Statkraft konkurrerer nå på forretningsmessige vilkår på lik linje med andre kraftprodusenter. Statkraft er fremdeles tillagt en vesentlig rolle i kraftleveranser til industrien, gjennom at foretaket har det forretningsmessige ansvaret for industrikontraktene.

Statnett vil ha ansvar for sentralnettet og det overordnede ansvar for driftskoordineringen. Samkjøringen vil frem til 1. januar 1993 ivareta den praktiske gjennomføringen av driftskoordineringen på vegne av Statnett.

6.4 KRAFTINTENSIV INDUSTRI

Stortinget gjorde den 8. november 1991 vedtak vedrørende betingelsene i kraftkontrakter mellom statens kraftverker og den kraftintensive industrien. Ved behandlingen av St. prp. nr. 104 (1990–91) "Om fornyelse av Statkrafts industrikontrakter og vilkårene i kontraktene om foregrepne hjemfall m.v." ble det fremhevet av energi- og industrikomiteens flertall at det nå ble lagt *"til rette for langsiktige, stabile og konkurransedyktige rammevilkår"*.

Det ble også vedtatt at de berørte industribedriftene kunne velge mellom to alternative prisbaner ved forhandlingene med Statkraft, gjeldende fra 1996 og frem til år 2010. Alternativ 1 er en realpriskontrakt hvor det legges til grunn en realpriskurve. Alternativ 2 består i at kraftprisen gjøres avhengig av prisen på bedriftens produkt og varierer med denne.

6.5 EKSPORT OG IMPORT

Stortinget sluttet seg til St. prp. nr. 81 (1991–92) om "Organisering av uten-

landshandelen med elektrisk kraft" den 17. juni 1992. Dette betyr at Statnett, på vegne av staten, gjennom konsesjoner gitt av Olje- og energidepartementet (OED), vil ivareta både den kortsiktige handelen og administrere kontraktshandelen mot utland. Kontraktshandelen vil begrenses til kontrakter på inntil fem år og begrenset til 4 TWh pr. år. Avtaler av lengre varighet vil bli underlagt konsesjonsbehandling av OED. Statkraft SF overtar de eksisterende eksportkontraktene som forvaltningsbedriften Statkraft har inngått på vegne av staten.

6.6 STATNETT OG SAMKJØRINGEN

Statnett SF og Samkjøringen har inngått en samarbeidsavtale for 1992. Avtalen tar sikte på å regulere arbeidsdelingen i den praktiske driftskoordinering mellom Statnett og Samkjøringen for året 1992, slik at nåværende oppgaveløsning videreføres best mulig. Avtalen skal sikre en rasjonell og sikker drift av kraftsystemet i avtaleperioden. Partene vil i avtaleperioden ikke bygge opp sin organisasjon eller ekspertise innen den praktiske driftskoordinering uten etter gjensidig avtale. Hensikten med dette er å bevare viktige fagmiljøer.

Statnett og Samkjøringen har i fellesskap og på fritt grunnlag utredet alternative modeller for fremtidig arbeidsdeling mellom de to foretakene. Alternativene har spent fra kun overføring av sentralnettsordningen fra Samkjøringen til Statnett, til full fusjon. 16. juni 1992 ble partene enige om å tilrå overfor sine styrende organer at Samkjøringen går inn i Statnett og at det opprettes et datterselskap til Statnett som tar seg av kraftformidlingen innenlands og mot utlandet. Den endelige avgjørelse tas av OED. Det ventes at ordningen trer i kraft fra 1.1.1993.

6.7 OMLEGGING AV AVGIFTENE PÅ ELEKTRISK KRAFT

En omlegging av elektrisitetsavgiften til en produksjonsavgift ble varslet i Nasjonalbudsjettet for 1992 og i St. prp. nr. 1 (1991–92) om skatter og avgifter. Arbeidsgruppen som ble nedsatt av Finansdepartementet, la frem sitt forslag i Revidert nasjonalbudsjett for 1992. Elavgiften ble foreslått lagt til produksjonsleddet og foreslås beregnet ut fra faktisk produksjon eller middelproduksjon i kraftstasjonen. Forslaget har til hensikt å spore til energiøkonomisering i kraftverk, i overførings- og fordelingsnettet og å sikre en økonomisk likebehandling mellom innenlands bruk av kraft og eksport. Omleggingen vil føre til et utvidet avgiftsgrunnlag, og dermed kan elektrisitetsavgiften forventes å bli satt ned fra dagens nivå. Omleggingen vil bli behandlet når saken endelig blir forelagt Stortinget.

Ved lov nr. 91 av 20.12.1991 ble merverdiavgiftslovens § 20 opphevet. Endringen trådte i kraft fra 1.1.1992 og medfører at merverdien på elektrisk kraft skal beregnes på vanlig måte, dvs. med 20 % av faktisk pris. Den tidligere § 20 i merverdiavgiftsloven gikk ut på at merverdiavgiften på elektrisk kraft ble fastlagt på grunnlag av en utjevningspris, slik at merverdiavgiften utgjorde det samme ørebeløp pr. kWh, uavhengig av prisnivået i det enkelte energiverk. Dette var en relativt komplisert ordning som vanskelig lot seg tilpasse en mer markedsbasert kraftomsetning i henhold til intensjonene i den nye energiloven.

7. ENERGIPRISER OG OVERFØRINGSTARIFFER

7.1 INTERNASJONAL PRISUTVIKLING PA RÅOLJE

De mest markerte trekk ved prisutviklingen på energi fra 1960 og frem til i dag var den dramatiske økningen i prisen på råolje i 1970-årene og prisfallet i 1980-årene, spesielt prisfallet i 1986.

Fra månedskiftet november/desember 1985 og frem til mars 1986 falt prisene for lette Nordsjooljer fra 30 USD (US dollar) pr. fat til 10 USD pr. fat. Nominelt var dette prisfallet mer dramatisk enn noen av prisendringene i 1970-årene. Etter at OPEC høsten 1986 igjen innførte produksjonsbegrensende tiltak, steg prisen først til et nivå rundt 15 USD pr. fat deretter til om lag 18 USD pr. fat ved utgangen av 1986. I 1987 holdt oljeprisen seg relativt stabil på rundt 18 USD pr. fat.

I 1988 var oljemarkedet nervøst med betydelige prisfluktuasjoner. Samholdet i OPEC var svekket, og systemet med offisielle priser brøt nærmest sammen. Våpenhvilen mellom Iran og Irak sommeren 1988 førte ikke til noen løsning på kvoteproblemene. En rekke OPEC-land produserte mer enn sine kvoter.

Gjennomsnittlig pris for norskprodusert olje var ca. 18 USD pr. fat i 1989. Bedringen i markedet i forhold til 1988, da gjennomsnittsprisen var 15 USD pr. fat, hadde sammenheng med en noe styrket kvotedisiplin i OPEC, høyere etterspørsel pga. høyere økonomisk vekst og midlertidige reduksjoner i tilgangen på alternativer til olje.

Prisen på Nordsjoolje steg kraftig gjennom 4. kvartal 1989 og nådde et nivå på ca. 22 USD pr. fat i midten av januar 1990. Prisene var drevet opp av en periode med ekstrem kulde på det amerikanske kontinentet og et påfølgende høyt forbruk av oljeprodukter.

Avtagende vekst i etterspørselen etter oljeprodukter førte til betydelig prisfall i 2. kvartal 1990, og i begynnelsen av 3. kvartal var prisen på Nordsjoolje falt til i underkant av 15 USD pr. fat. Dette er vel 3 USD lavere enn gjennomsnittsprisen for 1989.

