Kraftutbygging i Norge

TEKNISK-ØKONOMISK VURDERING AV MULIGE VARIANTER

Utarbeidet ved Elektrisitetsdirektoratet
Elektrisitetsavdelingen
(i samarbeid med Varmekraftavdelingen og
Avdelingen for vasskraftundersøkelser).

NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
ELEKTRISITETSDIREKTORATET

Desember 1974

Innhold

Innledning		side	5
Ord og begreper, enheter, definisjoner		»	5
	Kapitel 1		
	Aktuelle former for produksjon av elektrisk kraft	»	7
1.1	Vannkraft	»	7
1.2	Termisk kraft	»	9
1.3	Kraftoverføring	»	12
	Kapitel 2		
	Energiressurser	»	17
2.1	Norges ressurser	»	17
2.1.1	Vannkraft	»	17
2.1.2	Olje og gass	»	22
2.1.3	Uran og thorium	»	23
2.2	Oversikt over globale ressurser	»	23
	Kapitel 3		
	Analyse av optimal systemsammensetning	»	30
3.0	Generelt	»	30
3.1	Beregningsmetoder	»	30
3.2	Beregninger	»	30
3.2.1	Utbyggingsprogram i tre varianter	»	33
3.2.2	Sammenligning mellom de tre varianter	»	38
3.3	Lokalisering av kjernekraftverk	»	41
3.4	Samdrift av produksjonsanleggene	»	44
3.5	Nettutviklingen generelt	»	45
3.5.1	Den videre utbygging av hovednettet	»	46
	Kapitel 4		
	Drøfting av ressursgrunnlag, forutsetninger og konsekvenser	»	48
4.1	Prissetting	»	48
4.2	Valgmuligheter idag, sammenlignende vurderinger	»	49
4.2.1	Hensyn til ressursanvendelse	»	49
4.2.2	Hensyn til lokalisering, miljø og personsikkerhet	»	50
4.2.3	Hensyn til sysselsetting i industri og anleggsvirksomhet	»	53
4.2.4	Hensyn til sikker tilgang på energi, også i krisetider	»	53
4.2.5	Hensyn til kostnader og investeringsbehov. Kalkulasjonsrentens innflytelse	»	54
4.2.6	Tidsbehov for utbygging av termiske kraftslag	»	57

Innledning

Hensikten med utredningen er først og fremst å redegjøre for de forskjellige muligheter en har for å tilfredsstille den økende etterspørsel etter elektrisk energi. Flere varianter blir drøftet med sikte på å gi grunnlag for politiske vurderinger og beslutninger fra de høyeste myndigheter. I den forbindelse belyses konsekvensene av å velge det ene eller det andre handlingsprogram. Konsekvensene blir drøftet ut fra synspunkter på bruk av ressurser, hensyn til miljø, personsikkerhet m.v. Utredningen er bygget opp i 4 kapitler. I kapitel 1 tar en for seg de aktuelle produksjonsmåter for elektrisk kraft, vesentlig med sikte på å gi et bilde av de typiske kvalitets-egenskaper ved hver enkelt genereringsform. Det gjelder f.eks. kostnadskarakteristikker og driftsegenskaper. I kapitel 2 belyses kvantitativt hvilke energi-ressurser en har tilgjengelig for Norge til kraftproduksjon. I kapitel 3 går en inn på sammensetningen av kraftforsyningssystemet og dets videre utbygging. Samspillet mellom de forskjellige kraftverk blir beregnet ved hjelp av driftsimuleringsmodeller.

En har funnet det hensiktsmessig å velge tre sett av forutsetninger for beregningene. Det medfører tre varianter av utbyggingsprogrammer for dekning av den økende etterspørsel. I kapitel 4 drøftes til sist konsekvensene av de tre forslag til utbyggingslinjer. Foran hvert kapitel er det et sammendrag av kapitlet. Det er lagt vekt på å bruke sammenlignbare data for de forskjellige kraftslag, og å gjøre framstillingen så balansert som mulig. Likevel vil mange sikkert savne stoff som ytterligere kan belyse de ulike sider av problemkomplekset. En har latt være å omtale den historiske utvikling av elforsyningen, et emne som er dekket i andre publikasjoner. De aktuelle prognoser og det aktuelle byggeprogram er gjenstand for løpende ajourføring, og blir utarbeidet ved behov. En kan bl.a. henvise til »Prognose for elektrisitetsforbruket, og dekningsmuligheter 1975-1990» utgitt av Elektrisitetsdirektoratet i januar 1975. Noe mer omkring varmekraft kan en finne i Statskraftverkenes rapport »Fremtidige termiske kraftgenereringsformer i Norge», utgitt i januar 1974. Denne er tidligere offentliggjort i forbindelse med Stortingsmelding nr. 100 (1973-74). I fagtidsskrifter o.l. er det dokumentert mer om de metoder som brukes, og NVE vil størst mulig utstrekning stå til tjeneste med ytterligere dokumentasjon. Vårt håp er at utredningen kan bidra til økt forståelse når det gjelder problematikken omkring vår kraftutbygging.

ORD OG BEGREPER, ENHETER, DEFINISJONER

kW	kilowatt, 1000 W
MW	megawatt, 1000 kW
GW	gigawatt, 1000 MW, 1000 000 kW
kW_t	kilowatt termisk
kW_e	kilowatt elektrisk (kW_t brukes i kjernekraft- og varmekraftterminologi, om den termiske effekt, varmeeffekten, kontra kW_e den elektriske effekt fra den generator som reaktoren driver. Der hvor det bare står kW, menes i denne utredning elektrisk effekt). Tilsvarende for MW og GW.
h	time (internasjonalt brukt betegnelse)
kWh	kilowattime (en kilowatt produsert eller brukt i en time)
MWh	megawattime, 1000 kWh
GWh	gigawattime, 1000 MWh, million kWh
TWh	terawattime, 1000 GWh, milliard kWh
J	Joule (1 J = 1 wattsekund = 1 Newtonmeter) (internasjonalt anbefalt (av ISO) og vedtatt som Norsk Standard (NS 1024) av Norges Standardiseringsforbund) felles enhet for energi i form av varmeenergi, mekanisk energi og elektrisk energi. kWh, MWh osv. anvendes fremdeles for elektrisk energi.
kJ	kilojoule, 1000 J
MJ	megajoule, 1000 kJ
GJ	gigajoule, 1000 MJ
TJ	terajoule, 1000 GJ
(cal)	kalori (1 cal = 4,19 J (egentlig 4,1868) utgår som enhet for varmeenergi).
(toe)	tonn oljeekvivalent: (1 toe≈41,9 GJ) utgår som felles enhet for energiressurser, energiforbuk etc.)
rad	enhet for absorbert dose = 10^{-2}J/kg
El, el	Denne forkortelsen for elektrisitet brukes en del i sammensetninger som elverk, eltariff, elforbruk osv.
Effekt	uttatt energi pr. tidsenhet, ytelse. Utrykk for bl.a. maskinstørrelse i kraftverk, transformatorstørrelse, overføringskapasitet på kraftlinje, størrelse på forbruksapparat, eks. motorstørrelse, størrelse på kokeplate etc. Måles i W, kW, MW og GW.
Energi	mengde av mekanisk energi, arbeid, varmeenergi, elektrisk energi. Ytelse gjennom et tidsrom (Effekt x tid). Uttrykker egentlig mengde av, innhold i, uttak fra, produksjon, transport, forbruk av energikilde eller energistoff. Måles i J (kJ, MJ, GJ eller TJ) eller i kWh (MWh, GWh eller TWh).

Fastkraft.
Elektrisk kraft som leveres i henhold til kontrakt som vanligvis gjelder for et lengre tidsrom. I kontrakten angis som oftest hvor stor effekt og som regel også energimengde som mottakeren har rett til å ta ut i hvert kalendermessig angitt tidsrom.

Ikke-garantert kraft.
Elektrisk kraft som i år med bedre enn bestemmende produksjonsforhold kan leveres i tillegg til fastkraftforbruket. Leveringssikkerheten for ikke- garantert kraft er lavere enn for fastkraft. Det er særlig elektrokjemisk og elektrometallurgisk industri som er avtager av slik kraft. Levering av ikke-garantert kraft kan avbrytes etter foregående varsel, men som regel med lengre varselfrist enn for tilfeldig kraft.

Tilfeldig kraft.
Elektrisk kraft som leveres på vilkår som partene blir enige om etter hvert. En levering av tilfeldig kraft kan som regel avbrytes på kort varsel av begge parter eller bare av den ene part. Tilfeldig kraft brukes for en stor del til elektrokjeler i industrien og i boligblokker og til andre »grove» varmeformål til erstatning for olje.

Varmekraft (også kalt termisk kraft)
Elektrisk kraft som er fremstillet ved at varme-energi er produsert ved forbrenning av organiske stoffer, eller ved spalting av atomkjernen, og omformet til elektrisk energi i et varmekraftverk.

Overføringslinje.
Kraftlinje som vesentlig har til formål å overføre kraft fra produksjonssted til belastningstyngdepunkt. En kraftlinje betegnes gjerne ved den nominelle verdi for overføringsspenningen, f.eks. en 132 kV linje, 275 kV linje osv.

Samkjøringslinje.
Kraftlinje som vesentlig er beregnet på utveksling av kraft mellom kraftprodusenter eller for samdrift av produksjonsapparatet i forskjellige vassdrag, distrikter eller områder.

Hovednett.
Hovednettet er en betegnelse på nett som har betydning for en hel landsdel, flere landsdeler eller hele landet. Hovednettet består av samkjøringslinjer og større overføringslinjer.

Bestemmende produksjon
Bestemmende produksjon for en vannkraftstasjon eller en gruppe samkjørende vannkraftstasjoner er den årsproduksjon med definert fordeling over året som kan påregnes med den til enhver tid foreskrevne leveringssikkerhet. I Norge har det vært vanlig å ta sikte på 90 % leveringssikkerhet for oppdekningen av fastkraftbehovet. Det vil si at bestemmende produksjon søkes tilpasset slik at fastkraftbehovet blir dekket fullt ut i 90 % av alle år som inngår i beregningsgrunnlaget, f.eks. i 27 av 30 år.

Leveringssikkerhet.
Leveringssikkerhet er et uttrykk for et produksjonssystems evne til å dekke et definert kraftbehov.

Samkjøring.
Samkjøring vil si at flere kraftstasjoner opererer sammen på et felles overførings- og fordelingsnett for å dekke etterspørselen etter kraft. Kraftstasjonene har ikke de samme tekniske karakteristikker (forskjellig reguleringsgrad (magasineringsmulighet), maskininstallasjon i forhold til vanntilsiget, driftsavhengige kostnader for varmekraftstasjoner og tilgjengelighet). En samkjøring har økonomiske fordeler, som gir seg uttrykk i at en enten kan dekke en større etterspørsel med samme leveringssikkerhet, eller at en kan dekke samme etterspørsel med en bedre leveringssikkerhet. En viktig faktor ved samkjøring er gjensidig reserve ved havarier på kraftverk, linjer o.l.

Brukstid.
Brukstiden (t_b) er forholdet mellom uttatt, henholdsvis produsert energi (W), og installert produserende effekt, (maskininstallasjon), maksimal effekt eller abonnert effekt (P), dvs. den gir uttrykk for i hvor stor grad et kraftverks installasjon eller et abonnement blir utnyttet. Man taler også om brukstiden for et samlet forbruk.
Brukstid $t_b = W : P$
Når W måles i kWh pr. år og P i kW, får en t_b i timer pr. år.

Eksport og import.
Eksport og import av elektrisk energi er angitt som de energimengder som kommersielt avregnes mellom landene (OECD's definisjon).

Kapitel 1
Aktuelle former for produksjon av elektrisk kraft

Sammendrag.
Kapitel 1 omtaler de former for produksjon av elektrisitet som er de reelle valgmuligheter i dagens situasjon. Beskrivelsen er først og fremst en teknisk - økonomisk forklaring av egenskapene til de forskjellige kraftverkstyper, herunder både vannkraft og de forskjellige termiske kraftslag (varmekraft). Også kraftoverføring er omtalt, som et nødvendig ledd i produksjonssystemet. Omtalen er her forholdsvis inngående, da de spesielle norske forhold på dette område er lite behandlet i offentlige publikasjoner. Det henvises til kapitel 2 når det gjelder omtale av de tilgjengelige energiressurser, som vannkraftpotensial, olje, uran osv.

1.1 VANNKRAFT

Vannkraftens kostnadsstruktur og virkemåte

Kostnadene for vannkraftutbygging påløper i det vesentligste i byggeperioden. Disse kostnader er faste og driftsuavhengige. I driftsperioden er det bare relativt små kostnader, til personale, vedlikehold etc. Også driftskostnadene er imidlertid nesten uten unntak faste og uavhengige av om vannkraftstasjonen produserer kraft eller ikke. Dette er en egenskap som skiller vannkraften fra de termiske kraftslag. For hver kilowattime som produseres fra termiske kraftstasjoner, påløper ekstra kostnader, vesentlig til brensel, utover de faste kostnader. Vannkraften har videre en slik kostnadsstruktur at installasjon av ekstra maskinstørrelse koster mindre enn i termiske kraftverk. Dette gjelder for svært mange vannkraftanlegg i Norge, fordi vi har store fallhøyder som gir høy effekt i forhold til vannføringen. En utvidelse av vannveien og turbin med generator er da relativt billig. En kan antyde en marginalkostnad på 500 - 700 kr pr. kW i egnede prosjekter (prisnivå 1973). Endelig er vannkraftaggregatene meget lette å regulere, idet vannstrømmen kan forandres raskt uten fare for stor påkjenning på konstruksjonsdelene. Sesongregulering er i Norge løst ved å bygge tilstrekkelig store magasiner. Manøvreringen av disse er begrenset innenfor de reguleringsgrenser som er gitt i konsesjonsvilkårene, slik at en sikrer at ikke reguleringen blir urimelig av hensyn til andre interesser.

Alt dette gjør at vannkraften egner seg utmerket som eneste produksjonsform i et elforsyningssystem som det norske. Både grunnlasten og særlig topplasten dekkes på en utmerket måte, og reserveytelse finnes i vannkraftstasjonene, dersom noen aggregater skulle falle ut.

En svakhet ved et vannkraftsystem er den begrensede og variable vanntilgangen. Begrenset vanntilgang i perioder av året og i såkalte tørrår fører til at en må planlegge tappingen godt. Tappes for hurtig, risikerer en at det oppstår energisvikt., og en må kjøpe kostbar kraft fra nabosystemer, eller i verste fall rasjonere på leveransene. På den andre siden, om en holder igjen tappingen, risikerer en i det lange løp å miste vann ved overløp, fordi magasinene blir fulle, og det uregulerbare tilsiget i perioder blir større enn produksjonen. Slike vurderinger fører til at vannet til enhver tid tillegges en verdi ved produksjonen, en verdi som ikke tilsvarer kostnaden (det fysiske offer) ved produksjonen, men den forventede markedsverdi for kraft, den såkalte kraftverdien i nettet. Driftsmannen ved et vannkraftverk skal produsere kraft sålenge han finner kjøpere som er villige til å betale minst det vanntilgangen er verdt i produksjonen. Han skal videre også kjøpe inn suppleringskraft om slik kraft finnes, når denne er billigere enn kraftverdien.

I såkalte pumpekraftverk kan en enten pumpe vann opp i et øvre magasin, eller produsere kraft på vanlig måte. En del slike verk for sesongkjøring er etablert og under bygging i Norge. Driften av disse går noe forenklet ut på at pumping skal skje når pumpekraft kan kjøpes til priser som er lavere enn forskjellen i verdi på vannet ovenfor og nedenfor pumpen. I tillegg må en ta i betraktning tapene ved pumpeprosessen. Dette er i enkle trekk den driftsmåte som følger av vannkraftens kostnadsstruktur. Ytterligere beskrivelse av vannkraftens tekniske/økonomiske egenskaper finnes bl.a. i Energirådets utredning av 1969, og i en rekke bøker og tidsskriftsartikler. Som eksempler kan nevnes artikler av V. Hveding i Elektroteknisk Tidsskrift 1967, nr. 25 og 26, og av overing. Jon Tveit i Elektro 1971, nr. 21 og 1973, nr. 6.

Vannkraften i et fremtidig system.

I fremtiden vil det norske system bli sammensatt av varmekraft og vannkraft. Avhengig av hvilken type varmekraft som velges, vil en ønske å dekke mer eller mindre av grunnbelastningen med varmekraft. Samtidig kan det være at belastningen vil komme til å variere mer enn idag, og at vinterbelastningen blir relativt høyere. Dette medfører at kravet til regulering i vannkraftstasjonene vil kunne øke. En har imidlertid i konsesjonsbetingelsene begrenset mulighetene til å variere vannstanden i magasinene og vannføringen i elvene. En forandring av dette vil være en omstendelig

prosess, og saken må tas opp for hvert kraftverk det gjelder. På grunn av de mange gode muligheter for å installere effekt til lave kostnader, vil trolig en vesentlig del av nødvendig reserveeffekt bli etablert i vannkraftanlegg. I andre land er en henvist til å skaffe tilsvarende reserve i varmekraftstasjoner med lave anleggskostnader som f.eks. gassturbiner, eller i pumpekraftverk. Pumpekraftverk for døgnregulering vil trolig bli bygget også i Norge, på et senere tidspunkt.

Vannkraft, miljø, landskap og natur

All kraftproduksjon påvirker miljøet og skaper interessekonflikter. Noen av disse virkningene er objektivt sett klart negative, mens andre kan ha sine positive sider. Utviklingen synes etter hvert å ha fått stadig flere mennesker til å erkjenne at det ved produksjon, fordeling og bruk av elektrisk kraft alltid skjer både et forbruk og et lån av naturressurser. Arten og graden både av forbruket og lånet kan variere sterkt. Det avhenger både av hvor godt en klarer å gjennomføre de enkelte prosjektene og av om en velger vannkraft, olje, kjernekraft eller gass som grunnlag for elektrisitetsproduksjonen. Det avhenger imidlertid også av i hvor stor grad det er mulig å restaurere ressursene og de negative påvirkningene kraftproduksjonen har forårsaket når den ikke lenger er aktuell. Utviklingen har gjennom mange år klart gått i retning av at et større spekter av virkninger og interesser er kommet med ved vurdering av vannkraftprosjekter. Dette har klar sammenheng både med endringer i det almene prinsipielle synet på utnytting av ressurser og med det faktum at kunnskapsnivået innen disse »andre» interessene og kjennskapet til dem, etter hvert er blitt bedre. Disse »andre» interessene omfatter også andre teknisk-økonomiske brukerinteresser, men i denne sammenheng tenkes særlig på landskapsarkitektoniske forhold, friluftsinteresser, naturvitenskapelig og kulturvitenskapelige interesser og en rekke andre uspesifiserte forhold av betydning for lokalmiljøet. Betydningen av å røre ved økologiske systemer som gjennom århundrer og årtusener har utviklet seg i en balanse, blir også tillagt stor vekt. De inngrepene og interessekonfliktene vannkraftutbyggingen forårsaker, er nå relativt alment og godt kjent, særlig gjennom Gabrielsen-komiteens inntstilling og rapport fra Sperstadutvalget med etterfølgende behandling i Hovedstyret, Industridepartementet, Industrikomiteen og Stortinget. Det skulle derfor være unødvendig å gå nærmere inn på dem i en så knapp fremstilling som denne. Det pekes likevel på at det ofte er de biologiske virkningene som er vanskeligst å kvantifisere, både fordi undersøkelser i seg selv ofte er vanskelige og tidkrevende, men også fordi naturlige variasjoner kan være meget store og fordi påvirkningen på den økologiske balanse kanskje viser virkninger først etter meget lang tid.

Vannkraftutbyggingens forhold til miljø, landskap og natur behandles i det følgende under stikkordene: A verne, B forme, C restaurere, D gjennomføre.

A VERNE

Den vernende delen tar enkelt sagt i hovedsak sikte på å bevare verneverdige naturlandskap og verdifulle kulturlandskap. Det er igjen en to-delt oppgave som dels tar sikte på a. totalt vern mot utbygging og b. begrense skadevirkning der utbygging er bestemt.

a. Totalt vern har særlig skjedd gjennom arbeidet med den verneplanen som ble vedtatt av Stortinget 6. april 1973. Da ble vassdrag som representerer 7 TWh pr. år, vernet varig. Dessuten ble vassdrag med et potensial på 10 TWh pr. år vernet i en 10-årsperiode under forutsetning av at objektene skal vurderes igjen innen 10-årsperioden løper ut. Ellers vurderes varig vern også i forbindelse med opprettelse av nasjonalparker o.l.
b. Begrensning av skadevirkningene skjer i det vesentligste gjennom vurdering og behandling av planer, ved pålegg og gjennom tilsyn.

B FORME

Den formende virksomheten tar kort sagt og sterkt forenklet sikte på at det nye kulturlandskapet som er en følge av vannkraftutbyggingen, skal vokse fram etter sunne og mest mulig gjennomtenkte estetiske, økologiske og bruksmessige prinsipper.

C RESTAURERE

Det er ikke lett å forestille seg at utbygget vannkraft noen gang skulle bli nedlagt. Men skulle kraftproduksjonen eller annen utnyttelse av vassdragene en dag ikke lenger være aktuell, skal det før nevnte »lånet» av naturressurser tilbakebetales. Vassdraget skal restaureres. Hvor langt og hvordan dette arbeidet skal gjennomføres, avhenger av en rekke forhold som særlig har tilknytning til situasjonen i vedkommende vassdrag, de teknisk-økonomiske mulighetene, og viljen og ønskene på den tiden og det stedet det er aktuelt. Slike arbeider skjer allerede i dag. Klart nok gjelder det bare små enheter. Men de gir oss muligheter for å samle erfaring og å gjennomføre prøver og forsøk i god tid før det eventuelt skulle bli aktuelt med større anlegg. Vassdragsdirektoratet utarbeider nå et register over noen mindre og i kraftproduksjonssammenheng uvesentlige kraftverk og reguleringsinnretninger som det er grunn til å anta vil bli lagt ned innen en overskuelig fremtid. Dette er et ledd i å systematisere arbeidet. Vannkraftutbyggingen synes ikke å være en så totalt irreversibel prosess som det så ofte blir hevdet, men spørsmålet om nedleggelse av vannkraftanlegg er lite aktuelt.

D GJENNOMFØRE

De store prinsipielle forhold et prosjekt har til miljø, landskap og natur blir vurdert gjennom konsesjonsbehandlingen. Den avsluttes med vedtak i Stortinget. Tilbake står da detaljplanlegging, anleggsarbeid og driften av det ferdige kraftverket. I samsvar med betingelser satt i konsesjonsvilkårene, lover, NVE's instruks og delegert myndighet fra Industrideparte-

mentet følger NVE opp vesentlige deler av denne virksomheten. Det skjer ved gjennomgåelse og godkjenning av planer, utarbeidelse av eventuelle alternative planer for forming o.l., anbefalinger, pålegg og tilsyn. I alt spiller forholdet til miljø, landskap og natur en stor rolle. Det legges vesentlig vekt på en stor og god kontaktflate utad og særlig da med administrasjonene, folkevalgte organer og andre interesserte og berørte distrikter og utbyggerne (både Statskraftverkene og andre). Det skjer ved samtaler, møter, kurs, foredrag, utarbeidelse av publikasjoner og film, befaringer og spesielle tilsynsmenn på stedet. Vassdragsdirektoratet utarbeider innstillinger for Industridepartementet om bygging av eventuelle grunndammer i regulerte vassdrag.

1.2 TERMISK KRAFT[x)]

De former for termisk kraftproduksjon (varmekraft) som er aktuelle, er

a) kjernekraft, og da først og femst lettvannsreaktorer og noe senere kanskje den høytemperaturgasskjølte reaktoren (HTGR)
b) olje- eller gassfyrte dampkraftverk,
c) olje- eller gassfyrte kombinerte anlegg, og
d) oljefyrte gassturbiner.

Her skal ikke disse kraftverkstyper beskrives teknisk eller med tanke på miljøbelastning eller sikkerhet. Det finnes en meget omfangsrik litteratur på det området. I det følgende skal en kun behandle de økonomiske forhold og driftsmåten i samdrift med det norske vannkraftsystem. Når et kraftverk først er bygget, skal en i driften ikke ta hensyn til de investeringer og andre faste kostnader som allerede er bundet i og med etableringen.

Det er bare de driftsavhengige kostnader, som består vesentlig av brenselskostnader, som er avgjørende for hvordan kraftverket skal drives. I avsnitt om vannkraft er det nevnt at de varmekraftverk som har driftsavhengige kostnader lavere enn kraftverdien (regnet i øre pr. kWh) skal settes inn.

Dersom det oppstår en tørrårs-situasjon, og en får stor nedtapping av magasiner og dermed gradvis økende kraftverdier i systemet, settes varmekraftverkene inn, ett etter ett, først de som har lavest driftsavhengig kostnad, og senere de med høyere (inntil kraftverdien), inntil alle er satt inn for å hindre kraftmangel. Dette fører med seg at over en årrekke vil det være stor forskjell i utnyttelsestiden for et verk med høye og ett med lave driftsavhengige kostnader. Derfor er det så viktig å dele kostnadene opp i en fast og en drifsavhengig del. Og gjør en det, fremkommer meget store forskjeller mellom de aktuelle kraftverkstyper.

Den ene yttergrensen dannes av kjernekraftverk og av gasskraftverk, vel og merke når gassen leveres til faste, langsiktige kontrakter, slik at de rene driftsavhengige kostnader blir lave. Konsekvensen blir at begge disse kraftslag i praksis blir drevet så mye det er teknisk mulig hvert år. I praksis er dette rundt 6500-7000 timer pr. år, idet det bl.a. er nødvendig med stans for vedlikehold for begge typer og brenselskifte for kjernekraften. I en mellomstilling står de oljefyrte dampkraftverk, som ofte blir stanset på grunn av de høye oljekostnadene. Typisk utnyttelstid kan bli 3000 - 5000 timer. Imidlertid må en også her regne med at utnyttelsestiden blir lang dersom andre grunnlast-kraftverk ikke finnes i systemet, og vannkraften ikke lar seg bygge ut ytterligere.

Den andre yttergrensen utgjøres av oljefyrte gassturbiner, som har spesielle krav til oljetype og sammensetning og dessuten en lav termisk virkningsgrad. Utnyttelstiden blir derved svært lav, fra noen hundre til et par tusen timer i gjennomsnitt pr. år. Bare i ekstremt vanskelige situasjoner går gassturbiner kontinuerlig i lengre tid.

Felles for alle typer er at de i det norske system vil kunne produsere jevnt når de først er i drift, uten stor opp- og nedregulering av lasten. Dette er en spesiell fordel. Om det er nødvendig, kan imidlertid også termiske kraftverk følge lastvariasjonene. Nedenfor beskrives kostnadskarakteristikkene for alle de aktuelle termiske kraftslag.

Anleggskostnader.

Tabell 1.01 sammenstiller anleggskostnader for ulike typer av olje- og gass-fyrte verk og kjernekraft. Det er forutsatt en kalkulasjonsrente på 10 % p.a. og kostnadene refererer seg til januar 1973. På det tidspunkt hadde en det mest gjennomarbeidede kostnadsgrunnlag (se s. 30). Amortisering over 25 år er forutsatt. I de angitte kostnader inngår bare selve kraftverket. For en sammenlignende totalvurdering ville det være nødvendig også å ta hensyn til ekstra kostnader forbundet med en plassering av et verk som ikke er optimal i forhold til nettutforming og kraftbehovets tyngdepunkt og til spesielle forhold ved transport av primærenergi (gass, olje).

I tabellen er forutsatt at kraftverkskostnaden for konvensjonelle verk er den samme uavhengig av om de fyres med gass eller olje. Dette vil være tilnærmet riktig for grunnlast og forenklede verk om man forutsetter at et gassfyrt verk vil dimensjoneres og utrustes også for å kunne fyres med olje som sikring mot driftsavbrudd ved bortfall av gass.

Kostnadstallene for kombinerte anlegg er særlig usikre. I virkeligheten har man også her et helt spektrum av muligheter fra anlegg uten tilsatsfyring til anlegg med maksimal tilsatsfyring. Hvilket anlegg som skal velges må bli gjenstand for en økonomisk optimering der en må ta hensyn til anleggskostnad, krav på oljekvaliteter for gassturbin og for tilsatsfyringen, drifttid, aggregatstørrelse o.l.

x) En mer inngående behandling finnes i rapporten »Fremtidige termiske kraftgenereringsformer i Norge», utgitt av Statskraftverkenes Varmekraftavdeling i januar 1974

Tabell 1.01 Kapitalkostnader og årlige kostnader for termiske kraftverk. Prisnivå januar 1973.

			Kapitalkostnader, kr/kWe				Årlige kostnader, kr/kWe år		
Brensel	Kraftverkstype	Størrelse MWe	Anlegg + proj.adm.	Investerings-avgift	Renter i byggetid	Total kostnad	Kapital	Øvrig drift	Total
Olje + gass	Grunnlast	2 x 600	1100	120	245	1475	163	17	180
		2 x 300	1200	130	270	1600	177	23	200
	Forenklet	2 x 300	860	90	150	1100	120	20	140
	Gassturbin	1 x 60/80	710	85	80	875	97	3	100
	Kombinert, ufyrt	1 x 450				1200	144	ca.10	154
	Kombinert, max. fyrt	2 x 600	1100	120	245	1475	163	17	180
Uran	Kjernekraft, lettvanns-reaktor	1 x 1100	1700	185	465	2350	261	43 x)	304
		1 x 900	1800	195	505	2500	278	47 x)	325

x) Inklusive avskrivning av første kjerne.

Prisutvikling på kjernekraft.
Fordelingen av kostnader på hovedanleggsdeler for en hovedleverandørs nøkkelferdige leveranse vil være omtrent følgende:

Reaktoranlegg, mekanisk del	25%
Turbogeneratoranlegg	26%
Bygninger	20%
Elektrisk utstyr	13%
Øvrig	16%

En forskyvning mot en større andel kjernekraft i kraftutbyggingen vil påvirke turbinmarkedet bare på den måte at det vil bygges færre og større enheter. Fordi en byggherre står fritt i å kjøpe turbogeneratorer separat, begrenses mulighetene for hovedleverandøren for nøkkelferdige anlegg til å øke fortjenesten på denne anleggsdel. Man bør her ikke vente mer enn en normal prisutvikling.

Bygningsmessige arbeider kan på samme måte tas ut av hovedleverandørs leveranse. Samme resonnement som for turbogeneratorer gjelder da.

Også når det gjelder reaktoranlegget har en byggherre mulighet til å ta ut større eller mindre deler fra hovedleverandørens leveranse. I hovedsak vil likevel dette være hovedleverandørenes ansvar, og det vil da rimeligvis foreligge mulighet for å utnytte markedssituasjonen for prisøkninger. Denne mulighet vil være begrenset fordi det foreligger et overutbud på reaktormarkedet. En større etterspørsel på kjernekraft regnes å ville kompenseres av den stadig høyere grad av standardisering av de anlegg som tilbys. På investeringssiden bør således ikke en sterkere utbygging på kjernekraft gi vesentlige kostnadsutslag. De endringer man kan vente, vil kunne tilskrives prisøkninger på noen kritiske komponenter slik som reaktortanker (kostnaden for disse utgjør ca. 2 % av total anleggskostnad), noe økning på visse andre komponenter på grunn av en større total komponenttonnasje i kjernekraft og noe økning på grunn av økede fortjenester for reaktorleverandører.

Det er derfor lite grunnlag for å regne med en utvikling i priser på kjernekraftområdet som er forskjellig fra andre termiske kraftslag.

Kontroll av prisutviklingen på termiske kraftslag. Anleggskostnaden for alle kraftslag øker med tiden, det avgjørende for et økonomisk valg mellom dem er hvordan kostnaden for kraftslagene varierer innbyrdes.
I april 1974 foretok NVE en rundspørring for å få en omtrentlig oppfatning av prisutviklingen siden januar 1973. Det viste seg da at stigningen i anleggskostnader har vært på rundt 25 % på alle termiske kraftslag i tiden mellom januar 1973 og april 1974. En har således ikke registrert noen vesentlig endring i forholdet mellom anleggskostnader for de enkelte kraftslag, men i absolutte kostnader har en fått en mindre endring. En grundig undersøkelse i likhet med den som ble utført i januar 1973 er ennå ikke blitt gjentatt. Kontinuerlig kontakt med leverandørene gir imidlertid et godt grunnlag for oppfølging av kostnadsutviklingen.

Driftsavhengige kostnader.
Tabell 1.02 sammenstiller driftsavhengige kostnader for de ulike kraftverkstypene. Det er her omtalt virkningsgrader for hver krafttype som anses å være oppnåelige med dagens teknikk. Spesielt for de kombinerte anleggene bør man likevel kunne påregne

Tabell 1.02 Driftsavhengige kostnader, øre/kWh.

	Virkningsgrad		Øverst: Primærenergipris, olje eller gass xx), kr/GJ Nederst: Brenselskostnad, øre/kWh xxx)				Uranpris
Kraftverkstype	Prosent	MJ/kWh	5/6x)	6/6	7/8	8/8	106 kr/kg U_3O_8 ($ 8/lbU_3O_8)
Grunnlast	40	9,0	4,50	5,40	6,30	7,20	
Forenklet	33	10,9	5,45	6,50	7,60	8,70	
Gassturbin	28	12,9	7,70	7,70	10,30	10,30	
Kombinert, ufyrt	43	8,4	5,00	5,00	6,70	6,70	
Kombinert, max. fyrt	42	8,6	4,60	5,20	6,35	6,90	
Kjernekraft	~ 33	~ 10,9					0,90

x) Tallkombinasjonen angir pris på tungolje resp. lettolje i kr/GJ. Grunnlastverk og forenklet verk forutsettes fyrt med tungolje, gassturbiner (inklusive de som inngår i kombinerte anlegg) forutsetter bruk av lettolje, tilsatsfyring forutsettes skje med tungolje. Like tall i kombinasjonen indikerer en pris på avsvovlet tungolje som er den samme som for lettolje. Denne kombinasjon vil også representere tilsatsfyrt kombinert verk ved anvending av naturgass.

xx) Ved bruk av gass blir kostnadene sannsynligvis faste, idet det vil inngås en fast kontrakt om levering. De rene driftsavhengige kostnader blir da tilnærmet lik null.

xxx) Til brenselskostnaden må legges vedlikeholdskostnad, som varierer noe med de enkelte anleggstyper. Denne er imidlertid liten i forhold til brenselskostnaden.

en økning i virkningsgradene for framtidige anlegg. Høyere oljepriser i framtiden vil sannsynligvis motivere anleggsutforminger som gir høyere virkningsgrader også for rene dampkraftanlegg. Prisene for primærenergi, olje eller gass, er i tabellen angitt med to tall for hvert beregningstilfelle. De to tallene har relevans i første rekke for de kombinerte anlegg hvor man kan tenke seg at ulike krav vil stilles på fyringsoljen for gassturbinen og for tilsatsfyringen. Man kan her tenke seg flere muligheter. Den første er at gassturbinene utvikles mot fyring med tungolje og driftsavhengige kostnader for gassturbiner og kombinerte anlegg vil tilsvare den laveste prisen i tallkombinasjonen. Denne mulighet er utelatt i sammenligningen siden man idag ikke kan anse tungoljefyrte gassturbiner for kommersielt modne.

Den andre muligheten er at kravene på svovelinnhold i tungolje for tilsatsfyring i kombinerte anlegg er såpass strenge at oljeprisene blir de samme for gassturbinen og for tilsatsfyringen. Dette vil også være et representativt beregningstilfelle for fyring med naturgass (samme kostnad for primærenergi både for gassturbin og tilsatsfyring).

Den tredje muligheten er at ingen spesielle krav stilles til svovelinnhold i tungoljen og at denne da er billigere enn lettoljen som benyttes for gassturbiner. De to sistnevnte mulighetene er analysert i tabell 1.02.

Det foreligger usikkerhet med hensyn til prisforskjell mellom lettolje, tungolje og avsvovlet tungolje. De kombinasjoner som her er benyttet må derfor i første rekke ses på som indikasjoner på mulige forskjeller.

Av tabellen framgår at grunnlastverk uten spesielle krav på svovelreduksjon gir de laveste driftsavhengige kostnadene. Om man forutsetter samme oljepriser for grunnlast og tilsatsfyring som for gassturbin, eller gjennomgående gassfyring, vil de kombinerte anleggene få de laveste driftsavhengige kostnadene. Dette gjelder spesielt for anlegg uten tilleggsfyring som da med sine lave anleggskostnader må betraktes å bli attraktive om ilandføring av gass blir aktuelt. Den vesentligste ulempen ved disse anlegg er at de utnytter avanserte og lite utprøvete gassturbiner. I forsøkene på å presse virkningsgraden opp står en i fare for å få redusert tilgjengelighet.
I tabell 1.02 har en forutsatt at reduksjon av svovel i utslipp skjer via avsvovling av olje og at dette betinger en kostnadsøkning på ca. 1 kr/GJ. Alternativet er å fjerne svovel fra røkgassene om en forutsetter at effektive og pålitelige metoder for røkgassrensing når kommersiell modenhet i nær framtid. Kostnadene for røkgassrensing vil i hovedsaken bestå i kapitalinvesteringer og antatt størrelse på disse varierer innen så pass store områder som 70-250 kr/kW_e. For et grunnlastverk med 6 000 timer drifttid pr. år vil dette innebære 0,13 - 0,46 øre/kWh.

I tillegg til dette kommer driftsavhengige kostnader som sannsynligvis er lavere. Spørsmålet om røkgassrensing må således, foruten bedømmelse av driftspålitelighet, vurderes også på grunnlag av drifttiden og prisen for avsvovlet olje.

Tabell 1.02 må i første rekke betraktes som et eksempel på den type av vurderinger som bør legges til grunn for økonomiske sammenlignende analyse av genereringsalternativ.

Det er for tiden meget vanskelig å forutsi hvordan prisene på olje og gass vil utvikle seg. Det er imidlertid lite sannsynlig at prisene noensinne vil komme ned igjen i den nedre del av prisområdet i tabell 1.02, sannsynligvis vil vi måtte gjøre regning med betydelig høyere priser.