Under OPEC-møtet i Geneve i juli ble medlemslandene enige om å redusere produksjonen for å sikre en pris på 21 USD pr. fat. Kort tid etter møtet oppsto konflikten i Gulfen. Dette førte til en kraftig økning i prisen på råolje. Mot slutten av september ble Nordsjoolje notert til til over 40 USD pr. fat, det høyeste prisnivået siden 1. kvartal 1981. Fra oktober og ut året var det betydelige svingninger i oljeprisen.

Prisen på Nordsjoolje har i hele 1991 vært relativt stabil. Ved årets begynnelse var oljeprisen over 26 USD pr. fat, men dette hadde sammenheng med de ekstraordinære forholdene i forbindelse med krisen i Gulfen. Etter at den USA-ledede koalisjonen hadde etablert militær kontroll over irakisk luftrom, falt prisen til om lag 20 USD pr. fat. Gjennom resten av 1991 har prisen på Nordsjoolje ligget på mellom 18 og 22 USD pr. fat.

AR	PARAFIN	FYRINGS-OLJE NR.1	FYRINGS-OLJE NR.2	TUNG FYRINGS-OLJE (NR.6)[1]	AUTO-DIESEL	HØYOKTAN-BENSIN
1970	**202,9**	**124,4**	**111,8**	**79,5**	**184,1**	**643,5**
1971	219.1	157.3	145.5	87.3	213.6	698.2
1972	205.6	137.4	126.3	78.4	189 9	654.1
1973	217.4	156.4	146.1	94.5	205.2	637.3
1974	325.9	259.6	250.3	160,2	308.6	756.5
1975	**278,1**	**222,0**	**213,6**	**146,8**	**266,2**	**673,1**
1976	289.3	237.6	229.9	141,9	279.3	659.4
1977	285,7	235,3	228.3	142,3	270.3	642.2
1978	274,4	228,1	220,8	129,3	261,9	657.9
1979	307.0	262.1	255.8	158,8	295.3	673.5
1980	**418,5**	**377,9**	**364,6**	**215,2**	**413,7**	**801,0**
1981	477.1	422.2	410.5	253.7	455.4	825.5
1982	485.7	416.7	406.1	226.7	447.7	784.8
1983	468.5	402.0	392.2	225.0	428.1	774.2
1984	451.0	388.5	380.0	253.6	414.7	770.7
1985	**431,2**	**371,0**	**360,0**	**225,7**	**394,8**	**717,9**
1986	303.5	246.9	235.2	140.1	271,1	621.6
1987	281.6	229.3	218.9	137.7	252.2	612.5
1988	271.3	216.6	203.9	145.0	240.9	603.4
1989	285.1	226.6	217.0	152.1	250.8	622.8
1990	**328,2**	**268,5**	**259,5**	**191,6**	**295,7**	**664,8**
1991	375.7	311.2	300.2	233.0	341.0	741.0

[1] Ekskl. mva.

Tabell 7.2.1: Priser for petroleumsprodukter i perioden 1970–91. Øre/liter. Kroneverdi 1991, alle avgifter inkludert. Typiske leveringskvanta. Kilde: Norsk petroleumsinstitutt

7.2 OLJEPRODUKTPRISER I NORGE

Grunnlaget for prisutviklingen og prisdannelsen for petroleumsprodukter i Norge er verdensmarkedets priser. Prisene påvirkes imidlertid også av det innenlandske kostnadsnivå, f.eks. ved transport. En tredje viktig faktor er avgiftene. Avgiften for mineraloljer (parafin, solarolje, autodiesel og fyringsoljer) består av en grunnavgift og en tilleggsavgift differensiert etter svovelinnhold. Tilleggsavgiften beregnes pr. påbegynt 0,25 % vektandel svovel.

I 1991 var grunnavgiften 32 øre/liter og tilleggsavgiften 7 øre/liter. Disse avgiftssatsene var uendret frem til 1.7.1992. Fra 1.7.1992 ble grunnavgiften redusert med 15 øre til 17 øre/liter, mens tilleggsavgiften var uendret. I tillegg kommer det en CO_2-avgift for mineraloljer på 30 øre/liter.

Priser for endel petroleumsprodukter er vist i tabell 7.2.1.

7.3 PRISER PÅ NORSK GASS

Norge har produsert og eksportert gass (naturgass) siden 1977. I 1991 var den norske produksjonen i overkant av 27 mrd. Sm^3. Mottagerne av norsk gass var Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike.

Norsk gass selges i henhold til langsiktige kontrakter. Det er betydelig variasjon når det gjelder prisbetingelser for de ulike kontraktene. Avhengig av den enkelte kontrakt justeres gassprisen periodevis etter formler som først og fremst omfatter prisene på oljeprodukter, hovedsakelig tung og lett fyringsolje. Prisjusteringene skjer på bakgrunn av utviklingen i oljeproduktprisene i en periode forut for justeringene, noe som gjør at gassprisen har et etterslep i tid i forhold til utviklingen i oljeprisen.

7.4 PRIS PÅ ELEKTRISK ENERGI

Det er i dag to hovedtyper av *tariffer* innen alminnelig forsyning.

- Blandet tariff, betegnet H3 for husholdninger og T3 for næringsvirksomhet. Disse tariffene har tre elementer, abonnementsavgift (som ideelt skal dekke de forbruksuavhengige kostnadene), effektledd (som skal dekke de kapasitetsavhengige kostnadene) og energiledd (som skal dekke de energiavhengige kostnadene).
- Energitariff, betegnet H4 for husholdninger og T4 for næringsvirksomhet. Disse tariffene inneholder kun et fast årsbeløp og et energiledd.

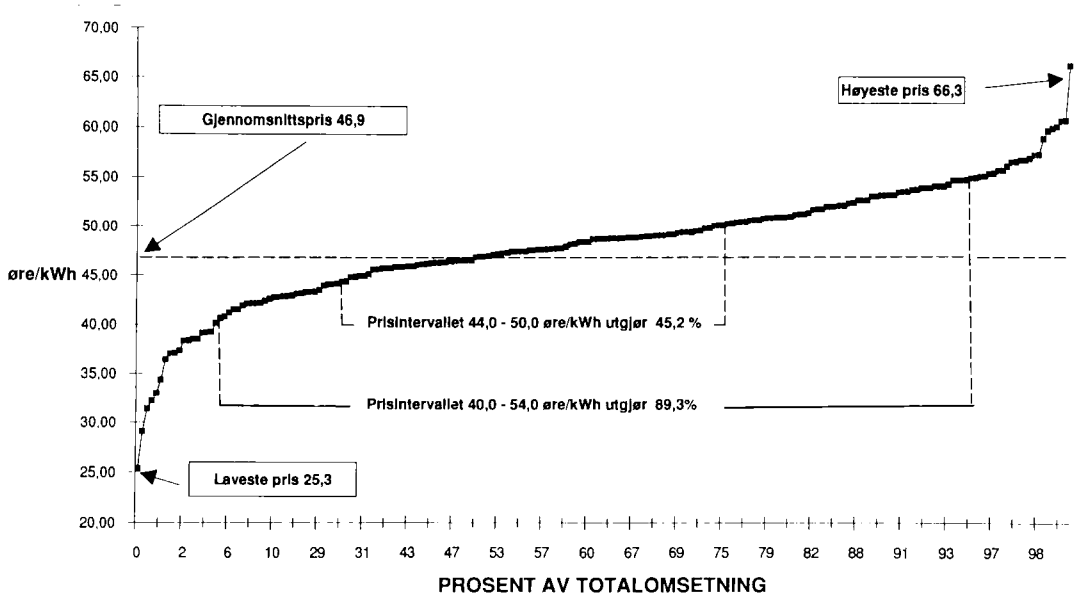
Elektrisitetsprisene var i 1991 i gjennomsnitt for hele landet (H4-tariffen, inkl. elavgift og merverdiavgift) 47,3 øre/kWh. For 1992 er gjennomsnittsprisen 46,9 øre/kWh, dvs. en reduksjon på 0,8 % fra 1.1.1991. Elavgiften steg fra 4 øre/kWh i 1991 til 4,15 øre/kWh i 1992.