På den annen side kan man ikke gjøre regning med at kjernekraftprisene vil være uberørt av stigende priser på olje og gass. Spesielt må det forventes at prisene på natururan i noen utstrekning vil følge med. En har også erfart en økning fra rundt $8 - 11 pr. lb U_3O_8 våren 1974 til $14 - 18 pr. lb U_3O_8 idag. Også flere av de øvrige kostnadskomponentene har økt sterkt. Det er imidlertid betydelig rom for en økning i prisene på varer og tjenester for framstilling av reaktorbrensel før det får nevneverdig innflytelse på kjernekraftkostnaden. I en nylig utført beregning i NVE av kjernekraftens driftsavhengige kostnad er det funnet at den idag ligger på ca. 1,4 øre pr. kWh, mot 0,9 øre pr. kWh i tabell 1.02.

Driftsavhengige kostnader for olje- og gasskraft vil være mer følsomme for senere kostnadsendringer enn hva disse kostnader for kjernekraft vil være. Dette skyldes at en større del av kraftgenereringskostnaden for olje- og gasskraft er løpende utgifter til brensel, mens for kjernekraft en større del av genereringskostnaden kommer fra investering før idriftssettelsen.

1.3 KRAFTOVERFØRING

Nettet skal overføre kraften fram til forbrukerne med en viss kvalitet både med hensyn til driftssikkerhet (driftsavbrudd o.l.) og teknisk kvalitet (spenningsnivå, spenningsvariasjoner, frekvensvariasjoner m.m.) Nettet skal dessuten - og det blir en like viktig oppgave - sikre en god utnyttelse av kraftproduksjonssystemet. Produksjonen skal til en hver tid kunne foregå på det sted det er mest økonomisk - f.eks. skal en ved hjelp av nettet kunne utnytte vannkraftstasjonenes magasiner på best mulig måte.

Ved planleggingen av nettet må en ta utgangspunkt i prognoser og antagelser om belastningsutviklingen i de forskjellige distrikter i tiden framover, - og antagelser om hvilke kraftkilder som vil komme til å bli bygget ut for å dekke belastningen.

De totale kostnader til nett og produksjonsanlegg skal holdes så lave som mulig. F.eks. kan dette føre til at utbyggingsrekkefølgen for produksjonsanlegg bør tilpasses nettutbyggingen. Spesielt må varmekraftverkenes plassering søkes tilpasset nettsystemet. En rekke grunnleggende data vedrørende kraftverk (f.eks. aggregatstørrelser, reguleringsegenskaper) vil bli bestemt ut fra nett-tekniske hensyn.

Nettutbyggingen må koordineres med annen utbygging i vårt land. Allerede ved utvelgelsen av nettalternativer må hensyn tas til vanskeligheter av teknisk art som ledningsbyggerne møter i vårt landskap. Og likeledes må hensyn tas til naturvern.

Utbyggingstakt.

Tabellen nedenfor kan illustrere utviklingen når det gjelder bygging av ledninger med høye spenninger.

Enkeltelementer i nettsystemet og problemer med å finne plass til disse, omtales i det følgende.

Kraftoverføring kan skje over ledninger i det fri (luftledninger) eller over kabler som graves ned.

Kabler er, alt etter hvilken spenning som velges, markert dyrere enn kraftledninger. For 22 kV er det 3-5 ganger dyrere. For 380 kV er det 15 - 20 ganger dyrere. Kabler er dertil driftsmessig sett på langt nær så tilfredsstillende som kraftledninger på grunn av lang reparasjonstid og ofte større sårbarhet. Videre er en kabels overføringsevne, i motsetning til en kraftlednings, markert begrenset på grunn av temperaturforhold (varmeutviklingen i kabelen lar seg vanskelig bortlede).

Elektrisk kraftoverføring skjer idag i det alt vesentlige ved kraftledninger i det fri. Dette skyldes de ovennevnte tekniske forhold og de store kostnader ved bruk av kabler. Disse forhold kan senere bli endret, men i den nære fremtid synes dette ikke særlig sannsynlig. Av denne grunn er det i det store og hele kraftledninger som er behandlet her.

Nominell spenning	Ledningslengder i Norge pr. 31/12-72	Ledningslengder pr. år 1965-1972	Antatte ledningslengder pr. år frem til 1990
380 kV	317 km	40 km	ca. 300 km
275 kV	3490 km	201 km	
220 kV			
132 kV og 110 kV	6114 km	245 km	ca. 250 km
Sum	9921 km	486 km	ca. 550 km

Tabell 1.02 Driftsavhengige kostnader, øre/kWh.

	Virkningsgrad		Øverst: Primærenergipris, olje eller gass xx), kr/GJ Nederst: Brenselskostnad, øre/kWh xxx)				Uranpris 106 kr/kg U_3O_8 ($ 8/lbU_3O_8)
Kraftverkstype	Prosent	MJ/kWh	5/6x)	6/6	7/8	8/8	
Grunnlast	40	9,0	4,50	5,40	6,30	7,20	
Forenklet	33	10,9	5,45	6,50	7,60	8,70	
Gassturbin	28	12,9	7,70	7,70	10,30	10,30	
Kombinert, ufyrt	43	8,4	5,00	5,00	6,70	6,70	
Kombinert, max. fyrt	42	8,6	4,60	5,20	6,35	6,90	
Kjernekraft	~ 33	~ 10,9					0,90

x) Tallkombinasjonen angir pris på tungolje resp. lettolje i kr/GJ. Grunnlastverk og forenklet verk forutsettes fyrt med tungolje, gassturbiner (inklusive de som inngår i kombinerte anlegg) forutsetter bruk av lettolje, tilsatsfyring forutsettes skje med tungolje. Like tall i kombinasjonen indikerer en pris på avsvovlet tungolje som er den samme som for lettolje. Denne kombinasjon vil også representere tilsatsfyrt kombinert verk ved anvending av naturgass.

xx) Ved bruk av gass blir kostnadene sannsynligvis faste, idet det vil inngås en fast kontrakt om levering. De rene driftsavhengige kostnader blir da tilnærmet lik null.

xxx) Til brenselskostnaden må legges vedlikeholdskostnad, som varierer noe med de enkelte anleggstyper. Denne er imidlertid liten i forhold til brenselskostnaden.

en økning i virkningsgradene for framtidige anlegg. Høyere oljepriser i framtiden vil sannsynligvis motivere anleggsutforminger som gir høyere virkningsgrader også for rene dampkraftanlegg. Prisene for primærenergi, olje eller gass, er i tabellen angitt med to tall for hvert beregningstilfelle. De to tallene har relevans i første rekke for de kombinerte anlegg hvor man kan tenke seg at ulike krav vil stilles på fyringsoljen for gassturbinen og for tilsatsfyringen. Man kan her tenke seg flere muligheter. Den første er at gassturbinene utvikles mot fyring med tungolje og driftsavhengige kostnader for gassturbiner og kombinerte anlegg vil tilsvare den laveste prisen i tallkombinasjonen. Denne mulighet er utelatt i sammenligningen siden man idag ikke kan anse tungoljefyrte gassturbiner for kommersielt modne.

Den andre muligheten er at kravene på svovelinnhold i tungolje for tilsatsfyring i kombinerte anlegg er såpass strenge at oljeprisene blir de samme for gassturbinen og for tilsatsfyringen. Dette vil også være et representativt beregningstilfelle for fyring med naturgass (samme kostnad for primærenergi både for gassturbin og tilsatsfyring).

Den tredje muligheten er at ingen spesielle krav stilles til svovelinnhold i tungoljen og at denne da er billigere enn lettoljen som benyttes for gassturbiner. De to sistnevnte mulighetene er analysert i tabell 1.02.

Det foreligger usikkerhet med hensyn til prisforskjell mellom lettolje, tungolje og avsvovlet tungolje. De kombinasjoner som her er benyttet må derfor i første rekke ses på som indikasjoner på mulige forskjeller.

Av tabellen framgår at grunnlastverk uten spesielle krav på svovelreduksjon gir de laveste driftsavhengige kostnadene. Om man forutsetter samme oljepriser for grunnlast og tilsatsfyring som for gassturbin, eller gjennomgående gassfyring, vil de kombinerte anleggene få de laveste driftsavhengige kostnadene. Dette gjelder spesielt for anlegg uten tilleggsfyring som da med sine lave anleggskostnader må betraktes å bli attraktive om ilandføring av gass blir aktuelt. Den vesentligste ulempen ved disse anlegg er at de utnytter avanserte og lite utprøvete gassturbiner. I forsøkene på å presse virkningsgraden opp står en i fare for å få redusert tilgjengelighet.

I tabell 1.02 har en forutsatt at reduksjon av svovel i utslipp skjer via avsvovling av olje og at dette betinger en kostnadsøkning på ca. 1 kr/GJ. Alternativet er å fjerne svovel fra røkgassene om en forutsetter at effektive og pålitelige metoder for røkgassrensing når kommersiell modenhet i nær framtid. Kostnadene for røkgassrensing vil i hovedsaken bestå i kapitalinvesteringer og antatt størrelse på disse varierer innen så pass store områder som 70-250 kr/kW_e. For et grunnlastverk med 6 000 timer drifttid pr. år vil dette innebære 0,13 - 0,46 øre/kWh.

I tillegg til dette kommer driftsavhengige kostnader som sannsynligvis er lavere. Spørsmålet om røkgassrensing må således, foruten bedømmelse av driftspålitelighet, vurderes også på grunnlag av drifttiden og prisen for avsvovlet olje.

Tabell 1.02 må i første rekke betraktes som et eksempel på den type av vurderinger som bør legges til grunn for økonomiske sammenlignende analyse av genereringsalternativ.

Det er for tiden meget vanskelig å forutsi hvordan prisene på olje og gass vil utvikle seg. Det er imidlertid lite sannsynlig at prisene noensinne vil komme ned igjen i den nedre del av prisområdet i tabell 1.02, sannsynligvis vil vi måtte gjøre regning med betydelig høyere priser.

På den annen side kan man ikke gjøre regning med at kjernekraftprisene vil være uberørt av stigende priser på olje og gass. Spesielt må det forventes at prisene på natururan i noen utstrekning vil følge med. En har også erfart en økning fra rundt $8 - 11 pr. lb U_3O_8 våren 1974 til $14 - 18 pr. lb U_3O_8 idag. Også flere av de øvrige kostnadskomponentene har økt sterkt. Det er imidlertid betydelig rom for en økning i prisene på varer og tjenester for framstilling av reaktorbrensel før det får nevneverdig innflytelse på kjernekraftkostnaden. I en nylig utført beregning i NVE av kjernekraftens driftsavhengige kostnad er det funnet at den idag ligger på ca. 1,4 øre pr. kWh, mot 0,9 øre pr. kWh i tabell 1.02.

Driftsavhengige kostnader for olje- og gasskraft vil være mer følsomme for senere kostnadsendringer enn hva disse kostnader for kjernekraft vil være. Dette skyldes at en større del av kraftgenereringskostnaden for olje- og gasskraft er løpende utgifter til brensel, mens for kjernekraft en større del av genereringskostnaden kommer fra investering før idriftssettelsen.

1.3 KRAFTOVERFØRING

Nettet skal overføre kraften fram til forbrukerne med en viss kvalitet både med hensyn til driftssikkerhet (driftsavbrudd o.l.) og teknisk kvalitet (spenningsnivå, spenningsvariasjoner, frekvensvariasjoner m.m.) Nettet skal dessuten - og det blir en like viktig oppgave - sikre en god utnyttelse av kraftproduksjonssystemet. Produksjonen skal til en hver tid kunne foregå på det sted det er mest økonomisk - f.eks. skal en ved hjelp av nettet kunne utnytte vannkraftstasjonenes magasiner på best mulig måte.

Ved planleggingen av nettet må en ta utgangspunkt i prognoser og antagelser om belastningsutviklingen i de forskjellige distrikter i tiden framover, - og antagelser om hvilke kraftkilder som vil komme til å bli bygget ut for å dekke belastningen.

De totale kostnader til nett og produksjonsanlegg skal holdes så lave som mulig. F.eks. kan dette føre til at utbyggingsrekkefølgen for produksjonsanlegg bør tilpasses nettutbyggingen. Spesielt må varmekraftverkenes plassering søkes tilpasset nettsystemet. En rekke grunnleggende data vedrørende kraftverk (f.eks. aggregatstørrelser, reguleringsegenskaper) vil bli bestemt ut fra nett-tekniske hensyn.

Nettutbyggingen må koordineres med annen utbygging i vårt land. Allerede ved utvelgelsen av nettalternativer må hensyn tas til vanskeligheter av teknisk art som ledningsbyggerne møter i vårt landskap. Og likeledes må hensyn tas til naturvern.

Utbyggingstakt.

Tabellen nedenfor kan illustrere utviklingen når det gjelder bygging av ledninger med høye spenninger.

Enkeltelementer i nettsystemet og problemer med å finne plass til disse, omtales i det følgende.

Kraftoverføring kan skje over ledninger i det fri (luftledninger) eller over kabler som graves ned.

Kabler er, alt etter hvilken spenning som velges, markert dyrere enn kraftledninger. For 22 kV er det 3-5 ganger dyrere. For 380 kV er det 15 - 20 ganger dyrere. Kabler er dertil driftsmessig sett på langt nær så tilfredsstillende som kraftledninger på grunn av lang reparasjonstid og ofte større sårbarhet. Videre er en kabels overføringsevne, i motsetning til en kraftlednings, markert begrenset på grunn av temperaturforhold (varmeutviklingen i kabelen lar seg vanskelig bortlede).

Elektrisk kraftoverføring skjer idag i det alt vesentlige ved kraftledninger i det fri. Dette skyldes de ovennevnte tekniske forhold og de store kostnader ved bruk av kabler. Disse forhold kan senere bli endret, men i den nære fremtid synes dette ikke særlig sannsynlig. Av denne grunn er det i det store og hele kraftledninger som er behandlet her.

Nominell spenning	Ledningslengder i Norge pr. 31/12-72	Ledningslengder pr. år 1965-1972	Antatte ledningslengder pr. år frem til 1990
380 kV	317 km	40 km	ca. 300 km
275 kV	3490 km	201 km	
220 kV			
132 kV og 110 kV	6114 km	245 km	ca. 250 km
Sum	9921 km	486 km	ca. 550 km

I motsetning til produksjonsverkene, hvor inngrepene er konsentrert om relativt små områder, vil en kraftledning ha en stor og omfattende kontaktflate. For et kjernekraftverk på 2-3000 MW vil således de arealer som beslaglegges til ledninger ligge i området mellom 1000 og 1500 dekar for hver mil verket fjernes fra sitt forsyningsområde.

Kraftledningen går gjennom områder av forskjellige landskapsmessig art, forskjellig bruksverdi, forskjellig produksjonsverdi o.s.v. De finnes spredt over det hele land. Miljøproblematikken er derfor temmelig omfattende og kompleks, men kanskje ikke tilstrekkelig påaktet i den diskusjon som pågår om produksjonsformer for elektrisk kraft og plassering av produksjonsverkene.

Et utgangspunkt ved systemplanleggingen i dag vil være å legge størst mulig overføringskapasitet i de traseer som tas i bruk - hensyn tatt til overføringsbehov og økonomi.

Beslaglagt areal pr. fremført energienhet kan minskes:

- ved å øke tverrsnittet på linene
- ved å øke antallet av parallelle liner pr. fase
- ved å benytte høyere overføringsspenning (systemspenning)
- ved å bygge flere linjekurser på felles masterekker eller på 2 eller flere separate masterekker ved siden av hverandre.

Når det gjelder linenes tverrsnitt benyttes i dag ved stålaluminiumline tverrsnitt opp til 862 mm^2.

Antall ledere pr. fase betegnes som enkeltleder, duplex (2 ledere), triplex (3 ledere) osv. På grunn av klimatiske forhold (vind, snø- og islast) har anvendelsen av flere ledere pr. fase vært noe begrenset i vårt land.

Som overføringsspenning er de nominelle systemspenninger 66, 132, 275, og 380 kV for tiden i bruk her i landet. Oversikt over når de forskjellige spenningstrinn er tatt i bruk i Norge er vist i fig. 1.01.

Overføringsevnen for en ledning i et system bestemmes av hvordan ledningen er bygget og av hva systemet kan tåle av belastning på en ledning ved visse krav til kvalitet for leveransene.

Ovenfor er gått inn på hvordan utformingen av en ledning kan påvirke overføringsevnen. Ved de høyere spenninger er det imidlertid systemet som ut fra krav til driftssikkerhet setter de strengeste krav til hva som til en hver tid kan overføres på en ledning. F.eks. vil en 800 kV ledning ut fra dens byggemåte gjerne kunne overføre 4000 MW. Brukt i vårt system i de nærmeste år vil den gjerne ikke kunne belastes høyere enn 1000 MW. For ledninger bygget på samme masterekke må en spesielt vurdere om begge ledninger vil kunne falle ut samtidig f.eks. ved ras, nedising el. I så fall vil de ikke uten videre kunne belastes så høyt som ledninger bygget separat.

Vedlagte skisse og tabell (fig. 1.02) illustrerer størrelsesorden for enkelte data vedrørende kraftledninger for høyere spenninger.

Likestrøm kan benyttes istedenfor vekselstrøm for kraftoverføringer. Dette gir større mengde elektrisk kraft overført pr. dekar enn ved vekselstrøm med samme spenning, og det gir et enklere mastebillede. Det krever imidlertid meget store og kostbare installasjoner for omforming fra vekselstrøm til likestrøm og omvendt. Det kan vanligvis ikke komme på tale i andre tilfeller enn der hvor man skal overføre store kvanta på meget store avstander. Er det tale om kabeloverføringer, kan imidlertid vekselspenning bare benyttes opp til beskjedne avstander og her har likespenning fått innpass konf. forbindelse mellom Jylland og Norge og diskusjonen om ilandføring av kraft fra verk på plattform i Nordsjøen. Likespenning kommer også på tale ved sammenkobling av store systemer og hvor en f.eks. ønsker en sterk styring av utvekslingen også under feiltilfeller i et nett. Slike sammenkoblinger kommer forøvrig også på tale i store bynett med store kortslutningsytelser. Likestrømsforbindelser er mer kompliserte og mindre driftssikre enn vekselstrømsforbindelser.

Til overføringsanleggene hører også en rekke transformator- og koplingstasjoner. Disse er nødvendig for å kunne transformere den elektriske kraft til en spenning som passer for fordelingsnettet eller forbrukernettet og for å kunne styre og beherske hele samkjøringsnettet. Slike stasjoner beslaglegger fra et par dekar og opp til 40-50 dekar, i spesielle i tilfeller enda mer. Stasjonene må ofte plasseres nærmest mulig forbruks- og befolkningssentra og kan lett komme i konflikt med arealdisponering og nærpåvirkning på bomiljø, ikke bare på grunn av stasjonene selv, men også fordi den »suger» til seg mange kraftledninger.

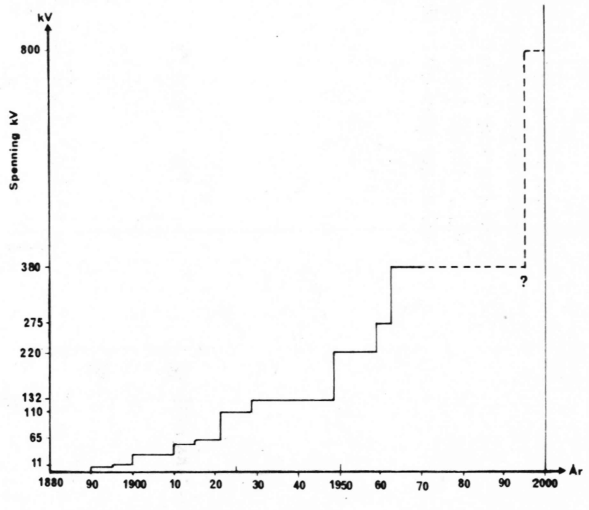
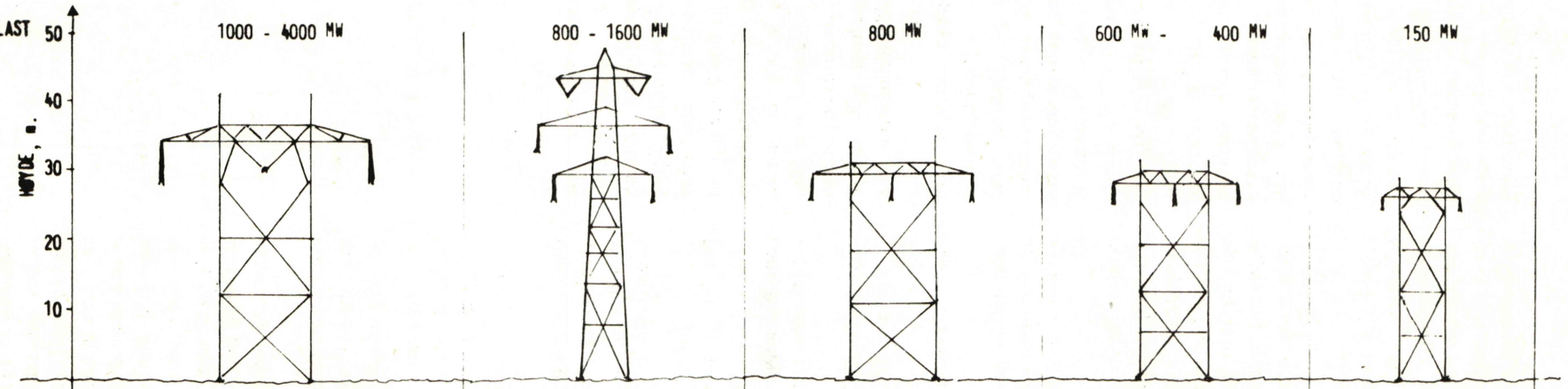


Fig.1.01 OVERSIKT SOM VISER NÅR DE ULIKE SPENNINGSTRINN FOR HØYSPENNINGS KRAFTLEDNINGER ER TATT I BRUK I NORGE.

Denne skisse og tabell er kun ment å illustrere størrelsesorden av overføringsevne og anleggskostnader for kraftledninger. Innenfor hvert spenningstrinn vil man ha et visst område for disse data avhengig av dimensjoneringen. Konf. forøvrig teksten vedrørende hva som påvirker overføringsevnen. 800 kV-masten er tatt fra en utenlandsk utredning. Mastedimensjonene er her søkt redusert i større grad enn for utførte anlegg med lavere spenning i Norge. Kostnader for ledninger som hittil ikke er benyttet hos oss, er ikke tilstrekkelig undersøkt.



SPENNING	800 kV	380 kV	380 kV	275 kV	132 kV
BYGGEFORBUDSBELTE m.	55	40	42	38	32
AREALANVENDELSE da/km	55	40	42	38	32
LINETYPE					
TOTALT TVERRSNITT MM2	ca 900 - 1000	592	592	592 / 862	455
LINEDIAMETER mm	ca 40	31,7	31,7	31,7 / 38,3	27,7
LEDERE PR FASE	4	2	2	2 / 1	1
GJ.SN.KOSTNADER kr/km EKSKL. ERSTATNINGER	ANSLAGSVIS 1200.000 - 1500.000	ANSL.VIS 1000.000 - 1200.000	600.000	500.000	270.000
FORDOYBELSE VED ANVENDELSE AV JORD- ELLER SJØKABEL g.gr.		12-20	12-20	12-20	5-10

FIG. 1.02 SAMMENSTILLING FOR SPENNING, OVERFØRINGSEVNE, AREALBEHOV, LINER, KOSTNADER OG KABEL JULI 1974

Kraftoverføringsanlegget og landskapet.
Tanker om kraftledning/natur og stygt/pent fører naturlig til prinsipielle vurderinger over forholdet mellom menneskeverk og natur. Skal en f.eks. underordne seg landskapet eller søke kontraster?

Som så ofte ellers når det gjelder å vurdere omgivelsene våre, spiller vanen en meget stor rolle også for kraftledningene. Deres estetiske status varierer mye blant folk. Den svinger fra det positive i de tilfellene de vurderes som brukskunst, til det klart negative der »en haug jernskrap» blir brukt som sammenligningsgrunnlag.

Kraftledningens flatekrav observeres best når de går gjennom skog og bebygde områder og da i form av kraftgater og byggeforbudsbelter. Denne virkningen kan lett gi større negative, visuelle utslag enn kraftledningen i seg selv.

Ledningene kan ofte med fordel føres fram i grensesonen mellom forskjellige landskapselementer som f.eks. mellom flatt og kupert terreng, skogkledd og treløst terreng, bebygd og ubebygd område, boligområde- og industriområde, boligområde og friområder m.v. To ledninger som legges ved siden av hverandre må få samme »rytme», eller rytmer som »går» sammen, om dimensjonene er forskjellige. Mastene for like store ledninger må plasseres side om side og linene strekkes i samme høyde og med like buer. To eller flere kraftledninger ved siden av hverandre virker i de fleste tilfellene adskillig mer forstyrrende i landskapsbildet enn økningen i antallet umiddelbart skulle tilsi. Dette er viktig å ha klart for seg når en vurderer det velkjente poenget om å samle menneskeverk mest mulig. I den sammenheng kan også nevnes at et konsekvent krav om å bygge kraftledningen langs vegene over fjellene lett fører til at trafikantene ikke får oppleve naturen uten en ledning i forgrunnen.

I de fleste tilfellene bør traceene unngå »blikkfang» i landskapet. Slike kan være naturlige, som f.eks. spesielle terrengformasjoner, eller menneskeverk, som f.eks. broer, bygninger m.v. Det vil lett virke særlig uheldig om en »trer» alle vann i et område på ledningen som perler på en snor - eller om en praktfull bro blir »forstyrret» av et nærliggende fjordspenn.

Den betydningen kraftledninger (og andre tekniske inngrep) har for friluftslivet, kan ikke uttrykkes entydig. Dette har klar sammenheng med at de kravene den enkelte og de forskjellige friluftsaktivitetene stiller, varierer kolossalt. I denne sammenheng må en imidlertid kunne konstatere at friluftslivet har to sider, en vedrørende fysiske og en annen de psykiske forholdene.
Rent fysisk vil f.eks. en ledningsgate i en skog normalt lette ferdselen. For den enkelte og spesielle brukeraktiviteter kan det gi seg både positive og negative utslag, alt etter forholdene. Indirekte kan også ledningen ha betydning for friluftslivet gjennom den virkningen de måtte ha på dyre- og plantelivet (jakt, fiske, naturstudier, fotografering osv.).

På det psykiske plan vil den enkeltes holdning til de visuelle forholdene ved kraftledningen være av vesentlig betydning. Her kommer også ofte følelsene inn med stor tyngde.

Jordkabler som alternativ til luftledninger, vil i de aller fleste tilfeller bare være aktuelt for små ledninger og korte avstander på grunn av de høye kostnadene. Det er ellers grunn til å peke på at også legging av jordkabler medfører terrenginngrep som grøftesprengning og graving, transportveger langs traceen, muffehus osv. Koblingsanlegg og andre byggverk som er nødvendige i overføringssammenheng søker en å gi så diskret utførelse og plassering som mulig. Men kraftstasjonene og fordelingstyngdepunktene begrenser ofte valgmulighetene særlig for plasseringen. De nye SF_6-anleggene (kapslete, gassisolerte koplingsanlegg) må registreres som en stor og positiv nyskapning i landskapsmessig sammenheng. De krever betydelig mindre plass enn de konvensjonelle anlegg. Mulighetene for å plassere dem i hus eller i fjell er dermed større, og dette blir gjort, f.eks. i Skjomen. Til gjengjeld er SF_6-anleggene betydelig dyrere.

Kraftledninger og arealbruk.
Det er naturlig å dele vårt arealbruk opp i virkninger på grunneiernes disposisjoner og virkninger på det offentliges disposisjoner.

Bruksmåten har stor betydning. I skogbruk må en regne helt eller delvis produksjonstap, økte driftsvanskeligheter og mekaniske og biologiske skadevirkninger i kantsonene. Dette kan motvirkes ved forskjellige tiltak.

Ledningsarealene kan tas i bruk både til driftsformål som veier, opplagsplasser eller andre arealkrevende formål, samt til dyrking av plantegrønt o.l. Dette siste bør det etter hvert legges vekt på.

For jordbruket vil produksjonstapet innskrenke seg til virkningen av mastepunktene, men en må regne med visse driftsvansker for avanserte driftsmetoder, grøfting m.v. Elektriske gjerder og vanningsanlegg vil vanligvis kunne brukes når forskriftene følges.
For utmarksnæringene får en negative virkninger som beslagsleggelse av arealer i hytteområder, innvirkning på jakt og friluftsaktiviteten, samt visuelle forstyrrelser. Arealene kan imidlertid utnyttes til forskjellige aktiviteter. Tiltak for bedring av beiteområder for vilt er av de ting som kan få positiv virkning enkelte steder.

For eierne er inntrengen i og nærføring med bomiljøet ofte det som føles sterkest i første omgang. Frykten for innvirkning på mottakingsforholdene for

radio og fjernsyn blir ofte trukket fram. På steder med svake mottakingsforhold, vil radiomottakingen kunne forringes. Men vanligvis merkes ikke nærværet. For TV har ikke våre vanlige overføringsanlegg virkninger som ikke kan utbedres. I tettbygde strøk vil ofte arealene som kraftlinjene beslaglegger etter en tid bli sett på som sikring mot ytterligere bebyggelse.

En vel gjennomtenkt traceføring med skånsom plassering av de tekniske komponentene i forhold til eksponerende utsiktsretninger og oppholdsarealer i daglig bruk, vil vanligvis sterkt dempe negative virkninger av nærføring med bomiljø enten det er i land eller by.

For det offentliges arealdisposisjoner vil lignende betraktninger gjøre seg gjeldende. Her gjelder i ennå større grad at en samordnet planlegging mellom de stedlige etaters arealbruk og ledningsbyggerens behov vil kunne avdempe miljøvirkningene av ledningene og i enkelte høve gi henimot full utnyttelse av arealene under. Avgjørende vil her være den holdning partene inntar.

Kraftledninger og økologi.
I planleggingen synes det riktig å skille økologien ut som egen gruppe til tross for at det av det foregående vil fremgå at momenter av slik natur mer eller mindre sterkt kommer inn i vurderingen både under tekniske og arealmessige kriterier.

Under økologi kan det skilles mellom preliminære og varige virkninger. En kraftledning medfører nesten aldri ikkereversible inngrep i naturen.

En kraftlednings levetid ligger i området 30 - 50 år. Ofte vil imidlertid ledningen bli bygget om og traceen brukt på ny.

I skog må veksten begrenses. Som nevnt medfører dette produksjonstap. Til gjengjeld kan en pleie prefererte vekster av verdi for viltet og i betydelig grad øke arealet av randsoner og beskyttende områder.

Ved systematisk utlegging av såkalte O-belter, det vil si steder der linenes høyde over marka tillater fri vekst for skogen, oppnås foruten produksjonsmessige fordeler, også en rekke positive økologiske og estetiske virkninger. Disse skogbelter er en effektiv stopper for skoggatens drenasje av kaldluftstrømmer, gir positive kantsoner og virker i høy grad dempende på blikkfangereffekten av ubrutte, enstonige gater.

For viltet er trolig de positive virkninger i det lange løp i overvekt i skogterreng når det gjelder de store overføringslinjer med brede gater og tykke liner, som en må anta fuglene klarer å registrere under flukt. For mindre distribusjonsledninger vil strømførende liner være tynne og ligge i skogsfuglenes flyhøyde. De vil kunne medføre fugledød ved påflyging. Men for småviltet på bakken gir også disse gater økede beitemuligheter og ly. I fjellterreng og åpent lende er meningene blant de sakkyndige sterkt delte når det gjelder påvirkningen på reinens adferdsmønster. Dyrenes reaksjonsapparat er spesielt knyttet til lukt og hørsel. Synet av mekaniske innretninger synes overhodet ikke å påvirke reinen. Ledninger er luktfrie. Det står da tilbake å vurdere om lyder og overlyder fra linene kan utløse fryktreaksjoner.

Det er her i tilfelle snakk om en tilvenningsperiode, der det kan antas at dyrene under helt spesielle forhold kan være reserverte. Dette bygger på antagelser.

Iakttagelser tyder på at dyrene under normale forhold ikke reagerer på ledningen, men trekker og beiter som ellers. Disse forhold er gjenstand for undersøkelser.

Kraftledninger i drift medfører ikke forurensinger.

Som konklusjon for planleggeren når det gjelder økologiske forhold kan vi si at det er viktig å innhente opplysninger om spesielle biotoper, spilleplasser, trekk, kalveplasser for rein og legge muligheten til rette for å opprettholde skogproduksjon og utvikle vegetasjonen i kraftgatene.

Kapitel 2
Energiressurser

Sammendrag.
Kapitel 2 behandler de energiressurser en idag kan regne med både i Norge og i global sammenheng. Særlig blir energikildene vurdert ut fra den plass de kan tenkes å få i produksjon av elektrisk energi i Norge.

Det skilles mellom fornybare og ikke fornybare energikilder, og det påvises at en i verdensmålestokk ennå lenge må basere det vesentlige av energiforbruket på ikke fornybare ressurser. I Norge har en derimot kunnet bruke vannkraft i stor utstrekning.

Det gis til slutt en kort oversikt over verdens energireserver, nærmest som et eksempel, ettersom reservenes størrelse er avhengige av en mengde forhold f.eks. av økonomisk og miljømessig art. Likevel kan eksemplet brukes til å indikere at noen egentlig energiknapphet ikke vil oppstå på lang sikt.

2.1 NORGES RESSURSER

2.1.1 Vannkraft

Hvilken størrelse en skal bruke for å gi en samlet beskrivelse av vannkraftressursene er gjenstand for skjønn. Karakteristiske data for vannkraften er bl.a.:

- installasjonens størrelse,
- tilsiget pr. år til inntaket,
- magasinets størrelse
- produksjonsevne i kilowattimer pr. år,
- hvor mye av produksjonen som kan leveres som fastkraft, dvs. med garantert sikkerhet år om annet.

I siste oversikt fra verdensenergikonferansen 1974 (se kap. 2.2), er det brukt en kombinert angivelse av effektinstallasjon og energiproduksjon. Av flere grunner lar imidlertid denne definisjon seg ikke uten videre bruke i Norge. En oppgir der den installasjon i MW som er nødvendig for å produsere energi ut fra tilløpet i f.eks. 95% av tiden, G_{95}, og tilsvarende energiproduksjon. Man regner m.a.o. med at installasjonen i dette tilfellet ikke gjøres større enn at tilløp som overskrider installasjonenes kapasitet forekommer opptil 95% av tiden. En slik angivelse kan nok ha sin verdi i verdensperspektiv. Vi har kunnet stå friere enn mange land når det gjelder å anlegge høytrykksanlegg med store magasiner, og har en meget variert og komplisert vannkraftstruktur.

Tradisjonelt har vannkraften i Norge vært målt ved å angi de enkelte anleggs »bestemmende produksjon». Opprinnelig var hvert vannkraftanlegg kun knyttet til et lokalt forsyningsområde, og en bestemte seg tidlig for en leveringssikkerhet som gikk ut på å kunne levere fastkraften fullt ut bortsett fra i de mest ekstreme tørrår. Produksjonsevnen ble da knyttet til de hydrologiske forhold i det vassdrag som vedkommende anlegg lå i, og en dimensjonerte anlegget ut fra tilsig og reguleringsmuligheter i dette vassdrag alene (summasjonskurver og reguleringskurver ble brukt som hjelpemidler). En fikk begrepet bestemmende produksjon som ble bestemmende for fastkraftsalget. Det var den produksjon som kunne oppholdes i 9/10 av antall år i en lengre årsserie. I den første tid var det vanlig å beregne bestemmende årsproduksjon ved jevn drift over året. Det dårligste av de år da produksjonen kunne opprettholdes, ble kalt det bestemmende år. (Se forøvrig definisjonslisten foran). I den senere tid har man gått bort fra å oppgi produksjonsevne på denne måten. Man prøver nå å få klarlagt hva hvert anlegg kan yte som tilskudd i samdrift med det totale system.

Utviklingen har gått raskt mot økt samkjøring, som bestått av:

- samkjøring hydrologisk innen et vassdrag,
- samkjøring via elektrisk nett med andre vassdrag,
- samkjøring med varmekraft,
- samkjøring mellom forskjellige forbrukskategorier.

Samdriften har ført til bedre utnyttelse av vannkraftressursene, og det synes riktig å oppjustere produksjonsevnen både av eksisterende anlegg og av prosjekter. Den gamle definisjon av produksjonsevnen mister imidlertid sin mening når en går ut over ett vassdrag. Den økte produksjonsevne er bare mulig ved hjelp av systemdeler som ikke har noe med vannkraften å gjøre, som nett, varmekraft og forbruk med forskjellig årsfordeling. Likevel er vannkraften et helt nødvendig element, og mye kan tale for å angi vannkraftressursene som det vannkraften kan yte i samkjøring med hele det aktuelle, nasjonale eller internasjonale elforsyningssystem.

Tilbake står dog spørsmålet om hvilken konkret størrelse en skal måle for å angi ressursene. En har hos oss teknisk mulighet for å installere nær ubegren-

set ytelse i nye vannkraftstasjoner, så installasjonens størrelse er ikke noe godt mål på fremtidige ressurser. Dessuten er installert ytelse en følge av behovet for toppkraftytelse, et behov som sannsynligvis vil bli dekket mest økonomisk fra vannkraftstasjoner også etter at energiproduksjonen i de samme stasjoner har nådd en grenseverdi. Ny maskininstallasjon vil da ikke gi større gjennomsnittlig energiproduksjon, men mer variabel drift. Et riktigere mål synes å være årlig energiproduksjon. En kan ved hjelp av regnemaskiner finne sannsynlig driftsresultat med og uten et prosjekt, på forskjellige stadier i fremtiden. Ut fra beregningsresultatene kan det være naturlig å velge en av følgende to størrelser for energiproduksjonen: fra hvert prosjekt:

- den økning i fastkraftsalget (i kWh) i totalsystemet som et prosjekt kan muliggjøre
- den økning i årlig gjennomsnittproduksjon fra kraftanleggene som et prosjekt kan muliggjøre

Forskjellen mellom disse størrelser varierer fra prosjekt til prosjekt. I ekstreme prosjekter, der en f.eks. har store bretilsig som gir stor produksjon i tørre år, eller der en har store magasiner, evt. kombinert med pumping, kan fastkraftøkningen i systemet bli høyere enn økningen i gjennomsnittsproduksjon fra vannkraftanleggene. Det vanlige hos de eksisterende anlegg er likevel at fastkraftøkningen ligger på rundt 90% av gjennomsnittsproduksjonen.