Elektrisitetsprisene varierer mellom fylkene og innen de enkelte fylker. Tabell 7.4.1 viser fylkesvise gjennomsnittspriser til husholdninger og jordbruk, og høyeste og laveste pris pr. 1.1.1992.

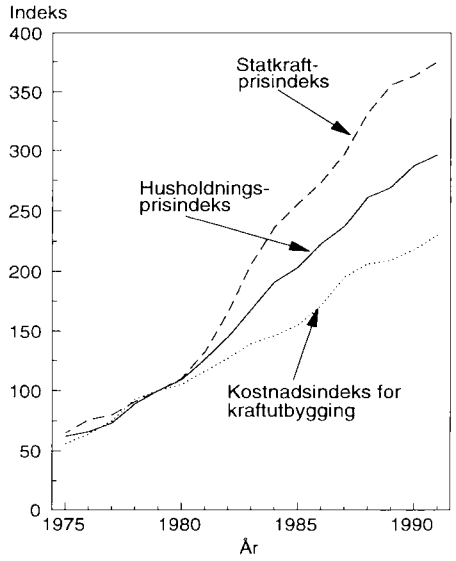
Tabell 7.4.1: Gjennomsnittspriser ved salg til husholdninger og jordbruk i 1992 inkl. elavgift og mva., øre/kWh. Kilde: NVE

FYLKE	GJENNOMSNITT	HØYESTE	LAVESTE
Finnmark [1,2]	37.6	39.3	34.3
Troms [1,2]	43.8	47.6	42.2
Nordland [1]	46.5	55.2	38.3
Nord-Trøndelag	51.8	51,8	51.8
Sør-Trøndelag	51.8	60,2	43.3
Møre og Romsdal	50.6	54,8	42.2
Sogn og Fjordane	46.5	60.0	25.3
Hordaland	47.3	57.4	29.1
Rogaland	46.4	52.4	39.2
Vest-Agder	45.9	45.9	45.9
Aust-Agder	45.5	47.0	37.1
Telemark	43.1	55.5	31,4
Vestfold	46,2	51.5	44,1
Buskerud	48,7	66,3	33.0
Oppland	49.0	55.2	43.0
Hedmark	51.0	52.7	50,4
Oslo	42.8	42.8	42.8
Akershus	49.2	60,8	42,4
Østfold	48.5	50.1	44,1
Hele landet	**46,9**	**66,3**	**25,3**

[1] Nord-Norge er fritatt for mva. på elforbruk til husholdningsformål
[2] Finnmark og Nord-Troms har fritak for elavgift



Figur 7.4.1:
Omsetningen til husholdninger og jordbruk fordelt pa prisintervaller (1992), inkl. elavgift og mva.
Kilde: NVE



Figur 7.4.2:
Kraftprisindekser 1975–1991.
Kilde: SSB, NVE og Statkraft

Store regionale forskjeller i kraftprisene vil få store konsekvenser for inntektsfordelingen. Det skyldes at utgiftene til elektrisitet kan utgjøre en betydelig del av forbrukernes samlede utgifter. For å få et bilde av de geografiske ulikhetene når det gjelder forbrukernes totale utgifter til elektrisitet, må en ta med de faste ledd i tariffen. En slik oversikt må også inkludere merverdiavgift i tillegg til elavgiften. Figur 7.4.1 viser spredningen i pris for husholdninger og jordbruk når en tar med merverdiavgift og elavgift i tillegg til både tariffens energi- og fastledd. Figuren viser at 45,2 % av forbrukerne betaler mellom 44 og 50 øre/kWh for elektrisk kraft, og 89,3 % betaler mellom 40 og 54 øre/kWh. Det er ikke utarbeidet tilsvarende tabell for næringsvirksomhet.

Det er betydelige prisforskjeller på elektrisitet levert til ulike brukergrupper. I industrien variere prisen mye, blant annet p.g.a. forskjellige brukstider og overføringskostnader.

Kraftintensiv industri får levert elektrisk kraft til en lavere pris enn andre næringer. For nærmere orientering om priser på elektrisitet levert til industrien, vises det til publikasjonen "Elektrisitetsstatistikk" som utgis årlig av Statistisk Sentralbyrå.

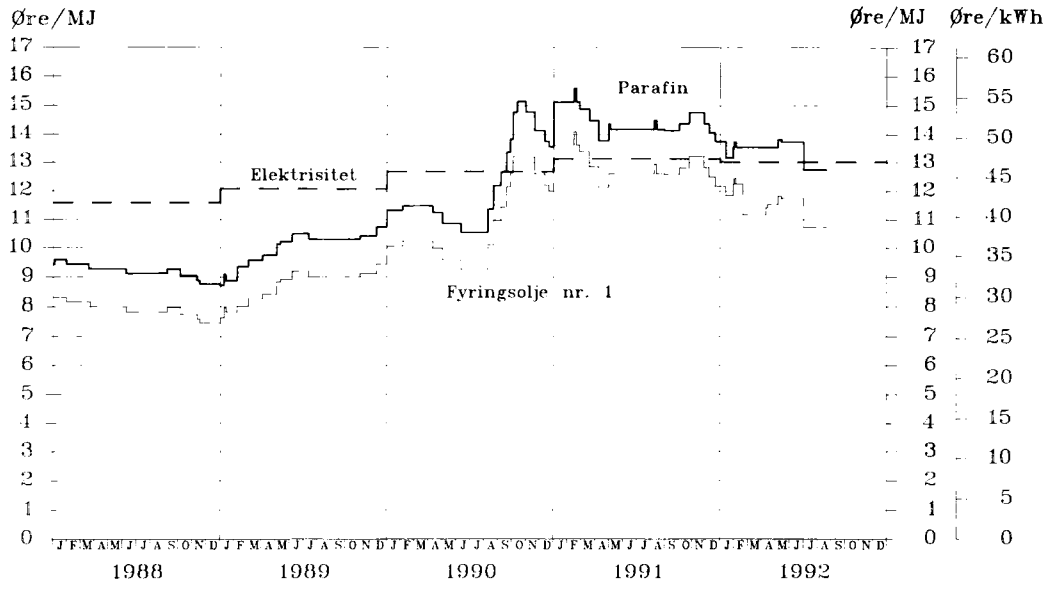
Figur 7.4.2 viser utviklingen i husholdningsprisindeks, Statkraftprisindeks og kostnadsindeks for kraftutbygging.

7.5 UTVIKLINGEN I PRISENE PÅ OLJE OG ELEKTRISITET TIL OPPVARMING

Prisene på fyringsoljeprodukter ble i perioden 1973–1985 omlag sjudoblet, samtidig som elektrisitetsprisene ble firedoblet. Konsumprisindeksen ble i samme periode omtrent tredoblet. Det førte til en kraftig økning i de reelle prisene på energi og i prisforholdet mellom olje og elektrisitet.

I 1973 var prisene på de fleste oljeprodukter lavere enn gjennomsnittsprisen på elektrisitet regnet i nyttiggjort energi. Etter oljeprisøkningen i 1973 ble prisen på fyringsoljer omtrent den samme som prisen på elektrisitet. I 1979 gjorde oljeprisene et nytt hopp som medførte at prisen på oljeprodukter (med unntak av tungolje) ble liggende betydelig høyere enn elektrisitetsprisene. I 1985 lå prisen på både parafin og fyringsolje nr. 1, regnet i nyttiggjort energi, klart over prisen på elektrisitet. I perioden 1986–87 falt oljeprisene kraftig, mens elektrisitetsprisene fortsatte å stige. I begynnelsen av 1989 begynte oljeprisene igjen å stige og har fra siste halvdel av 1990 og frem til 4. kvartal 1991 stort sett ligget nær eller noe over prisen på elektrisitet. På slutten av 1991

Figur 7.5.1: Prisutviklingen for noen energibærere inkl. alle avgifter, 1988–92. Kilde: NVE



begynte oljeprisene å synke og ligger pr. i dag noe under prisen for elektrisitet.

Figur 7.5.1 viser prisutviklingen for hhv. elektrisitet, parafin og fyringsolje nr. 1 for perioden 1988–92 regnet i nyttiggjort energi.

Elektrisitetsprisen er gjennomsnitt for hele landet. Som tabell 7.4.1 viser, er det stor variasjon i prisene mellom fylkene og for de enkelte everkene.

7.6 OVERFØRINGSTARIFFER

Energiloven innførte en ny sammenheng: Totalpris = kraftpris + kraftoverføringspris. Tidligere opererte energiverkene bare med totalpris. Nå skal denne kunne splittes i kraftpris og overføringspris (også kalt overføringstariff). Kraftprisen er prisen på konkurranseproduktet i elektrisitetssektoren, mens overføringsprisen er prisen på monopolproduktet. Kraftprisen dannes i et konkurransemarked uten at myndighetene normalt trenger å gripe inn. Overføringsprisen, derimot, fastsettes ut fra retningslinjer gitt av myndighetene, dvs. NVE.

Sentrale momenter i retningslinjene er:

1. Skillet mellom kraftomsetning og kraftoverføring skal nedfelles i energiverkenes regnskaper.

2. Energiverkene må legge om regnskapsføringen fra kommunale til normale regnskapsprinsipper, dvs. føre regnskap i henhold til regnskapsloven, slik næringslivet forøvrig gjør. Hovedsaken i dette er at investeringer skal avskrives på vanlig måte, nemlig av historiske kostnader og lineært over ca. 30 år.

3. Overføringskostnadene skal fordeles på nettnivåer.

4. Overføringstariffene settes slik at energiverket får kostnadsdekning, inkludert nødvendig avkastning. Maksimalavkastningssatsen er satt lik statsobligasjonsrenten pluss én prosentenhet i risikopremie; pr. september 1992 vil dette si 11 %.

Overføringstariffene skal i prinsippet være kostnadsbaserte. Imidlertid må man erkjenne at prisene i en monopolsektor aldri kan bli helt kostnadsriktige. Teoretiske prinsipper må til en viss grad vike for pragmatisme og enkelhet. Et eksempel på dette er punkttariffsystemet: Transport av kraft vha. en punkttariff blir like enkelt som transport av brev vha. et frimerke. Om punkttariffer, se kapittel 6.2.

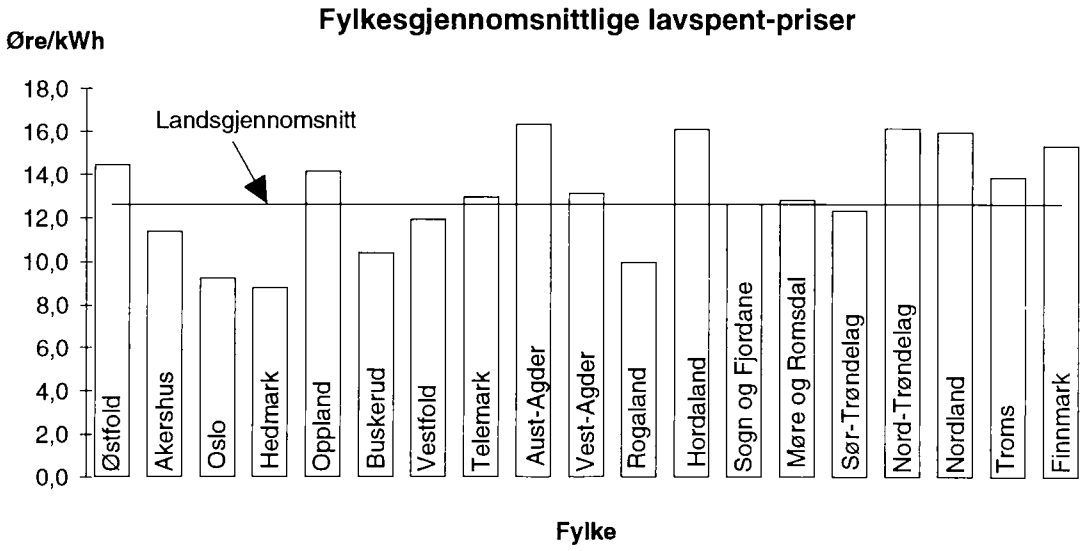
Energiverkene skal innmelde sine overføringstariffer til NVE. Halvannet år etter at den nye energiloven trådte i kraft, har NVE mottatt overføringstariffer fra 220 av landets 232 energiverk.

NVE utgir statistikk over overføringspriser i regional- og fordelingsnett. Statistikken gjengir ikke overføringstariffen som den står, men den overføringsprisen som fremkommer ved å omregne tariffens ledd til ett beløp.

Statistikken har vist seg nyttig for aktørene i elektrisitetssektoren – det være seg kraftverk, energiverk, kraftmeglere og -tradere og storforbrukere. Statistikken er også nødvendig i NVEs monopolkontroll av energiverkene.

Monopolkontrollen utøves primært i tvistesaker, dvs. saker der kunder har klaget energiverkets overføringstariffer inn for NVE.

Overføringsprisene viser naturlig nok stor spredning. Prisene for overføring gjennom hele fordelingsnettet ligger i gjennomsnitt for alle energiverk i landet pr. september 1992 på 12,6 øre/kWh. Figur 7.6.1 viser hvordan overføringsprisene varierer i landet. Både fylkesgjennomsnitt og landsgjennomsnitt er veide gjennomsnitt, der vektene er energiverkenes overføringskvanta.



Figur 7.6.1:
Gjennomsnittspriser for kraftoverføring f.o.m. lokalt høyspentnett t.o.m. lavspentnett, øre/kWh.
Kilde: NVE

8. ENERGIØKONOMISERING

8.1 HVA MENES MED ENERGIØKONOMISERING?

Begrepet enøk blir brukt om tiltak som:

- reduserer energitapet innenfor energiproduksjon, -fordeling og -bruk, og som ikke koster mer enn ny energiproduksjon
- medfører reduksjon i kostnad ved å gå over fra en energibærer til en annen (substitusjon)
- gir uendret eller lavere kostnad ved overgang fra en høyverdig til en mer lavverdig energikilde

Energiøkonomisering er ikke det samme som energisparing, for i begrepet energisparing ligger det ingen krav om økonomisk lønnsomhet.