I framtiden vil dette forhold forandre seg. En vil trolig ønske å dekke et størst mulig fastkraftsalg innenlands, og tilfeldige salg både innenlands og til utlandet kan bli redusert i forhold til idag. Mellom disse to kraftkategoriene kan en også få en kategori med en noe lavere sikkerhet enn fastkraften, i likhet med såkalt »ikke garantert kraft». Dette kan eventuelt påvirke fordelingen mellom kategoriene. På grunn av samkjøringsmulighetene vil fastkraftsalget øke opp mot gjennomsnittsproduksjonen. Tilfeldig utveksling med utlandet vil skje gradvis mer i form av import av varmekraft. Det er også i våre naboland vanlig å angi vannkraftproduksjonen som »middelårs produksjon» eller »medianårsproduksjon», som ligger meget nær gjennomsnittsproduksjonen. Det er da naturlig etter hvert også hos oss å gå over til en angivelse av gjennomsnittsproduksjon når vannkraftressursene skal angis.

Imidlertid må en da være nøye med definisjonene. Norges vannkraftressurser kan f.eks. tenkes angitt som det fastkraftbehov som kan dekkes ved hjelp av det samkjørte, rene vannkraftsystem (uten tilskudd av varmekraft). Etter innføring av varmekraft i systemet, kan en så diskutere om en skal beholde den samme fremstillingen, eller om en skal henføre den økede produksjonsevnen til vannkraftressursene.

I denne argumentasjonen spiller de nasjonale grenser en betydelig rolle. Norsk tilfeldig eksport nyttes f.eks. idag til avstilling (nedregulering eller stansing) av varmekraftverk i våre naboland og bidrar derved til dekning av fastkraftbehov i disse land. Sett fra nasjonalt synspunkt er eksporten imidlertid tilfeldig kraft. En kunne tenke seg at norske ressurser alternativt ble angitt som det som kan leveres som fastkraft innenlands med stengte grenser. I et internasjonalt perspektiv blir dette noe snevert, idet overskuddet i Norge som nevnt kan gjøre nytte i utlandet.

Vassdragsdirektoratet har i sin siste oversikt (se nedenfor) brukt gjennomsnittproduksjonen som mål på ressursene. Kostnadene referer seg til dette mål. En er imidlertid fullt klar over at verdien av gjenværende vannkraft ikke kan vurderes bare på denne måten. Ved en verdivurdering kommer inn både prosjektets energiverdi og effektverdi, dets reguleringsevne, miljøpåvirkning osv.

Som en mulig fremtidig målestokk på vannkraftreservene kunne en ønske seg en ren økonomisk vurdering, slik at bare den mengden som er økonomisk utbyggbar kommer i betraktning. En gradering etter hva en kan kalle nyttefaktor - forholdet mellom kapitalisert nytteverdi og kostnad - kan f.eks. gi et riktigere bilde av prosjektets økonomi enn den tilnærmete metode som her er brukt. Det er langt igjen før en vil være istand til å gi en slik oversikt for samtlige prosjekter.

Kostnader for gjenværende vannkraft i Norge.
Reservenes størrelse er avhengig av aksepterte utbyggingskostnader. Denne betraktningsmåte er nå alment anerkjent, jfr. f.eks. ressursoversikten til Verdensenergikonferansen (se kap. 2.2).

Vassdragsdirektoratet har gitt en fylkesvis oversikt pr. 1.1.74 over gjenværende vannkraft. Prosjektene er ordnet i kostnadsklasser, etter kostnaden pr. 1.1.74 dividert på gjennomsnittlig produksjonsøkning i vannkraftsystemet pga. prosjektet. Kostnadsklassene er valgt som følger:

Klasse	I	under 45	øre/kWh	gj.snittlig	prod.økning.		
»	II A	45-60	»	»	»	»	»
»	II B	60-75	»	»	»	»	»
»	III	75-105	»	»	»	»	»
»	IV	105-120	»	»	»	»	»

Kostnadsklassenes betegnelse er hentet fra den tidligere oversikt i 1961 »Nyttbar vasskraft i Norge». Prosjektenes antall og utforming er imidlertid endret mye fra den tid, så oversiktene må sees som uavhengig av hverandre.
Da »Nyttbar vasskraft i Norge» ble utarbeidet, var det videre naturlig å bruke en klassifisering etter bestemmende år, mens en idag som nevnt har valgt å bruke gjennomsnittsproduksjonen.

Fylkesoversikten er vist i tabell 2.01 og fig. 2.01. Enkelte typiske prosjekter er analysert mer grundig med tanke på å finne produksjonsøkningen som

funksjon av kostnaden ved utvidelse av prosjektet. En slik utvidelse kan være overføring av nye felter, økning av magasinstørrelse og/eller økning av maskininstallasjonen. Fig. 2.02 viser sammenhengen mellom utvidelsen målt ved gjennomsnittsproduksjonen - og kostnaden - gitt ved grense- og gjennomsnittskostnad - for et typisk anlegg.

Figuren viser med andre ord et eksempel på hvorledes marginale utbyggingskostnader varierer med utnyttelsesgraden av en kraftkilde. Grensekostnadskurven angir hva det koster å øke årsytelsen med 1 kWh. Den viste grensekostnadskurve har et karakteristisk forløp. Til å begynne med avtar grensekostnadene med økende utbyggingsstørrelse fordi de dominerende igangsettingsutgifter fordeles på et stigende antall kWh. Deretter øker kostnadene pr. utbygd kWh. Den siste kWh som innvinnes er den dyreste og den må ikke koste mer en tillatelige grense pr. energienhet (en terskelverdi, som settes lik langtids grensekostnad for alternativ utbygging).

Til en gitt grensekostnad eller tillatelig utbyggingskostnad svarer således en bestemt utbyggingsstørrelse med en bestemt årsproduksjon. Ved en grensekostnad på 150 øre pr. kWh blir f.eks. kraftanleggets årsproduksjon i følge fig. 2.02 1.6 TWh. Den gjennomsnittlige kostnad pr. utbygd kWh blir imidlertid bare 55 øre pr. kWh, og hele prosjektet vil således bli oppført i klasse II A.

Reduseres grensekostnadene til 105 øre pr. kWh blir utbyggingsstørrelsen begrenset til en årsproduksjon på 1,45 TWh. For anlegget betraktet som en enhet blir kostnaden i dette tilfelle 49 øre/kWh i gjennomsnitt, og prosjektet tilhører fremdeles klasse II A.

Ved en undersøkelse av Norges nyttbare vannkraftressurser har NVE tilstrebet at hvert enkelt prosjekt blir dimensjonert ut fra samme grensekostnader for energi (i øre pr. kWh).

Tabell 2.01 Nyttbar vannkraft i Norge, midlere produksjon angitt i TWh/år.

Fylke	Utbygd pr. 1.1.1974	Ikke utbygd pr. 1.1.1974 Kostnadsklasse I 0–45 ø/kWh	II A 45–60 ø/kWh	II B 60–75 ø/kWh	III 75–105 ø/kWh	Sum	Totalt
Østfold	3,6	–	–	0,238	0,293	0,531	4,1
Akershus m/Oslo	0,4	–	–	0,389	0,229	0,618	1,0
Hedmark	1,3	–	1,131	0,554	0,620	2,305	3,6
Oppland	4,2	0,327	3,005	1,094	1,278	5,704	9,9
Buskerud	8,3	0,231	0,209	0,808	0,493	1,741	10,0
Vestfold	–	–	–	0,134	0,122	0,256	0,3
Telemark	11,2	0,117	0,734	0,187	0,403	1,441	12,6
Aust-Agder	2,5	0,399	0,513	1,369	0,493	2,774	5,3
Vest-Agder	6,2	2,040	0,348	0,435	0,400	3,223	9,4
Rogaland	4,4	0,660	5,618	1,136	0,352	7,766	12,2
Hordaland	7,1	3,585	6,253	0,847	–	10,685	17,8
Sogn og Fjordane	5,7	4,271	4,870	2,094	0,333	11,568	17,3
Møre og Romsdal	4,6	0,124	2,578	0,631	0,108	3,441	8,0
Sør-Trøndelag	2,6	–	0,815	0,310	1,477	2,602	5,2
Nord-Trøndelag	2,0	0,372	0,714	0,908	0,817	2,811	4,8
Nordland	9,7	2,154	6,255	1,568	1,305	11,282	21,0
Troms	2,2	–	0,187	1,249	0,554	1,990	4,2
Finnmark	0,6	–	0,840	0,208	1,152	2,200	2,8
Sum	76,6	14,280	34,070	14,159	10,429	72,938	149,5
Vernet til 1983		1,297	3,892	2,288	2,254	9,731	9,7
Tilgjengelig for utb. før 1983		12,983	30,178	11,871	8,175	63,207	139,8
Derav:							
Utbygging igang		5,508	5,473	0,323	–	11,304	
Konsesjon gitt		1,267	0,057	–	0,042	1,366	
Konsesjon søkt		2,019	12,624	1,618	1,358	17,619	

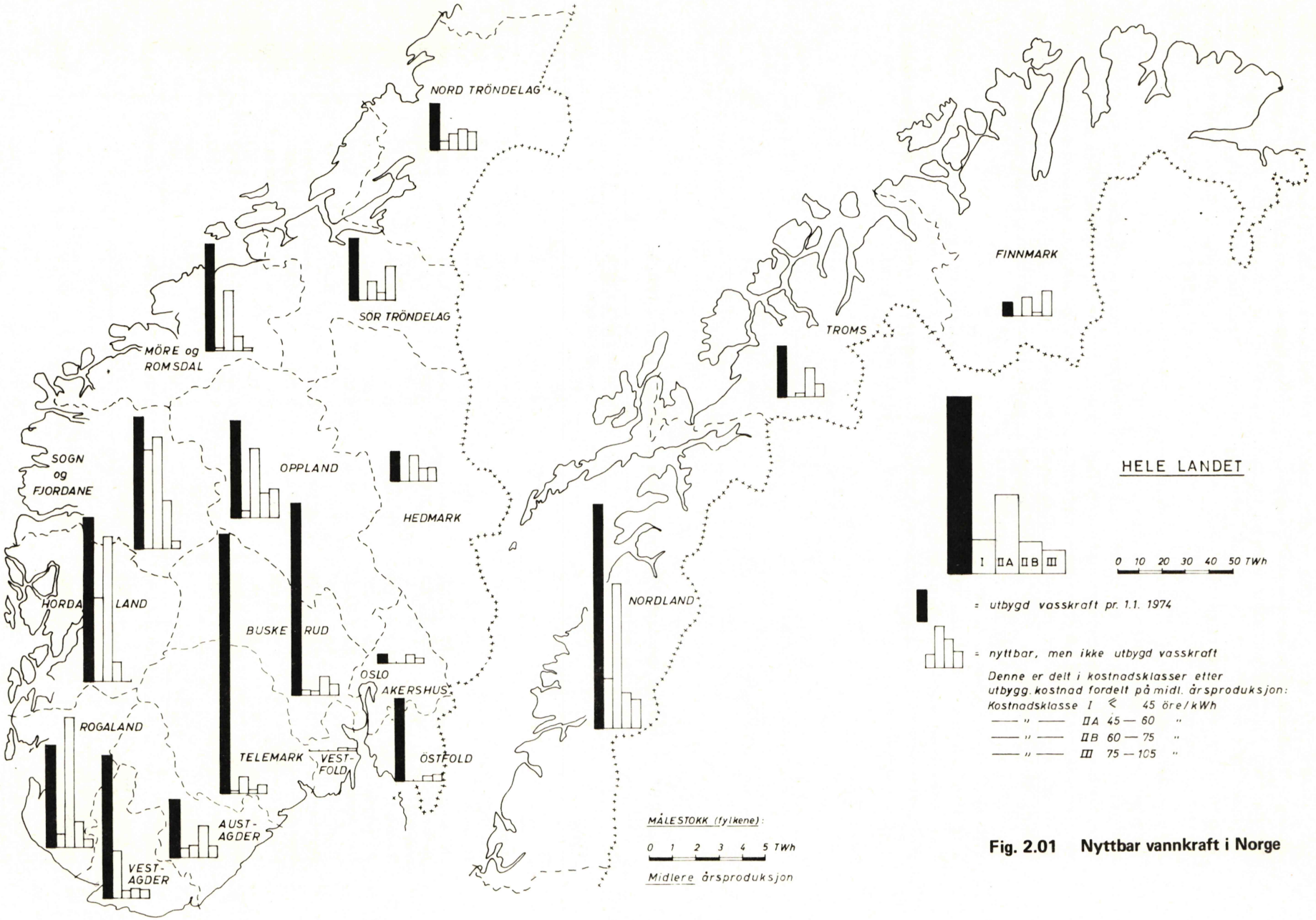


Fig. 2.01 Nyttbar vannkraft i Norge

Tabell 2.02 Norges vannkraftressurser som funksjon av utbyggingskostnader. Status pr. 1.1.74. Enhet: TWh/år.

Prosjektene gruppert i klasse etter kostnad i øre pr. kWh gj.sn. produksjon x)						Kostnads-grense øre/kWh	Potensial gj.sn. prod. x) Tillegg + utbygd = total	Vernet for 10 år ca.	Tilgjengelig for utbygging		
0-45	45-60	60-75	75-105	105-135	135-165				Gj. sn. prod.	92% av gj.snitts-produksjon	88% xx)
10,8						45	10,8 + 76,6 = 87,4	1,3	86,1	79	76
11,9	29,2					60	41,1 + » = 117,7	5,2	112,5	103	99
12,8	31,5	14,4				75	58,7 + » = 135,3	7,5	127,8	117	112
13,5	33,3	15,2	13,0			105	75,0 + » = 151,6	9,7	141,9	130	125
14,0	34,6	15,8	13,6	4,0		135	82,0				
14,3	35,4	16,2	13,9	4,1	3,1	165	87,0				

x) Gjennomsnittlig årlig produksjonsøkning i systemet når prosjektet drives sammen med det totale system (varmekraft og vannkraft).
xx) Produksjonsevne for fastkraft fra det samkjørte rene vannkraftsystem.

Fig. 202
Grensekostnad ved varierende utbygningsstörrelse for et vannkraft-anlegg.

Beregningen som vist i fig. 2.02, er ikke praktisk gjennomførlig for samtlige prosjekter. Resultatene fra analysen over en del typiske prosjekter er derfor anvendt skjønnsmessig på alle ressurser.

Tabell 2.02 viser en vurdering av Norges ikke-utbygde vannkraftpotensial ved varierende grensekostnader. Det fremgår av tabellen at når grensekostnadene øker f.eks. fra 75 øre/kWh til 105 øre/kWh stiger de ikke utbygde vannkraftreserver fra 58,7 TWh/år til 75,0 TWh/år. Ved anslaget på 75,0 TWh/år har en tatt hensyn til at den gjennomsnittproduksjon på 72,9 TWh som er gitt i tabell 2.01 er summen av konkrete enkeltprosjekter, og at en bør kunne øke denne sum til 75 pga. bedre utnyttelse i samkjøring (noe mindre gjennomsnittlig forbitapping i totalsytemet). På fig. 2.03 er forholdet vist grafisk.

En har her i første rekke villet gi en framstilling av ikke utbygde vannkraftreserver som funksjon av grensekostnader. Ved økning av akseptabel kostnadsgrense får man ikke bare inn nye prosjekter, men også en del av de prosjektene som allerede var lønnsomme blir påvirket, idet de utvides. Det er disse prosjektene som detaljeres idag, og det er meget viktig å bruke riktig kostnadsgrense.

Valg av kostnadsgrense for økonomisk nyttbar vannkraft må sees i sammenheng med situasjonen på energimarkedet hvor vannkraften erstatter elektrisk energi som vi ellers og på sikt vil være henvist til å produsere i termiske kraftverker. Herav følger at det billigste varmekraftalternativ til vannkraften er et kriterium for den nytteverdi og dermed for den maksimalt tillatelige kostnad pr. utbygd energi- og effektenhet.

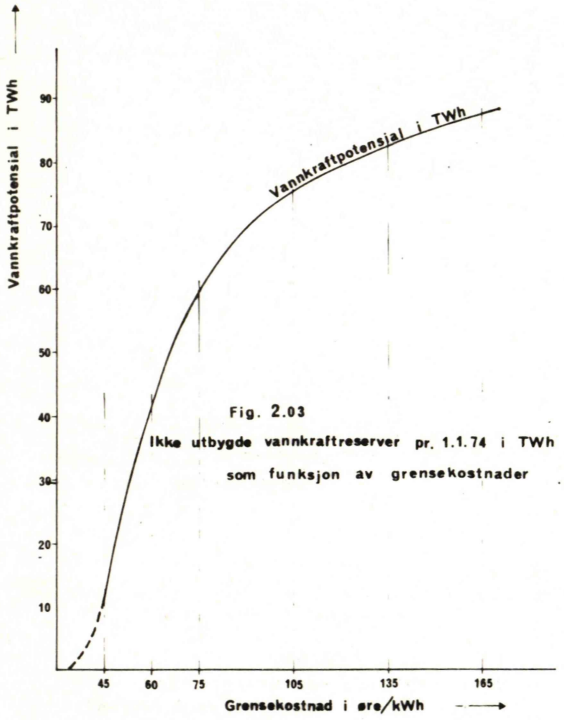


Fig. 2.03
Ikke utbygde vannkraftreserver pr. 1.1.74 i TWh som funksjon av grensekostnader

Utnyttes vannkraft som er dyrere vil det bety et økonomisk tap fordi ekvivalent varmekraft kan skaffes billigere.

Settes vannkraftens grensekostnad lavere enn grensekostnaden for likeverdig varmekraft, utnyttes ikke naturressursene fullt ut. Bare en billigere del av kraftkildene blir utnyttet. Disse øyeblikkelige fordeler vil man siden kanskje komme til å betale dyrt for, ved at ytterligere ressurser senere bare kan utnyttes til meget høye kostnader.

Stortingets vedtak om vern av vassdrag resulterte i at en del vassdrag ble varig vernet. Disse er ikke inkludert i den nye oversikt. Derimot er de prosjekter som er vernet i 10 år tatt med, men spesifisert for seg. Prosjekter der et eventuelt vernevedtak er utsatt i påvente av bedre underlag (»utsatte»vassdrag), er også tatt med.