Bakgrunnen for å drive med enøk er ønsket om å utnytte energiressursene våre på en fornuftig måte med hensyn til god samfunnsøkonomi og et godt miljø.

I enøkmeldingen fra 1989 formuleres følgende sentrale mål for enøkpolitikken og energiforskningen:

- å bidra til en samfunnsøkonomisk rasjonell utnyttelse av ressursene
- å bidra til å redusere negative miljøkonsekvenser av energibruken
- å stimulere til utvikling og innføring av energieffektiv teknologi

8.2 ENØKPOTENSIALET

Enøkpotensialet gir et bilde på hvilke muligheter som finnes for å redusere dagens energibruk i ulike sektorer, når lønnsomme enøktiltak gjennomføres. Selv om det er knyttet stor usikkerhet til beregninger av enøkpotensialet, gir det en indikasjon på hvor mye energi det er mulig å spare, og hvor mulighetene for innsparing er størst.

I enøkmeldingen fra 1989 er det gjengitt anslag for enøkpotensialet på brukersiden (boliger, yrkesbygg og industri) og på tilgangsiden (produksjon og overføring av elektrisitet).

I juni 1991 ble enøkpotensialet for boliger beregnet på nytt. Det samfunnsøkonomiske enøkpotensialet er beregnet til 7,5 TWh i boliger, hvorav 3,5 TWh elektrisitet og 4,0 TWh brensel. Potensialet er da korrigert for den komfortøkning som vil skje i byggene ved enøktiltak.

I overkant av 50 % av potensialet i boliger kan tilskrives ulike former for etterisolering, utbedring og tetting av vinduer. Potensialet for bruk av varmepumper i boliger er beregnet til 2,3 TWh. Resten er knyttet til ulike endringer i varmeanlegget, installasjon av forskjellige typer automatikk for styring av innetemperaturen, montering av utstyr for å redusere bruken av varmtvann, samt innføring av mer energieffektivt husholdnings- og belysningsutstyr. 54 % av enøkpotensialet finnes i boliger bygget i perioden 1955–80.

I yrkesbygg er 70 % av potensialet knyttet til installasjon av ulike styringssystemer for ventilasjon og oppvarming. Dette er tiltak med lav investeringskostnad, og det synes å være mest å hente i bygg reist i årene 1956–80. I industrisektoren kan en gjennom forbedrede prosesser og utnyttelse av spillvarme oppnå betydelige reduksjoner i energibruken. Det samlede potensialet er beregnet til vel 9 TWh for 1986, hvorav 4,6 TWh finnes i kraftintensiv industri og 2,6 TWh i treforedling.

Enøkpotensialet på tilgangssiden er beregnet til 5,5 TWh. 4,5 TWh er knyttet til opprustning og utvidelse av eldre vannkraftverk. 1 TWh er knyttet til opprustning av nettet, særlig gjennom investeringer i fordelingsnettet og lavspenningsnettet.

Tabell 8.2.1: Enøkpotensialet 1989 (TWh).

	BOLIGER (91)	YRKESBYGG	INDUSTRI	TILGANGSIDEN	TOTALT
Elektrisitet	3.1 (3.5)	2.0	6.6	5.5	17.2
Brensel	1.9 (4.0)	2.8	2.6		7.3
Totalt	5.0 (7.5)	4.8	9.2	5.5	24.5

8.3 ENERGIVERKENES ANSVAR FOR ENØK OG LOKAL ENERGIPLANLEGGING

Gjennom den nye energiloven er energiverkene pålagt et stort ansvar for utnyttelse av Norges enøkpotensial. I lovens forskrifter om vilkår for områdekonsesjon, blir energiverkene pålagt å ha en viss enøkaktivitet. Dette innebærer bl.a. informasjon og rådgivning for å medvirke til effektiv energibruk hos abonnentene. De skal også utarbeide en egen plan som viser enøkpotensialet i området og hvordan man best kan utnytte det.

8.4 STATLIGE TILTAK

For 1992 ble det over statsbudsjettet bevilget 503 mill. kr. under kapitlet energiøkonomisering. Tabell 8.4.1 viser hvordan midlene fordeler seg. I tillegg ble det i 1991 og 1992 bevilget henholdsvis 35,6 og 69,5 mill. kr. til energiforskning innen effektiv energiteknologi.

8.4.1 Informasjon og opplæring

Opplysningsaksjon for energiøkonomisering (OFE) har vært drevet av Olje- og energidepartementet (OED) og Institutt for energiteknikk (IFE) siden 1978. Fra 1. januar 1990 overtok IFE ansvaret for OFE på oppdrag fra departementet. Avtalen varer foreløpig ut 1993.

OFEs formålsbeskrivelse er formulert slik:

OFE skal fremme rasjonell og miljøvennlig energianvendelse ved formidling av informasjon og kunnskaper om energiøkonomisering. Virksomheten skal være knyttet til enøkfaglig forskning og utviklingsarbeid på flere nivåer og skal være basert på solid informasjons- og opplæringsfaglig viten og ferdighet. Informasjons- og opplæringsarbeidet skal være målrettet og resultatorientert. I den utstrekning det er praktisk mulig, skal resultatene etterprøves.

Tabell 8.4.1: Midler til enøktiltak i 1991 og 1992. Mill. kr.

	1991	1992
Informasjon og opplæring	19.4	25.0
Introduksjon av nye fornybare energikilder	19.4	22.3
Introduksjon av effektiv energiteknologi	33.0	35.5
Tilskudd til utarbeiding av lokale energiplaner	3.7	4.0
Enøk i statens bygninger	41.5	80.0
Tilskudd til enøk i kommunale og fylkeskommunale bygg	30.0	35.0
Tilskudd til enøk i industri- og næringsbygg	66.0	100.0
Tilskudd til boliger	–	25.0
Opprustning og utvidelse av kraftverk	25.0	90.0
Organisering av tilskuddsordninger	7.0	13.0
Tilskudd til elforsyningen	98.6	73.2
Sum	343.6	503.0

8.4.2 Introduksjon av effektiv energiteknologi

Målsettingen med statlig innsats for introduksjon av effektiv energiteknologi er å redusere det spesifikke energiforbruket.

NVEs ansvarsområde omfatter teknologiintroduksjon som er knyttet til bruk av energi i boliger, yrkesbygg og industri (stasjonær energibruk), samt fornybare energikilder (sol-, vind-, bølge- og bioenergi). Introduksjonsarbeidet innbefatter prototyptesting, finansiering av demonstrasjonsanlegg, markedsintroduksjon og informasjon i samarbeid med OFE. I 1992 har NVE et budsjett på tilsammen 57,8 mill. kr til disse oppgavene.

For å fremskynde spredningen av energieffektiv teknologi, er det satt sammen en portefølje av prosjekt og program som skal ivareta behover for bistand innenfor de forskjellige bransjer og teknologier. Programmene blir i stor grad administrert av eksterne samarbeidspartnere som Norges Teknisk-Naturvitenskaplige Forskningsråd (NTNF), Teknologisk Institutt, IFE og Stiftelsen VEKST.

Satsningsområder blir valgt ut etter følgende kriterier:

- Det lønnsomme energisparingspotensialet (enøkpotensialet) må være betydelig
- Innenfor de prioriterte områdene må det ligge norske industrimuligheter
- For å forsvare statlig bruk av midler må det finnes barrierer i markedet som hindrer markedet i å fungere, eller som gjør at markedet utvikler seg for sent

En oversikt over de viktigste programmene er vist i tabell 8.4.2.1.

I tillegg finansieres en rekke enkeltprosjekter. Bl.a. for å få frem gode prototyp- og demonstrasjonsanlegg for varmepumper som benytter "miljøvennlige" arbeidsmedier.

Tabell 8.4.2.1: Oversikt over de viktigste programmene.

Prototyp- og demonstrasjonsprogram for utvikling og introduksjon av effektiv og miljøvennlig energiteknologi i industrien	Bransjenettverket for norsk industri
Produktutvikling og forsøksbygging i bygge- og anleggsektoren	Program for sparefinansiering og kvalitetssikring
Program for anvendelse av varmepumper	Program for markedsintroduksjon av energi og miljøprodukt
EMIL, enøk og miljøpakkeprogram	Program for renere teknologi og energiøkomisering

8.4.3 Statlig støtte til enøkinvesteringer hos forbruker

Staten legger stor vekt på å fremme energiøkonomisering i egne bygninger, og bevilgningene til dette formål er 80 mill. kr i 1992. Dette innebærer en dobling av innsatsen siden 1990.

I 1990 ble det innført en ny ordning med statlige tilskudd til enøktiltak i kommunale og fylkeskommunale bygg, til industri og til private næringsbygg. Målet med ordningen er å påskynde gjennomføringen av enøktiltak som ellers ikke ville blitt utført. Prosjekter som har en høy bedriftsøkonomisk lønnsomhet, faller utenfor ordningen. Støtten er begrenset til 20 % av enøkinvesteringen. I tillegg kan det søkes lån for inntil 50 % av kostnadene.

I 1992 ble en tilsvarende ordning for boliger startet. Huseiere kan søke om støtte til enøktiltak og installasjon av varmepumpe. Mulige tiltak er rangert, og man må utføre de mest effektive tiltakene først. Det blir gitt et bestemt tilskudd ut i fra hvor stor boligen er og tiltakets omfang. Spesielle søknadsskjemaer kan fås fra kommunen og det lokale energiverket.

Tilskudds- og låneordningen for boliger forvaltes av Husbanken, ordningen for kommunale og fylkeskommunale bygg av Kommunalbanken, mens ordningen for industri og næringsbygg forvaltes av Industribanken. Forespørsler om ordningen og saksgangen kan rettes til alle landets energiverk.

8.4.4 Tilskudd til utarbeiding av lokale energiplaner

For å stimulere til utarbeiding av lokale varmeplaner er det siden 1985 gitt tilskudd til slike planer. Fra 1990 er ordningen utvidet til å gjelde lokal energiplanlegging generelt. Målsettingen er å fremme integrert energiplanlegging der enøktiltak på brukersiden og investeringer i lokale energikilder vurderes på linje med investeringer i ny produksjonskapasitet.

8.4.5 Tilskudd til elforsyningen

Tilskudd til energiverk gis vesentlig til energiverk med høye fordelingskostnader, for ombygging og forsterking av fordelingsnettet.

9. FORSKNING OG UTVIKLING

9.1 INNLEDNING

Rasjonell produksjon og bruk av energi har stor betydning for landets økonomi. Vår energirikdom gjør at vi i global sammenheng har et særlig ansvar for å forvalte ressursene fornuftig. De økende miljøproblemene knyttet til energiproduksjon og forbruk, understreker dette.

En sterk og vedvarende innsats innen FoU er en viktig forutsetning for å nå målet om en mer effektiv og miljøvennlig energisektor.

Hovedmålene er:

- å gi økt økonomisk utbytte av norsk petroleumsvirksomhet, herunder økt utvinning av petroleumsressursene både totalt og fra det enkelte felt innen en samfunnsøkonomisk forsvarlig ramme
- å øke tilgangen på energi gjennom bedre utnyttelse av eksisterende energikilder, og på lengre sikt ved utvikling av nye energikilder
- at størst mulig del av enøkpotensialet innen de ulike sektorene blir realisert
- at produksjon og anvendelse av energi kan skje med minst mulig belastning på natur og miljø
- at forholdene legges til rette for konkurransedyktig norsk industriproduksjon og annen næringsvirksomhet innen energisektoren.

De offentlige midlene blir i hovedsak kanalisert gjennom FoU-programmer i forskningsrådene. På en rekke områder stilles krav om betydelig finansiell og faglig deltagelse fra næringslivet for å sikre at resultatene fra FoU-programmene blir best mulig utnyttet kommersielt.

Norge deltar i internasjonalt FoU-samarbeid på energifeltet gjennom bl.a. Det internasjonale energibyrået (IEA), Nordisk ministerråd og i enkelte forskningsprosjekter innen EF. Som hovedregel etableres internasjonalt FoU-samarbeid på områder hvor man har nasjonal satsing. Som et ledd i økt samarbeid med EF og som en forberedelse til en EØS-avtale, prioriteres en opptrapping av norsk deltagelse i utvalgte EF-prosjekter fra 1992.

9.2 OMFANGET AV MIDLENE

De offentlige midlene til energiforskning er rundt 450 mill. kr for 1992. Olje- og energidepartementet (OED) har det overordnede FoU-ansvar for sektoren

og bevilget i 1992 325,2 mill. kr. Konsesjonsavgiftsfondets midler er fra og med 1992 blitt inkludert i OEDs budsjett. Når det justeres for dette, innebærer budsjettforslaget en økning på 10,2 %.

I tillegg foregår en omfattende privatfinansiert forskning innen oljesektoren. Teknologiavtalene med utenlandske oljeselskaper har gitt norske FoU-miljøer og bedrifter en positiv stimulans. Oljeselskapene bruker årlig om lag 2 mrd. kr til petroleumsrelatert FoU i Norge.

Energiforsyningen har oppgradert sitt engasjement innen FoU. Mens de i 1988 brukte 61,1 mill. kr, ble det satset 78 mill. kr i 1990. I 1991 ble dette imidlertid redusert til 77 mill. kr. Dette utgjorde 0,3 % av energiforsyningens omsetning. Deres FoU-råd har anbefalt å øke innsatsen til 0,6 % av omsetningen innen 1995, hvilket tilsvarer rundt 150 mill. kr. Noe av midlene har bransjen fått bevilget fra det offentlige. Funksjonsområdet teknikk ble gitt 57 mill. kr, marked og økonomi 5 mill. kr, organisasjon 0,5 mill. kr og miljø 15 mill. kr.

Industrien selv er også aktiv og nytter årlig drøyt 500 mill. kr innen vannkraft/elforsyning/systemanalyse/enøk.

Tabell 9.2.1 viser fordelingen av OEDs midler innen energiforskningen for 1991 og 1992.