Det er alminnelig erfaring at jo mer nøyaktig man undersøker landets vannkraftressurser, desto mer nyttbar vannkraft finner man. Til gjengjeld faller enkelte prosjekter bort når det dukker opp vesentlige nye tekniske problemer som øker kostnadene, eller når hensyn som vanskelig kan måles i penger blir tillagt stor vekt. Dette gjelder særlig for småanlegg. Videre synes det å være visse ressurser som kan innvinnes ved ombygging og utvidelser av eldre anlegg. Disse potensielle ressurser er forsiktig vurdert fordi man ikke har fullstendige undersøkelser. Ombygging/utvidelse kommer imidlertid sjelden på tale før nåværende kraftstasjon må nedlegges på grunn av elde. I de nærmeste årene er det derfor lite å innvinne fordi vannkraftverk har lang levetid og få stasjoner har vært lenge i drift.

En vurdering av hvor stor del av ressursene som er økonomisk utnyttbare lar seg ikke avgjøre før det enkelte prosjekt er blitt vurdert når det gjelder nytte og kostnad. Som et grovt anslag kan en imidlertid bruke gjennomsnittskostnadene etter den klassifisering Vassdragsdirektoratet har brukt. Dette kan forsvares bl.a. fordi en delvis har tatt hensyn til spesielle egenskaper ved prosjektene ved klassifiseringen. Skal en nytte vannkraft opp til en kostnadsgrense som omtrent svarer til kostnaden for oljefyrte kraftverk, blir det anslagsvis lønnsomt å ta med klassene I, II A, II B og III. Dette tilsvarer kostnadsgrensen 105 øre/kWh.
Skal en derimot nytte bare den vannkraft som kan konkurrere med kjernekraft, er det antakelig riktig bare å regne med kostnadsklassene I, II A og II B. Det tilsvarer kostnadsgrensen 75 øre/kWh.

Fastkraft fra rent vannkraftsystem som ressursmål.
En vurdering av ressursene i form av den fastkraft vannkraftsystemet kan yte er ikke gjort i den senere tid. En kan skjønnsmessig regne om gjennomsnittsproduksjonen til fastkraftpotensial ut fra erfaringstall for typiske anlegg. Imidertid må en da som tidligere nevnt bestemme seg for om f.eks. utlandet skal ansees å være tilkoplet, noe som vil ha innflytelse på det innenlandske fastkraftsalg. Likeså må en avgjøre om all varmekraft - også innenlands - skal fjernes, slik at en får fram produksjonsevnen for fastkraft i et vannkraftsystem.

Som et anslag over sistnevnte produksjonsevne, altså i et rent vannkraftsystem i Norge, kan en sette 88-92 % av den totale gjennomsnittsproduksjon. Til høyre i tabell 2.02 er den tilhørende fastkraftproduksjon beregnet. Det er disse basistall NVE anvender i sine »stadium»-balanser, dvs. de kraftbalanser som settes opp for å vise hvor langt vannkraftressursene rekker.

2.1.2 Olje og gass.
I St. meld. nr. 30, som ble avgitt i mars 1974, er det opplyst at departementet har vurdert den norske kontinentalsokkel syd for 62°n.br. og dens potensiale. Basert på kjente reserver og strukturer og sammenholdt med liknende geologiske bassenger andre steder i verden, antyder departementet størrelsen av de totale ressurser av olje til 1 - 2 milliarder tonn og av naturgass til 1 - 2 billioner m^3. (Tilsammen (0,08 - 0,16) x 10^{21} J).

Det forelå da ikke informasjoner som kunne gi departementet grunnlag for å uttale noe om mulighetene for petroleumsfunn nord for 62° n.br. Med det nåværende forbruk av 10 millioner tonn pr. år skulle de norske ressurser tilsvare 100 - 150 års forbruk, dersom de bare ble utnyttet i Norge.

Etter det foregående er det klart at Norge isolert sett har tilstrekkelige mengder for lang tid fremover, dersom olje i fremtiden i hovedsak brukes til de samme formål som i dag. Skulle olje også tas i bruk til elektrisitetsproduksjon i større skala, vil ressursene være oppbrukt noe tidligere.

2.1.3 Uran- og thorium.

Det er påvist thoriumforekomster i Norge. Ved Ulefoss i Telemark har en således påvist de eneste forekomster i Europa som er angitt i WEC's oversikt (se kap. 2.2), og de utgjør ca. 8% av verdens reserver med kostnader under $ 26 pr. kg. Men etterspørselen er langt mindre enn tilbudet, så det er ingen utsikt til snarlig utnyttelse av forekomstene. Langt viktigere i dagens situasjon er uran, som imidlertid Norge hittil ikke har funnet drivverdige forekomster av. Ifølge Norges Geologiske undersøkelser er imidlertid mulighetene for å finne uran i Norge gode, og en prospektering er planlagt.

2.2 OVERSIKT OVER GLOBALE ENERGIRESSURSER.

Generelt om energikilder

Med energikilder forstår en vanligvis naturlig forekommende energibærere, dvs. midler eller råstoff til å dekke energibehovet med (f.eks. vannkraft, kull, uran). Normalt gjennomgår de fleste energibærere en eller flere transformasjoner (omvandlinger) før de får den form som kan nyttiggjøres av forbrukeren.

En skjematisk oversikt over energikildene og de vanligste transformasjoner til nyttiggjort energi er vist på fig. 2.04. Det er i internasjonal energistatistikk vanlig å bruke betegnelsen primærforbruk om de mengder energibærere som ubearbeidet går inn i et lands energimarked, og sluttforbuk om de mengder som etter eventuell omvandling kommer fram til forbrukerne. Dette er forsøkt illustrert i figuren. Den endelige omdanning hos forbrukeren fra energibærerne til nyttiggjort energi er også vist.

	Verden[x]		Norge[xx]	
	10^{15} J	Prosent	10^{15} J	Prosent
Olje	108300	47	264	51
Gass	41200	18	4	1
Fast brensel	74400	33	41	8
Vann- og kjernekraft	5200	2	204	40
Sum	229100	100	513	100

Tabell 2.03. Primærenergiforbruk i verden og netto sluttforbruk i Norge 1972, fordelt på energibærere.

x) Kilde: Norsk Petroleumsinstitutt.
xx) » Norsk energistatistikk.

Figuren kan kompletteres, og det vil trolig senere bli utviklet nye prosesser for dekking av energibehovet, prosesser som en idag ikke kan legge stor vekt på pga. de usikre perspektiver.

Primærenergiforbruket i verden og netto sluttforbruk i Norge i 1972 er vist i tabell 2.03.
Tabellen er referert for å vise hvor stor del av verdens energiforbruk som dekkes av de tradisjonelle lagerressurser, som med et fellesnavn kalles hydrokarboner, nemlig olje, gass og kull. Også kjernekraft medfører bruk av lagerressurser. Det er bare en ytterst liten del som dekkes av energi som fornyer seg etter kort tid. Ut fra ressursbetraktninger kan energikildene hensiktsmessig deles inn i ikke fornybare (egentlig langsomt fornybare) og fornybare energikilde. Til Verdensenergikonferansen 1974 ble det utarbeidet en

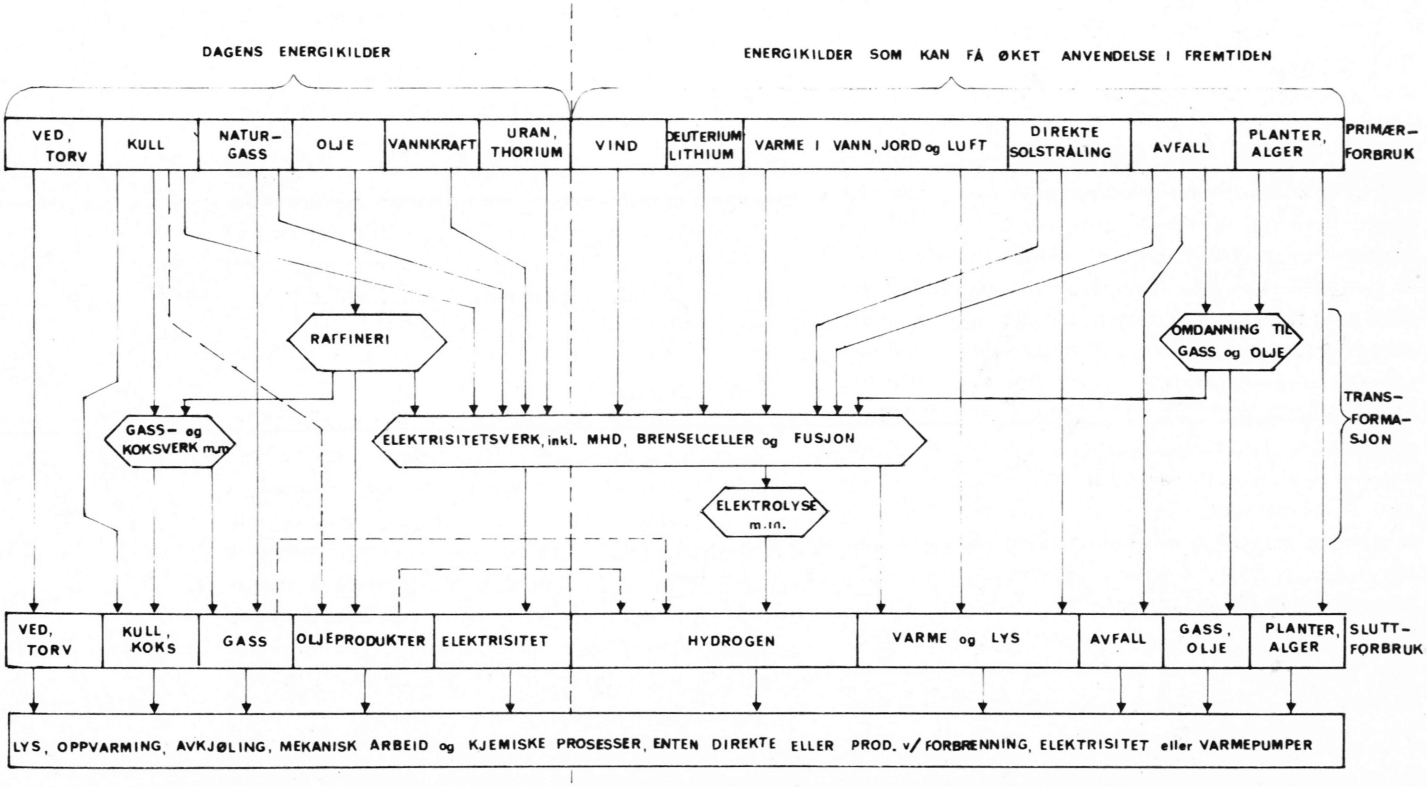


FIG. 2.04: SKJEMATISK OVERSIKT OVER ENERGIKILDER OG TRANSFORMASJON TIL NYTTIGGJORT ENERGI.

revidert oversikt over de globale energiressurser (8). Videre omtales disse i (12).[x]

Ressurser defineres som de kvantiteter som det er mulig å gjøre bruk av i overskuelig framtid.

Reserver defineres som den del av ressursene som er målt og funnet utvinnbart under de lokale tekniske og økonomiske betingelser.

Utnyttbare reserver (recoverable reserves) er den fraksjon av de tilstedeværende reserver som kan bli utnyttet under de nevnte lokale betingelser. Den oversikt som er gitt i de følgende avsnitt fører fram til en tabell over de utnyttbare reserver, også kalt påviste utnyttbare reserver (known or proved recoverable reserves), og omfatter således verken allerede utnyttede ressurser, eller sannsynlige, ytterligere ressurser.

Ikke fornybare energikilder.

Olje og naturgass.

De totale ressurser av olje og naturgass i verden er det vanskelig å gi noe eksakt oppgave over. Det oppgis ofte tall som tilsvarer forbruket i 20 - 40 år fremover. Påviste oljereserver i størrelsesorden 4×10^{21} J (1)(7)(8). Beregnede ressurser i oljekilder ligger på $(10 - 15) \times 10^{21}$ J (4), eller 10 - 15 ganger verdens prognoserte energiforbuk i år 2000. Til dette kommer de ressurser som foreligger i form av tjæresand og oljeskifer (11×10^{21} J (8)).

Den mulige utnyttelse av disse forekomster er likevel begrenset blant annet av de store miljøinngrep som en utvinning i stor skala vil medføre.

Påviste energireserver i form av naturgass dreier seg om ca. 2×10^{21} J (1) (8). Beregnede ressurser er $(5\text{-}13) \times 10^{21}$ J (4) (8) og er således mindre enn oljeressursene. Beregningene er meget usikre.

Kull og torv.

Kull av ulike typer representerer en betydelig energiressurs, $(200\text{-}300) \times 10^{21}$ J (3)(8). Bare en del av dette (5-10%) er idag teknisk-økonomisk brytbart (WEC, OECD). Store innsatser gjøres idag når det gjelder utvikling av metoder for å overføre kull til mer letthåndterlige energibærere. Forgassing og utvinning av syntetisk bensin og fyringsolje er noen muligheter som studeres. Prisutviklingen i framtiden på andre energiråvarer kan gjøre slik utnyttelse av kull lønnsom. På Svalbard ble det i 1972 utvunnet ca. 400 000 tonn kull, hvorav ca. 325 000 tonn ble brukt innenlands. Til sammenligning ville et 600 MW kullfyrt kraftverk bruke vel 1 mill. tonn kull pr. år. Det er påvist store kullforekomster på de norske feltene, og utvidelser av produksjonen kan komme på tale ((12), s. 85). En åpning av Svea-gruven (1 mill. tonn pr. år) er således planlagt.

Men produksjonen må økes til det mangedobbelte dersom norsk elforsyning skulle basere seg på Svalbardkull i noen vesentlig grad. Totale ressurser på norskdisponert del av Svalbard er anslått til ca. 150 mill. tonn.

Totalt finnes i Norge ca. 30 mill.dekar myr (i Sverige 600 mill. dekar). Torvproduksjonen har i de senere år blitt redusert til et nivå som i nasjonal sammenheng er neglisjerbart. Brenntorvproduksjonen har gått ned fra 1,5 mill m^3 før siste verdenskrig til 5 000 m^3 i 1972. Dersom produksjonen bringes opp igjen til førkrigsnivå, tilsvarer dette brennverdien i 125 000 tonn olje. Selv dette er en meget liten andel av dagens norske oljeforbruk, ca. 8 mill. tonn. I Sverige har en av beredskapshensyn begynt å studere torvfyrte kraftverk, og slike kraftverk finnes i Finland og Irland. I Finland har regjeringen vedtatt å øke torvproduksjonen til 20 mill. m^3 i 1980, eller mellom 7 og 10% av landets energiforbruk på den tid.

Uran og thorium.

De naturlig forekommende grunnstoffene uran og thorium danner grunnlaget for energiproduksjonen i dagens kjernekraftstasjoner, de såkalte fisjonsreaktorer. Ofte forekommer uran på de samme steder som thorium, og thorium kan da utvinnes som biprodukt ved uranfremstillingen. Thorium brukes foreløpig bare i HTR-reaktorer, men kan i fremtiden også få anvendelse i de såkalte formeringsreaktorer (breeders). Energiinnholdet i kjente uranressurser er avhengig av om uranet utnyttes i dagens reaktorer eller i formeringsreaktorer og av hvilke priser man er villig til å betale for uran. Uranressurser i prisklasse opp til ca. 700 kr/kg U_3O_8 (50 $/lb) representerer i termiske reaktorer ca. 10×10^{21} J (2) og i formeringsreaktorer ca. 700×10^{21} J. Siden kostnaden for uran bare utgjør en meget liten del av total kraftgenereringskostnad, spesielt i formeringsreaktorer, kreves bare meget begrensede økninger i prisen på andre energiråvarer som olje og kull for å motivere utvinning av fattigere uranforekomster som betinger høyere uranpriser. For at uran som energikilde skal bli vesentlig i en mer langsiktig forsyning, er det likevel sannsynlig at formeringsreaktorer må komme inn i bildet.

Lithium og deuterium.

På lengre sikt er det også riktig å regne med andre grunnstoffer i kategorien lagerressurser for energiformål. De som er mest omtalt i forbindelse med de fremtidige fusjonsreaktorer, er lithium og deuterium («tungt hydrogen»). Lithium brukes til fremstilling av tritium, som ved fusjon med deuterium frigjør energi. Disse grunnstoffer er det i energisammenheng nærmest ubegrensede mengder av. Forekomster er imidlertid i dette tilfellet ikke hovedproblemet, men at tekniske muligheter for å produsere elektrisitet ikke vil være tilstede på lenge. For elforsyningen i Norge vil disse energibærerne sannsynligvis ikke ha noen betydning før etter århundreskiftet.

x) Se litteraturliste etter dette kapitel. Om energienheten J (Joule), se definisjonslisten.

Fornybare energikilder.
Av energikilder som stadig fornyes ved hjelp av bl.a. solstrålingen, er ved og andre produkter fra dyrkbare planter, vind, vannkraft i mange former (tidevann, havstrømmer, bølgeenergi og den vanlige utnyttelse av vannfall i vannets kretsløp), temperaturdifferanser mellom forskjellige skikt i havet, varme i dypere lag av jordoverflaten, samt direkte solstråling til oppvarming og avkjøling av f.eks. bygninger, eller for omdanning til elektrisitet. Av disse fornybare energikilder er det stort sett bare ved og »konvensjonell» vannkraft som hittil er blitt utnyttet i større skala. Tidligere ble også vinden brukt endel (skip og vindmøller). Et av problemene ved mange av disse energikildene er lagringsspørsmålet. I perioder da energitilgang fra vind, tidevann, solenergi m.m. ikke faller sammen med forbruket, må en ha andre tilførelser eller lagring av energibærere. Elektrisitet kan ikke lagres økonomisk i stor skala, og ingen av de nevnte energikilder kan derfor brukes alene til direkte produksjon av elektrisitet. De enkelte energikilder skal her bare kort kommenteres, med vekt på tilgjengeligheten i Norge, og da spesielt med sikte på bruk i elforsyningen.

Konvensjonell vannkraft.
Vannkraften kan bare dekke en meget liten del av fremtidens energibehov. Et fysisk potensial som bare vil kunne nås ved å utnytte alt rennende vann, er 0,29 x 10^{21} J/år. En regner med (8) at bare 16% av dette noen gang kan bli utnyttet, og det gjelder bare når en installerer tilstrekkelig kapasitet til å produsere kraft tilsvarende midlere vannforhold. Ytterligere begrensning får en dersom en kun installerer nok til å utnytte en vannføring som er tilgjengelig 95% av tiden. Da er potensialet 0,016 x 10^{21} J/år. Vannkraft som hittil har vært utnyttet er basert på at en omvandler den potensielle energi i vannmengdene til bevegelsesenergi i turbiner og andre maskiner som gir mekanisk energi. Fra gammelt av har dette vært utnyttet til »kvernkaller», sagbruk etc. Idag blir den mekaniske energi overført til elektrisk energi ved at generatorer blir tilkoplet turbinene. Denne form for vannkraft er også den mest aktuelle i fremtiden, og de norske ressursene er omtalt i kapitel 2.1. Enkelte spesielle utnyttelser skal imidlertid omtales nærmere.