Tabell 9.2.1: OEDs budsjett for energiforskning, 1991–92. Mill. kr. Kilde: OED

	1991		1992	
OMRADE				
Effektiv energiteknologi	35.6		69.5	
Olje og gass:	97.2		99.8	
Teknisk FoU m.m.		67.7		70.8
Okonomisk og samfunnsfaglig FoU		5.5		6.0
FoU for alternativ bruk av naturgass		24.0		23.0
Nye fornybare energikilder	21.6		31.0	
Institutt for energiteknikk	92.0		94.5	
Energi og samfunn	4.0		5.0	
Nordisk energisamarbeid	3.8		4.4	
Vassdragsforskning	–		21.0	
Sum FoU over budsjett	254.2		–	
Vannkraftrelatert FoU (Konsesjonsavgiftsfondet, fra og med 1992 inkl. i statsbudsjettet)	44.3		–	
Sum FoU	298.5		325.2	

9.3 UTVIKLING PÅ DE ULIKE FoU-FELTER

9.3.1 Innledning

Internasjonalt drives det en omfattende forskning for å utvikle nye teknologier innen nye fornybare energikilder. Utviklingen er i ferd med å gjøre nye fornybare energikilder mer kommersielt interessante. I norsk sammenheng er det i første rekke vindkraft, sol- og bioenergi som er mest aktuelle. Sol- og bioenergi vil i første rekke komme som konkurrerende alternativer til fyringsolje og elektrisitet på brukersiden. Videre kan overførings- og fordelingskostnader frem til forbruker være lavere ved fornybare energikilder enn ved vannkraft.

Det er fortsatt aktuelt med FoU-innsats på nye fornybare energikilder for å kunne ha tilgang på miljøvennlig teknologi etter hvert som det blir en stadig mer knapp tilgang på vannkraft. Innsatsen innen vannkraftsektoren rettes mot effektiviserende tiltak, kvalitet og sikkerhet og miljøforhold.

9.3.2 Effektiv energiteknologi

Norges Teknisk-Naturvitenskaplige Forskningsråd (NTNF) er det sentrale forskningsråd på dette feltet. Deres nye strategi vil innlemme energiaspektet i flere FoU-programmer enn tidligere.

Følgende programmer inngår:
- effektivt energisystem
- samfunn, miljø og energi
- effektiv energiteknologi i kraftintensiv industri
- produktutvikling og forsøksbygging
- utvikling av brenselceller
- miljøvennlig raffineringsteknologi
- implementering av varmepumper
- enøk i landbrukets bygninger
- enøk i fiskeindustri og fiskefartøy
- biologiske og medisinske virkninger av elektriske og magnetiske felt

Strategiske teknologiprogrammer innen energisektoren gjennomføres ved:
- Energiforsyningens forskningsinstitutt (EFI)
- Norges hydrotekniske laboratorium (NHL)
- SINTEF strømningsmaskiner

9.3.3 Olje og gass

Olje og gass er et nasjonalt satsningsområde. Det blir lagt vekt på å styrke den langsiktige forskningen på dette området. Den offentlig finansierte forskningen sees i nær sammenheng med den FoU oljeselskapene finansierer. Derfor blir det lagt vekt på forvaltningsrettet FoU, både teknisk og samfunnsfaglig, samt langsiktig og kompetanseoppbyggende FoU. Det offentlige bidrar også til at nyutviklet offshore-teknologi blir tatt i bruk.

Den offentlige innsatsen er fordelt på følgende hovedområder:
- teknisk forskning for oljevirksomheten
- økonomisk og samfunnsfaglig forskning på petroleumsområdet
- FoU innen økt oljeutvinning og reservoarteknikk
- FoU innen alternativ bruk av naturgass

9.3.4 Vannkraft

NTNF-programmet "Effektivt energisystem – EFFEN", som starter i år, er etablert i samarbeid med Energiforsyningens FoU-råd. NVE er departementets representant.

Forskningsprogrammet skal gjennomføres i perioden 1992–95. Samlet budsjett er forutsatt å være 222 mill. kr, hvorav NTNF finansierer 92 mill. kr. Resten forutsettes finansiert av energiforsyningen og industrien selv.

EFFEN-programmet vil i mange år fremover være NTNFs hovedsatsing

rettet mot vannkraft- og elkraftsektoren i Norge, og er et klart uttrykk for at myndighetene ønsker å videreutvikle og forsterke kompetansen på dette sentrale området. Hovedmålet for EFFEN er å bidra til økt energiproduksjon fra norske vannkraftanlegg og samtidig styrke grunnlaget for fortsatt norsk industriproduksjon på dette området.

Faglig er programmet inndelt i delprogrammene *produksjon, systemdrift, nett, marked og miljø*. Hvert av disse delprogrammene har fagansvarlige fra bransjen. Brukerstyring sikres ved at de fagansvarlige har nær kontakt med sitt eget miljø, og ved den prioritering brukerne foretar for de midler de selv setter inn i programmet.

Programmet skal bidra til bedriftsøkonomisk lønnsom effektivisering av det norske energiforsyningssystemet. Det skal produseres mer energi fra eksisterende anlegg. Forbedret teknologi og metoder innenfor produksjon, systemdrift, el-transport og markedsfunksjonene skal utvikles for å oppnå dette, samtidig som det tas hensyn til miljøvirkningene.

Programmet skal bidra til å utvikle Norge til et internasjonalt tyngdepunkt for vannkraft.

For å optimalisere forvaltningen av vassdragsressursene hvor energiproduksjon står sentralt, gjennomføres flere FoU-program. De mest sentrale er

- Bedre bruk av vannresursene (NTNF)
- Etterundersøkelser (NVE)
- Vassdragsdrift (NVE)
- Biotopjustering (NVE)
- Fiskeforsterkningstiltak (Norges allmennvitenskapelige forskningsråd, NAVF)
- Hydrologisk FoU (NAVF, NVE og Vassdragsregulantenes forening)

9.3.5 Kjernekraft

Kjernekraft er ingen aktuell energikilde i Norge. Likevel opprettholdes FoU-kompetanse ved Institutt for energiteknikk (IFE). I henhold til en internasjonal avtale gjennomføres for tiden et treårsprogram (1991–1993) ved Halden-reaktoren. Hovedvekten er lagt på brenselsteknologi og informasjonsteknologi.

9.3.6 Nye fornybare energikilder

Olje- og energidepartementet har støttet forskning på dette feltet siden 1978. Forskningen har to mål: Å legge grunnlag for utnyttelse av nye fornybare energikilder som kan gi et lønnsomt tilskudd til den fremtidige energiforsyning i Norge, og å bidra til norsk næringsutvikling på området. Internasjonal informasjonsutvikling er høyt prioritert. Innsatsen på nye fornybare energikilder må også sees i sammenheng med tiltak innen enøk og forskning på effektiv energiteknologi.

Det er nødvendig å legge vekt på både langsiktig FoU og mer kortsiktige tiltak innen demonstrasjonsanlegg og informasjonstiltak.

9.3.6.1 Bølgeenergi

Bølgekraft er lite aktuelt i Norge i nær fremtid. NTNF har FoU-ansvaret, og for tiden er forskningsinnsatsen liten.

9.3.6.2 Bioenergi

Forskningen spenner over et vidt felt, fra produksjon av biomasse, via brenselforedling og forbrenning til markedsstudier. Spesielt interessant er avfall som energikilde. Ansvarlig for dette er Norges landbruksvitenskapelige forskningsråd (NLVF).

9.3.6.3 Solenergi

I Norge har det vært lagt størst vekt på utvikling av enkle systemer for utnyttelse av solenergi. Bygningsoppvarming vil fortsatt være et sentralt innsatsområde for såkalt aktive systemer basert på luft og vann som varmebærer. Det arbeides videre på utvikling av silisium for solcelleformål. NTNF har FoU-ansvaret.

9.3.6.4 Vindenergi

Det første av 10 prøveanlegg ble reist på Frøya i 1986. Arbeidet har vært konsentrert rundt utvikling av styresystem for kombinerte vind/dieselaggregater. Hensikten er å få driftserfaring. Erfaringene har vært gode. Muligheter for norsk utvikling sees på og er en prioritert virksomhet. NVE er ansvarlig.

9.3.7 Andre energikilder

Geotermisk energi og tidevannsenergi er eksempler på andre energikilder som har muligheter i Norge. For tiden foregår det ikke forskning på disse feltene.

Fra OED gis det også midler til energirelaterte naturvitenskapelige prosjekter som skal stimulere grunnforskning. F. eks. nyttes midler til grunnforskning innen fusjonsprosesser, fotosyntese, hydrogen og miljøvirkninger.

9.3.8 Institutt for energiteknikk (IFE)

Instituttet er et nasjonalt forskningsinstitutt innen energi- og nukleærteknologi. Mer enn 30 % av IFEs driftsbudsjett dekkes av bevilgningen fra OED. IFE arbeider bl.a. innen petroleumsteknologi, industriell energiteknologi (utpekt som vekstområde), materialteknologi, nukleære aktiviteter og grunnforskning innen fysikk.

9.3.9 Nordisk energisamarbeid

Det nordiske samarbeidet innen energiforskningen startet i 1985. I 1991 startet et nytt program hvor miljøorienterte problemstillinger blir satt i fokus. Fortsatt er kompetanseoppbygging meget viktig. Programmet tar bl.a. opp problemer innen petroleumsteknologi, bioenergi, fjernvarme, elproduksjonsteknologi og klimaendringer.

9.3.10 Energi og miljø

Miljøaspektet er innarbeidet i de fleste FoU-program. Likevel gjennomføres også spesielle program innen energi og miljø.

9.3.10.1 Samfunn, miljø og energi

Et program som ser på samspillet mellom energi og miljø startet i 1987. Programmet skal gi myndighetene og andre brukere analyseverktøy som gjør dem bedre istand til å se konsekvensene av politiske valg på området. Dette utgjør en del av forskningsrådenes satsing innen området "Økonomi og økologi".

9.3.10.2 Kvantifisering av miljøulemper ved ulike energiteknologier

Det er et sterkt ønske om å inkludere miljøkostnadene ved sammenligning av forskjellige måter å generere energi på. Dette NVE-prosjektet tar sikte på å kvantifisere og å analysere miljøulempene forbundet med ulike energiteknologier. Prosjektet avsluttes inneværende år.

9.3.10.3 Vassdragsrelatert FoU

Miljøspørsmål står meget sentralt i de tre NVE-programmene "Biotopjustering", "Etterundersøkelser" og "Vassdragsdrift".

Utviklingen av "Vassdragsregisteret" videreføres. Registeret er et EDB-basert informasjonssystem til nytte for forvaltningen, og omfatter informasjon om reguleringer og andre inngrep i vassdrag, vern og restriksjoner, bosetting og landbruk, FoU m.v.

9.3.10.4 "MILJOEFFEN"

Innen FoU-programmet "Effektivt energisystem" er miljø definert som et av fem delprogrammer. Hovedutfordringene innen delprogrammet er:

- Klarlegge energiforsyningens miljøproblematikk, behov for klarere miljøperspektiver, kunnskapsspredning og mål på området.
- Oppnå større effekt av igangværende og nye miljøprosjekter gjennom samling og koordinering.
- Videreutvikle metoder som gir miljøfortrinn og som sikrer økt konkurransedyktighet for eksport av norske produkter og kompetanse innen kraftforsyning.

VEDLEGG

Tabell 1: Gjennomsnittlig teoretisk energiinnhold for utvalgte energibærere[1]. Kilde: SSB

ENERGIBÆRER	TEORETISK ENERGIINNHOLD	ENHET
Kull	28,1	MJ/kg
Koks	28,5	MJ/kg
Petrolkoks	35,2	MJ/kg
Ved	18,7	MJ/kg
Avlut	12,6 – 15,5	MJ/kg tørrstoff
Treavfall	15,0 – 18,5	MJ/kg tørrstoff
Naturgass	40,6	MJ/Sm^3
Koksovnsgass	18,0	MJ/Sm^3
Jernverksgass	8,4	MJ/Sm^3
Raffineribrensel	48,4	MJ/Sm^3
Råolje	42,3	MJ/kg
Flytende propan og butan (LPG)	46,0	MJ/kg
Bensin	44,0	MJ/kg
Parafin	42,7	MJ/kg
Diesel-, gass- og fyringsolje nr. 1 og 2	42,3	MJ/kg
Tungolje	41,9	MJ/kg

1) Det teoretiske energiinnholdet varierer for en og samme type energibærer. Råolje fra Nordsjøen har f.eks. en annen kjemisk sammensetning enn råolje fra Midt-Osten. Tallene for det teoretiske energiinnholdet er derfor gjennomsnittsverdier.

ENHET	PJ	TWh	MTKE	MTOE	GSM^3 NATURGASS	MFAT RÅOLJE
1 PJ, petajoule	1	0,278	0,036	0,024	0,025	0,175
1 TWh, terawattime	3,6	1	0,128	0,085	0,088	0,629
1 Mtke, mill. tonn kullekvivalenter	28,1	7,81	1	0,664	0,692	4,91
1 Mtoe, mill. tonn oljeekvivalenter	42,3	11,8	1,51	1	1,03	7,4
1 GSm^3, mrd. standard kubikkmeter naturgass[1]	40,6	11,3	1,44	0,97	1	7,1
1 Mfat, mill. fat råolje (1 fat = 159 l)	5,72	1,59	0,204	0,135	0,141	1

Tabell 2: Omregningsfaktorer mellom ulike enheter for energi og energivarer. Kilde: SSB

1) Dette tallet varierer fra felt til felt, og fra ett år til ett annet.

I tillegg til de sammenhenger som fremgår av tabell 2 angis nedenfor energiinnhold som anses som typisk for endel andre energibærere:

1 kg brunkull:	8.3 MJ
1 kg kommunalt avfall:	7 – 10 MJ
1 kg uranoksyd:	
teoretisk	68 700 000 MJ
i lettvannsreaktor	460 000 MJ
i formeringsreaktor	50 300 000 MJ

Kilde: Energimeldingen. St.meld. nr. 38 (1986–87).

Tabell 3: Energitekniske definisjoner.

Energi

Energi er produktet av effekt og tid. (Energi = Effekt x Tid)

Grunnenheten for energi er joule (J).
For elektrisk energi anvendes normalt enheten watt-timer.

1 W i ett sekund	=	1 wattsekund (Ws) = 1 joule (J)
1 kW i en time	=	1 kilowatt-time (kWh)
1 kilowatt-time	=	1000 Wh
1 megawatt-time (MWh)	=	1000 kWh
1 gigawatt-time (GWh)	=	1000 MWh
1 terawatt-time (TWh)	=	1000 GWh

1 kWh	=	3.6 MJ (Megajoule)
1 MWh	=	3.6 GJ (Gigajoule)
1 GWh	=	3.6 TJ (Terajoule)
1 TWh	=	3.6 PJ (Petajoule)

1 MWh: Den elenergi som omtrent gar med til oppvarming av en eloppvarmet villa i en vinteruke.

1 TWh: Det omtrentlige elforbruket pa ett ar i en by med ca. 50 000 innbyggere.

Effekt

Effekt er energi pr. tidsenhet.
Grunnenheten for effekt er 1 watt.
1 watt = 1 joule pr. sekund.