Tidevann
De norske tidevannsvariasjoner er relativt små, i størrelsesorden 0,5 - 3,0 m. I enkelte land kan en på spesielle steder i fjordarmer, elvemunninger etc. komme opp i 10 - 15 m og mer. Det er i denne størrelsesorden en opererer i de aktuelle tidevannsprosjekter. Økonomien ved de få tidevannskraftstasjoner som er reist, har ikke vært god. For tiden er bare to kraftstasjoner i drift, nemlig i La Rance i Frankrike og Kislaye-Guba i Sovjetunionen. Selv om det teoretisk potensial ved kjente plasseringssteder har vært anslått til 1240 TWh pr. år (11) (ca. 10 ganger norsk vannkraftpotensial), er dette ikke mye i verdensmålestokk. Interessen for tidevannsprosjekter har øket noe i det siste. Sovjetsamveldet har f.eks. planer om store prosjekter i Kvitsjøen og Det okhotske hav. I Norge finnes flere kraftige tidevannsstrømmer, f.eks. Moskenesstraumen i Lofoten og Saltstraumen syd for Bodø. Strømhastigheten i begge disse kan være omkring 2-4 meter pr. sek. Hittil er det ikke funnet noen økonomisk attraktiv metode for å nyttiggjøre seg disse strømmer.

Bølgeenergi.
Bølgeenergien er såvidt vites til idag bare utnyttet til små fyrlys, f.eks. i Japan. Effekten er da fra noen watt til noen få kW. Prinsippet er oftest at bølgene virker på et system som komprimerer luft. Luften driver så en turbin. Også andre prinsipper, f.eks. bruk av vannturbiner er nevnt. Enhetsstørrelsene er imidlertid meget små, og en må derfor ha et meget stort antall for å få energimengder av betydning. Kystdirektoratet har ikke funnet å gå til anskaffelse av slike til fyrlys. For norsk elforsyning kan bølgeenergien ikke regnes som et realistisk alternativ.

Ved og andre produkter av dyrkbare vekster.
I energisammenheng er vedforbruket idag ubetydelig. Imidlertid er det bl.a. i USA økende interesse for omdanning av organisk materiale til egnet brensel som gass, olje eller fast brensel. Prosessen kan betraktes som en fremskynding av den naturlige omdanning, som kan ta millioner av år. Som organisk materiale kan brukes trær, planter og alger (i sjøen), og organisk avfall, som f.eks. gjødsel og søppel. Energien kan skaffes ved direkte forbrenning, eller ved omdanning til olje og gass etc. Det er flere prosesser for omdanning, f.eks. anaerobisk (luftfri) gjæring av gjødsel, pyrolyse (oksygenfri destillasjon) av søppel og kjemisk reduksjon av organisk materiale. Direkte forbrenning av organisk avfall har forøvirg møtt motforestillinger, idet det av mange ansees å være mer gunstig med en tilbakeføring til produksjonen av nytt organisk materiale. Dette kan f.eks. gjøres ved oppmaling og kompostering av avfallet. Sett fra norsk elforsynings side kan ingen av disse metoder foreløpig bety noe økonomisk alternativ. Med vårt kalde klima er lav tilvekst et ytterligere problem.

Vind.
Vindkraften har fra gammelt av vært utnyttet til framdrift av fartøyer og drift av vindmøller. Allerede i 1881 foreslo Lord Kelvin å utnytte vinden for generering av elektrisk energi, og i dette århundrede har det vært bygget en del forsøksanlegg med ytelse opp til noen hundre kW bl.a. i USA, Storbritannia, Danmark og Sverige. I Norge utførte Det norske Myrselskap en studie i 1938 av et vindkraftverk på Nord-Frøya. I 1955-56 utførte Elforsyningens Forskningsinstitutt en studie etter oppdrag fra Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk. Ingen større prosjekter er blitt realisert. I flere land finnes små vindkraftverk på inntil noen få kW, for forsyning av avsidesliggende forbrukere som

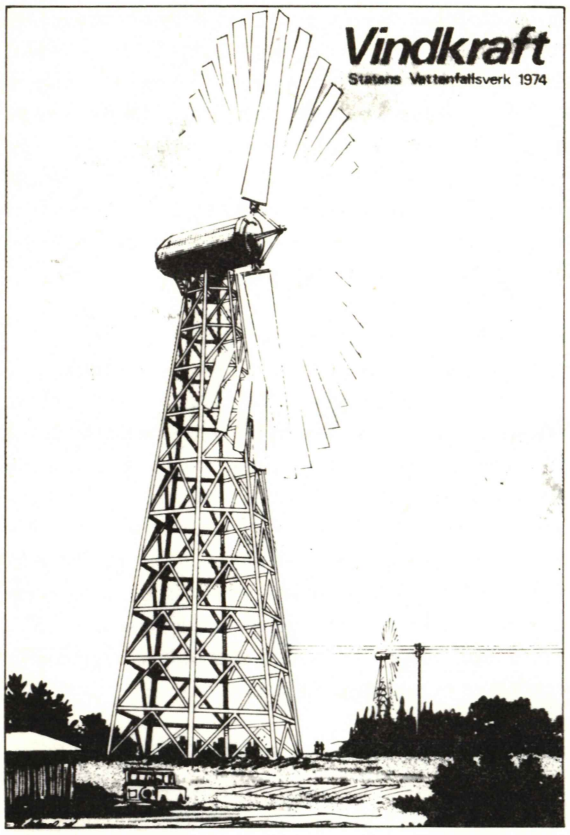


Fig. 2.05. Vindkraftverk med maksimal effekt 2 MW.

fyranlegg på øyer og antenneanlegg på fjelltopper. Televerket har i 1973 forsøkt en enhet på ca. 4 kW med tanke på forsyning av isolert beliggende radiolinkstasjoner. Enheten havarerte etter kort tid på grunn av mekanisk svikt. Slike og mindre enheter er i andre land i bruk for helt spesielle formål. En anser at vindkraftverk med propellerblad av maksimalt 50 m lengde kan bygges idag. Med en vindeffekt på ca. 5 kW pr. m^2 ved en vindstyrke på 20 m/s og en virkningsgrad på ca. 20%, gir dette en toppytelse på 6-8 MWe pr. verk. Om Norges aktuelle økning av kraftbehovet på vel 3 TWh/år skulle dekkes ved hjelp av vindkraft, måtte det hvert år bygges ca. 300 vindkraftaggregater. En svensk studie høsten 1974 konkluderer bl.a. med at det trenges 1500 vindkraftverk (fig. 2.05) for å erstatte ett stort kjernekraftaggregat. Plasseringen av disse vil bli et problem ut fra et natur- og miljøvernsynspunkt. Vindkraft vil normalt måtte kombineres med anlegg for magasinering av energi i vindrike og generering av elektrisitet i vindfattige perioder. Ved små anlegg brukes gjerne batterier for dette formål. I større skala kan en tenke seg pumpekraftverk eller fremstilling av hydrogen. Dette blir da meget kostbare løsninger. I de siste år har en bl.a. i USA og i Sverige studert mulighetene nærmere, både flytende og landbaserte kraftverk studeres. Plattformbaserte vindkraftverk er i en amerikansk studie tenkt å produsere hydrogen ved elektrolyse, og deretter føres hydrogen til land for bruk i gassturbiner eller brenselceller.

Vindkraftverk som måtte bli tilkoblet et større kraftsystem som f.eks. det norske, ville bare kunne produsere energi i takt med vindstyrkevariasjonene. Tilpasningen til forbruket ville i et slikt tilfelle tas av de øvrige kraftverk, som f.eks. vannkraftverkene. Vindkraften kan vanskelig tenkes å få større betydning i vårt kraftsystem. Likevel kan det være grunn til å følge dens teknisk-økonomiske utvikling.

Varme i luft, jord og vann.

Ved hjelp av såkalte varmepumper kan varmeenergi trekkes ut av luft, jord eller vann. Prinsippet er at en tilfører en energimengde, f.eks. elektrisitet, som brukes til å overføre energi fra et kaldere til et varmere medium. Den avgitte varmemengden blir summen av tilført og overført energi. Installasjonskostnadene er relativt høye. Hittil har metoden bare vært økonomisk i liten grad, og svært lite i Norge, hvor energiprisene har vært spesielt lave. Med en økning i prisen på alternativ oppvarming ved olje eller elektrisitet, må en vente øket bruk av varmepumper. Imidlertid må en regne med at en ved bruk av luft får dårlig virkningsgrad ved lave utetemperaturer. Dette skyldes at virkningsgraden blir dårligere jo større temperaturforskjell det er mellom det medium en tar energien fra og det en tilfører energien til. Hittil er metoden mest brukt til kjøling av varer (kjøleskap o.l.). En kan vente en viss anvendelse ved oppvarming og avkjøling av boliger, varehus o.l., men neppe i større omfang i Norge. I større målestokk kan en utnytte varmen i dypere regioner. Det gjelder f.eks. temperaturdifferansen i havet og geotermisk energi.

Temperaturdifferanse i havet.

Denne energikilden har vært utnyttet i meget små kraftverk. I Frankrike og USA gjøres enkelte forskningsarbeider på dette felt. Energimengdene er meget store, men det er nødvendig med omfattende utviklingsarbeider over mange år før metoden er økonomisk gjennomførbar. På våre breddegrader er heller ikke temperaturforskjellen mellom overflaten og de dypere lag så stor som i tropiske og subtropiske strøk. For Norge er derfor energikilden neppe interessant.

Geotermisk energi.

I mange land der jordskorpen er relativt tynn og en f.eks. har tendens til vulkansk virksomhet, kan forholdene ligge til rette for utnyttelse av jordvarmen. Det gjelder f.eks. Island, Italia og New Zealand. Direkte utnyttelse av energien i vulkaner har også vært på tale. I Norge har en ikke funnet geologiske strukturer som egner seg til utnyttelse av jordvarmen. Nyere metoder er under diskusjon, men en må foreløpig konkludere med at det ikke er aktuelt å anlegge geotermiske kraftverk i Norge.

Direkte solstråling.

Det kan skilles mellom produksjon av varme og produksjon av elektrisitet fra solenergien. Den termiske utnyttelsen har lenge vært kjent og utnyttet, f.eks. til vannvarming. Også til avkjøling (aircondi-

tion) kan solenergien brukes, men man er her på eksperimentstadiet. Når det gjelder produksjon av elektrisitet, kan man igjen skille mellom omdanning via den termiske energi til elektrisk energi og direkte omdanning i solcellebatterier. Omdanningen til mekanisk arbeid har lenge vært kjent. I 1913-14 ble det i Egypt konstruert en dampdrevet pumpe basert på solvarmen. Teknisk er det idag intet til hinder for også å bygge store kraftstasjoner. Men elektrisitet kan bare produseres i solskinn, og lagring må eventuelt skje som varme, opp-pumping av vann, eller ved produksjon av f.eks. hydrogen. Økonomien blir derved for dårlig. Direkte omdanning i solcellebatterier kan skje i de enkelte bygninger, eventuelt parallelt med termisk utnyttelse. Utviklingen av solcellen kom først i gang etter at satelittene medførte behov for å produsere energi i rommet. På jorden er det hittil bare tatt i bruk små anlegg til f.eks. fyrlys. Årlig produksjon av silisium solceller i USA er 50-60 kW elektrisk. Prisen må ned i under 1 % av den nåværende for å gjøre store installasjoner lønnsomme. I norsk elforsyning er det ingen grunn til å vente at solcellekraftverk på landjorden vil bli bygget. På våre breddegrader er også solstrålingen liten, særlig i vinterperioden, da energien naturlig nok trenges mest. Elproduksjon med solbatterier kan kanskje skje i romstasjoner, og med overføring av energien til jorden ved hjelp av mikrobølger. Siden 1963 er over 50 satelitter fra USA plassert i synkrone baner rundt jorden. Deres solbatterier utgjør imidlertid tilsammen bare ca. 7 kW. Selv med stor forskningsinnsats vil det neppe være utviklet konkurransedyktige romkraftstasjoner før i slutten av århundret. Prosjektet må derfor utelukkes fra de realistiske alternativer i norsk elforsyning idag. (10).

Import- og eksportmuligheter for elektrisk kraft.
Import- og eksportmulighet for elektrisk kraft vil neppe påvirke vår energi-oppdekning i høy grad, - vurdert ut fra den oversikt en har idag. Virkningen av mellomriksforbindelser har vært, og vil også i den nærmere fremtid bli, at man får en mer økonomisk utbygging og drift av elektrisitetsforsyningssystemet. Gevinsten for elektrisitetsforsyningen kan være basert på tilfeldige kraftutvekslinger, kontrakter om kjøp og slag av mindre kvanta fast krat for kortere tid, avtaler om felles reserve osv. Norge har inngått flere slike kontrakter og avtaler med Danmark, Sverige og Sovjetsamveldet. Det nordiske samarbeid på dette området omtales bl.a. i NORDEL's publikasjoner.

Å basere forsyningen av elektrisk energi på kraftverk i et annet land kan by på en rekke problemer av politisk art. Utnyttelse av f.eks. norske olje- og gassforekomster og svenske uran-ressurser i et felles nordisk kraftforsyningssystem vil kunne diskuteres. Men olje og gass synes å bli for kostbare energikilder til å brukes i større målestokk til produksjon av elektrisk energi. De svenske uranforekomster begynner derimot med dagens priser å bli interessante.

Global energidekning på lengre sikt.
Tabell 2.04 gir en sammenstilling av de påviste, utnyttbare energireserver som her har vært omtalt. Tabellen må bare tas som et eksempel blant mange forsøk på å anslå verdens energireserver. Det er store vanskeligheter forbundet med å sette sammen data fra mange kilder på denne måten. For nærmere studium

Tabell 2.04 Påviste, økonomisk utnyttbare energireserver.

Ressurs	Energiinnhold		Kilde
Ikke regenerative	10^{21} J***)	10^9 toe	
Oljekilder	4	90	(8)
Oljer i skifer og tjæresand (påvist, økonomisk tvilsomt)	11	250	(8)
Naturgass	2	45	(4) (8)
Uran i termiske reaktorer x)	10	240	(2)
Uran i termiske reaktorerxx)	70	1700	(2)
Uran i formeringsreaktorer x)	700	17000	(2)
Kull	15	350	(3) (8)
Fusjon (D_2+ Li) nærmest ubegrenset			
Regenerative	10^{21} J pr. år	10^9 toe pr. år	
Vannkraft (utbyggbart, G 95)xxx)	0,016	0,4	(8)
Tidevannskraft (utpekte steder)	0,002	0,05	(8) (4)
Solenergi (total stråling til jorden)	4000	10000	(8)
Vindkraft (meget varierende oppgaver)			
Geotermisk energi (meget varierende oppgaver)			

x) Forutsatt unyttelse av uran i prisklasser opp til $ 50/lb U_3O_8(700 kr/kg U_3O_8)
xx) Forutsatt unyttelse av uran i prisklasser opp til $ 100/lb U_3O_8 (1400 kr/kg U_3O_8)
xxx) Energiforbruket i år 2000 kan bli ca. 1 x 10^{21} J.
xxxx) Ved en vannføring som er tilgjengelig 95% av tiden. Tilsvarende ved gjennomsnittsforhold 0,037 x 10^{21} J/år.

anbefales (8) og (12). I fig. 2.06 er gjort en sammenstilling av globalt akkumulert energibehov forutsatt vekstrater på 4 % og 6 % pr. år og mulige energikilder. De energiformer som er umiddelbart tilgjengelige i betydelig omfang forutsettes være oljekilder, naturgass, kull og kjernekraft fra termiske reaktorer. Fra 80-årene er det forutsatt at utvinning av olje fra tjæresand og skifer samt olje og gass fra kull kan ha nådd et nivå som påvirker den globale energiforsyningen. Formeringsreaktorer regnes å kunne gi vesentlige bidrag fra 90-årene og fusjonsreaktorer fra omkring 2020. Sammenstillingen er begrenset til energikilder som kan anses å gi vesentlige bidrag til energiforsyningen. Det synes helt klart at noen egentlig energimangel ikke foreligger på lengre sikt. Den mangel man nå opplever må bl.a. ses som er resultat av manglende innsats på utvikling av alternative energikilder. På lengre sikt bør det finnes muligheter for valg mellom energikilder for kraftgenerering der valget kan baseres på økonomiske og miljømessige vurderinger og på avveininger vedrørende konservering av visse energikilder for alternativ utnytting senere. Det understrekes at relativt store usikkerheter foreligger når det gjelder bedømmelsen av størrelsen på ressursene.

Noen entydige tall for ressursene kan egentlig ikke angis, for selv om en ser bort fra de rent geologiske usikkerheter, gjenstår de økonomiske og miljømessige vurderinger vedrørende utvinningen av ressursene. Det er også klart at en sammenligning av ressurser basert på total energiutvinning ikke er helt relevant siden visse ressurser som f.eks. uran foreløpig ikke kan utnyttes for annet enn energiproduksjon, mens f.eks. hydrokarboner også kan nyttiggjøres til ikkeenergiformål.

Beredskapshensyn. Muligheter for innskrenkinger i tilgangene.

Av det foregående går det fram at Norge må basere elforsyningen i de nærmeste tiår på energikildene vannkraft, olje, naturgass, kull (evt. torv), uran og thorium. Av disse er som kjent vannkraften en begrenset kilde, men fornybar. Olje og naturgass er nasjonale ressurser som vil være tilgjengelige med stor sannsynlighet i noen tiår fremover. Kull og torv vil trolig være tilgjengelige innenfor landets grenser, men det krever en meget stor økning i utvinningen dersom de skal brukes i elforsyningen i noe omfang. Ytterligere kull samt uran må innføres ved langsiktige kontrakter. Det er grunn til å tro at tilgangen på disse ressurser vil bli tilstrekkelige, slik at innskrenkinger ikke vil forekomme i fredstid. Det samme gjelder eventuell import av elektrisk energi, men varig import av store kvanta er lite tenkelig, da det ville være fra land som energiressursmessig er ugunstigere stillet enn oss. Norge er således i en meget gunstig posisjon når det gjelder valgmuligheter, sammenlignet med land som er avhengige av import for størstedelen av sitt energiforbruk. Likevel vil de enkelte energikilder kunne vurderes forskjellig med hensyn til leveringssikkerheten i krisesituasjoner. Den minst sårbare energikilden er trolig vannkraften, jfr. også kap. 4.

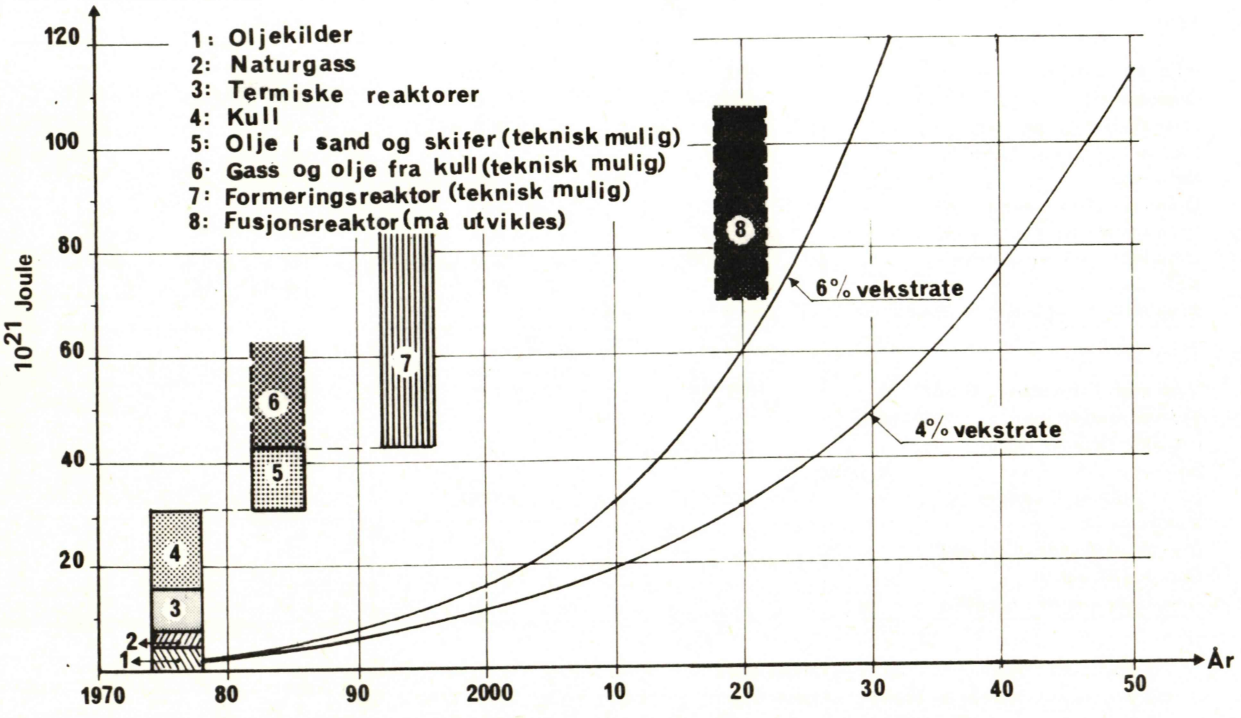


Fig. 2.06 Akumulert energibehov og energikilder

Referanser til kapitel 2:

(1) OECD: Oil. The present situation and future prospects Paris 1973.
(2) OECD: Uranium. Resources, production and demand. August 1973.
(3) Averitt: P. Coal Resources of the United States Jan. 1, 1970 US Geological Survey Bulletin 1275, Wash (1969).
(4) Hubbert, MK, US Geological Survey: »Energy Resources for Power Production». Presentert til IAEA-konferanse Wien 10 - 14 aug. 1970: Environmental Aspects of Nuclear Power stations.
(5) Pow. J.R., Fairbanks. G.H., and Zamora. W.J., »Description and reserve estimates of the oil sands of Alberta» ch.l. Athabasca Oil sands (Clark, K.A., Ed) Information ser. 45 (1963) 1.
(6) Ducan, D.C. and Swanson, V.E., »Organic-rich shales of the United States and World Land Areas». U.S. Geological Survey Ciro 523, Washington (1965).
(7) SOU 1974: 64 Energi 1985 2000. Stockholm, september 1974.
(8) World Energy Conference Survey of Energy Resources, 1974.
(9) World Petroleum Congress 1971.
(10) National Science Foundation/NASA Solar Energy Panel: »Solar energy as a national energy resource», Des. 1972.
(11) World Energy Conference 1971 p. 2.2-55.
(12) NOU 1974: 55 Norges ressurssituasjon i global sammenheng.

Kapitel 3
Analyse av optimal systemsammensetning

Sammendrag.
Kapitel 3 beskriver teknisk-økonomiske beregninger av den videre utbygging av kraftforsyningssystemet. Beregningsmetodene skisseres i korte trekk. De valgte forutsetninger beskrives. Beregningen av produksjonssystemets sammensetning er lagt opp med henblikk på at valget mellom kjernekraft og annen varmekraft skal belyses. Særlig er det lagt vekt på å vise konsekvensen av at kjernekraften utsettes i lengre tid. Dessuten er det beregnet hvilke merkostnader et gasskraftverk vil kunne medføre under forskjellige antakelser om prisen på gass. I et eget avsnitt vurderes hvilken nettutbygging som blir nødvendig i årene fram til 1990, og perspektiver videre fram mot år 2000. Konsekvensen for linjebyggingen av å plassere varmekraftverk på mindre gunstige steder omtales.

3.0 GENERELT

Kraftforsyningssystemet omfatter anlegg for produksjon, overføring og fordeling av elektrisk energi.

Produksjonsanlegg som blir plassert langt fra forbruksstedet vil måtte belastes med ekstra overføringskostnader. Plassering av produksjonsanlegg i svakt utbygde deler av nettet, kan også medføre ekstra produksjons- og overføringskostnader. Eksempelvis vil forskyvning av produksjonsanlegg bort fra forbruksentra geografisk sett, ofte også medføre at det blir liggende i en svakere utbygget del av nettsystemet. Dette har store konsekvenser for tillatte aggregatstørrelser og nødvendig ledningsbygging, bl.a. fordi en alltid må ha reservetilførsel ved utfall av et aggregat. Det økonomisk optimale på hvert sted må bli et kompromiss mellom ønsket om å bruke store enheter for derved å få lave produksjonskostnader pr. kW og kWh - og kravet til minst mulig bruk av ressurser til ledningsbygging. Legges produksjonsanlegget til et mindre gunstig sted, kan merkostnadene lett komme til å bli meget betydelige, jfr. senere omtale av hovednettet i dette kapitel. Formålet med de beregninger som NVE har utført er å finne det utbyggingsprogram som kan dekke det økende elektrisitetsforbuk til lavest mulige kostnader, og da med en samfunnsøkonomisk oppfatning av begrepet kostnad.

3.1 BEREGNINGSMETODER

Kraftforsyningssystemet er etter hvert blitt så omfattende at det ikke er praktisk mulig å gjennomføre tekniskøkonomiske beregninger for hele systemet under ett. Beregningene utføres for produksjonssystem, hovednett og fordelingsnett hver for seg og disse beregninger koordineres så langt råd er. Et nytt anlegg sees aldri isolert, men som et nytt tilskudd til det eksisterende forsyningssystem. På produksjonssiden nyttes modeller til å simulere driften av alternative fremtidige produksjonssystemer under forskjellige forutsetninger. Dette gir underlag for beregning av den økonomisk gunstigste sammensetning av produksjonssystemet. I tillegg til simuleringsmodellene nyttes også spesielle sannsynlighetsberegninger av nødvendig installert effekt. Dette gjøres fordi toppbelastningen skal dekkes med en viss sikkerhet og hensyn tas til risiko for at aggregater er ute av drift på grunn av feil, prognoseusikkerhet når det gjelder belastninger o.l. På nettsiden utføres beregninger for valgte produksjons- og belastningssituasjoner, og det undersøkes om spesifiserte enkeltfeil kan tåles, f.eks. undersøkes om hovednettet kan tåle utfall av en ledning eller utfall av et kraftstasjonsaggregat. Alternative systemer undersøkes for forskjellige tidsstadier framover, og dette gir underlag for en økonomisk vurdering av nettalternativer og plasseringsalternativer for varmekraftverk. Ut fra betraktning om overføringstap og risiko for utfall av produksjonsanlegg og nettdeler vurderes nettforsterkninger som alternativ til økning av produksjonskapasitet.

3.2 BEREGNINGER

Fastkraftleveringen er for tiden ca. 70 TWh pr. år (i 1974 68 TWh). Beregninger foretatt i NVE i den senere tid har gått ut på å finne produksjonssystemets sammensetning når fastkraftleveringen stiger til 100, 130 og 200 TWh pr. år. Tidspunktet når de ulike stadier vil nås avhenger av utviklingen. I kapitel 1 er gitt karakteristiske egenskaper ved de produksjonsvarianter en pr. idag kan bruke for å sette sammen produksjonsapparatet. Tabell nr. 3 A og B et utdrag av de økonomiske forhold ved produksjonsvariantene. Som prisnivå er valgt januar 1973, da en på det tidspunktet hadde fremskaffet sammenlignbare anleggskostnader. I tabellen er det tatt hensyn til nettsystemet, f.eks. ved at enhetsstørrelsen ved gasskraftverk på Vestlandet er begrenset til ca. 300 MW og må belastes ekstra overføringskostnader. For oljekraftverk og kjernekraftverk er forutsatt at disse kan plasseres hensiktsmessig i nettet og at nettkostnadene ikke blir særlig påvirket av hvilket produksjonsalternativ som velges. For kjernekraftverk er det i de økonomiske overslag regnet med enhetsstørrelser på

Tabell 3.01 A. **Data for termiske produksjonsformer. Prisnivå januar 1973. Gass levert på feltet.**

		Energibærer	Uran	Gass fra Frigg- eller Heimdal-feltet			Olje				Kull	Merknader
2	Enhet	Plassering	Østlandet	Karmøy		Plattform	Østlandet				Østlandet	Første anlegg
3		Type	Lettvann-reaktor	Kondens	Kombinert anlegg	Gassturbin	Kondenskraft Grunnlast	Kondenskraft Forenklet	Kombinert anlegg	Gassturbin	Kondens-kraft	
4	MW	Størrelse	900	1100	1300	485	1200	1200	250	70	1200	Referert opptransformert
		Aggregatfordeling	1 x 900	4 x 275	5 x 260	8 x 60	2 x 600	4 x 300	1 x 250	1 x 70	2 x 600	
5	Kr/kW	Spes. anleggskostnader	2500	1625	1200x)	875	1475	1100	1200x)	875		x) Usikkert tall
6	Mkr	Kostnader										
		Kraftstasjon		1800	1550	900x)						x) Inkl. plattform
		Rørledning/kabel		500	500	500						Kraftverkets andel
		Sum	2450 (2250 + 200)	2300	2050	1400	1770	1320	300	61		- Levert opptransformert
7	Kr/kW/år	Faste kostnader										
		Ref. land, opptrans-formert	325	285	243	421	180	140	140	100		Underlag ved NVE
		Ekstra overføringer til Østlandet		40	34	44						2 linjer Karmøy-Østlandet
		Sum	325	325	277	465	180	140	140	100		
8	MJ/kWh	Gassforbruk/Oljeforbruk		9,2	8	13	9,2	11,3	8	13		
9	kr/kW/år	Fast gasskontrakt										
		3 kr pr. GJx)		218	189	308						x) 1 kr pr. GJ lavere enn levert i land
		5 » » »		363	315	513						
		7 » » »		507	441	718						
10	kr/kW/år	Resulterende faste kostnader	325	543	446	773	180	140	140	100		Ved gasspris 3 kr/GJ
				688	592	978						» » 5 »
				832	718	1183						» » 7 »
11	Øre/kWh	Driftsavhengige kostnader										
12	kr/GJ	Varmepris, 4 kr/GJ	0,82x)	0	0	0	3,7	4,6	5,4	9,0	3,7	x) Senere 0,90
		» 5 »	0,82	0	0	0	5,6	6,9	7,4	13,0	5,6	
		» 8 »	0,82	0	0	0	7,4	9,2	9,0	15,0	7,4	
13	%	Energitilgjengelighet %	90x)	90	90	90	90x)	90	90	90	85	x) Utenom stans for planlagte revisjoner og brenselsskifte
14	Kr/kW/år	Effekt-kreditt (-verdi)	45	45	45	45	45	20	45	45	45	Vannkraft ≈ 60 kr/kW/år

Tabell 3.01 B Data for termiske produksjonsformer. Prisnivå januar 1973. Gass levert på Karmøy.

		Energibærer	Uran	Gass fra Frigg- eller Heimdal-feltet			Olje				Kull	Merknader
2	Enhet	Plassering	Østlandet	Karmøy		Plattform	Østlandet				Østlandet	Første anlegg
3		Type	Lettvann-reaktor	Kondens	Kombinert anlegg	Gassturbin	Kondenskraft Grunnlast	Forenklet	Kombinert anlegg	Gassturbin	Kondens-kraft	
4	MW	Størrelse	900	1100	1300	485	1200	1200	250	70	1200	Referert opptransformert
		Aggregatfordeling	1 x 900	4 x 275	5 x 260	8 x 60	2 x 600	4 x 300	1 x 250	1 x 70	2 x 600	
5	Kr/kW	Spes. anleggskostnader	2500	1625	1200[x]	875	1475	1100	1200[x]	875		[x] Usikkert tall
6	Mkr	Kostnader										
		Kraftstasjon		1800	1550	900[x]						[x] Inkl. plattform
		Kabel				500						
		Sum	2450 (2250 + 200)			1400	1770	1320	300	61		- Levert opptransformert
7	Kr/kW/år	Faste kostnader										
		Ref. land, opptrans-formert	325	203	154	421	180	140	140	100		Underlag ved NVE
		Ekstra overføringer til Østlandet		40	34	44						2 linjer Karmøy-Østlandet
		Sum	325	243	188	465	180	140	140	100		
8	MJ/kWh	Gassforbruk/Oljeforbruk		9,2	8	13	9,2	11,3	8	13		
9	kr/kW/år	Fast gasskontrakt (8000timer)										
		4 kr pr. GJ		294	256	308[x]						[x] Gass kjøpt på feltet antas å koste 1 kr pr. GJ mindre enn levert i land
		6 » » »		441	384	513[x]						
		8 » » »		588	512	718[x]						
10	kr/kW/år	Resulterende faste kostnader										
			325	537	444	773	180	140	140	100		Ved gasspris 4 kr/GJ.
				684	572	978						Ved gasspris 6 kr/GJ.
				831	700	1183						Ved gasspris 8 kr/GJ.
11	Øre/kWh	Driftsavhengige kostnader										
12	kr/GJ	Varmepris, 4 kr/GJ	0,82[x]	0	0	0	3,7	4,6	5,4	9,0	3,7	[x] Senere 0,9
		» 5 »	0,82	0	0	0	5,6	6,9	7,4	13,0	5,6	
		» 8 »	0,82	0	0	0	7,4	9,2	9,0	15,0	7,4	
13	%	Energitilgjengelighet %	90[x]	90	90	90	90[x]	90	90	90	85	[x] Utenom stans for planlagte revisjoner og brenselsskifte
14	Kr/kW/år	Effekt-kreditt (-verdi)	45	45	45	45	45	20	45	45	45	Vannkraft ≈ 60 kr/kW/år

900 MW. Skal så store enheter kunne nyttes utenfor det sentrale Oslofjord- eller Trondheims-området vil en måtte regne med ekstra nettkostnader, men det er det ikke tatta hensyn til her. Tabellen viser de tekniske og økonomiske forutsetninger, bl.a. antatte variasjonsområder for oljepris og gasspris. Som kalkulasjonsrente er brukt 10 % pr. år. Beregningene er utført med såkalt varmepris på 4, 6 og 8 kroner pr. GJ. x) Varmepris er prisen pr. energienhet, enten energibæreren er olje, kull eller gass. Modellen av produksjonssystemet omfatter Norge syd for Nord-Salten med forbindelser til Sverige og Danmark, dvs. ca. 95 % av totalsystemet. Som nevnt er behovsstadiene 100, 130 og 200 TWh pr. år beregnet. I de endelige resultater er det gjort et skjønnsmessig tillegg for den nordligste del av landet, og en har interpolert for å finne sammensetningen av produksjonssystemet for hele landet ved rimelige tidsintervaller. Det nøyaktige tidspunkt for når behovet vil opptre, er avhengig av mange forhold. De tidsangivelser som er ført inn i tabellene er derfor usikre. For vannkraften er det antatt at det meste av den gjenværende ikke vernede, men økonomisk utbyggbare vannkraften vil bli bygget ut. Hvor mye som vil være økonomisk utbyggbart avhenger bl.a. av om kjernekraft blir tillatt nyttet.

3.2.1 Utbyggingsprogram i tre varianter.

For best mulig å illustrere konsekvensene av valg som må foretas på det politiske plan i den nærmeste fremtid har en valgt å regne med tre produksjonsvarianter:

1. Ingen restriksjoner blir lagt på bruken av kjernekraftverk eller andre produksjonsmuligheter utover verneplanen for vassdrag.
2. Kjernekraftverk blir utsatt i lengre tid, dvs. omtrent ut mot århundreskiftet.
3. Det blir vedtatt å bygge gassfyrt varmekraftverk av begrenset størrelse basert på gass fra Frigg- og Heimdalfeltene, selv om dette ikke skulle være økonomisk verken i variant 1 eller 2.

Innenfor hver av de tre variantene har en funnet den utviklingslinjen som gir den beste teknisk-økonomiske løsning, ut fra de forutsetninger som er referert foran.

Variant 1.

Ingen restriksjoner på den teknisk-økonomisk løsning. Metodikken her innebærer at bare kostnadsfaktorer som lar seg vurdere i penger er medtatt. (Deler av miljø- og ressursproblematikken drøftes senere. Størrelser som usikkerhet og frykt for det uoversiktlige blant befolkningen kan heller ikke beregnes). Tabell 3.02 A viser den optimale løsning når varmeprisen er 4 kr pr. GJ. Etter den senere tids økning av oljeprisene er det funnet riktig å beregne et alternativ med varmepris 8 kr pr. GJ. Tabell 3.02 B viser resultatet. Som tabellen viser, er kapasiteten på linjeforbindelsene til utlandet holdt på samme nivå i hele tidsperioden. Likedan er den kontrakt som er undertegnet om sperrekraft og kabel til Danmark antatt opprettholdt uforandret. Utnyttelsen av disse forbindelser er sterkt påvirket av varmeprisen. Resultatet viser at det ikke er økonomisk lønnsomt å etablere kraftverk basert på kull, olje eller naturgass her i landet.

Variant 2.

Kjernekraft blir utsatt til etter århundreskiftet.

Denne varianten viser den mest omfattende konsekvens av at kjernekraften utsettes i påvente av at enkelte spørsmål skal utredes videre. Andre alternativer rykker inn i kjernekraftens sted. I dette tilfelle er det regnet med tre alternative varmepriser, nemlig 4, 6 og 8 kr pr. GJ.

Tabell 3.02C viser resultatet ved 4 kr pr. GJ,
tabell 3.02D gir tilsvarende ved 6 kr pr. GJ, og
tabell 3.02E ved 8 kr pr. GJ.

Det går fram av tabellene at det er regnet med en viss økning av økonomisk utbyggbar vannkraft med økende varmepris. Med høyere varmepriser og forbud mot kjernekraft vil en finne at vannkraften kan tøyes noe ved at ytre deler at hvert prosjekt blir mer lønnsomme. Det er ikke mulig å angi nøyaktig kvantum på merutbyggingen, men her er antatt 10 TWh mer ved 8 kr pr. GJ enn ved 4 kr. pr. GJ (jfr. kapitel 2.1). Det presiseres at dyrere vannkraft bare kommer på tale å bygge ut dersom kjernekraften utsettes.

Variant 3.

Gasskraftverk blir vedtatt bygget, basert på gass fra Frigg-feltet. Denne varianten er tatt med fordi et vedtak om gasskraftverk kan bety en restriksjon på løsningen i variantene 1 og 2. Det ville m.a.o. ikke vært nødvendig å ta varianten med dersom gasskraftverk hadde vært en del av den optimale løsning under 1. eller 2. Under visse meget usikre forutsetninger kan gasskraft komme inn i bildet under varianten 2. Det siktes her til bruk av såkalte kombinerte anlegg i gasskraftverket, og da under forutsetning at de antatte kostnader og gasspriser er riktige, samt at gasstilførselen opprettholdes i hele kraftverkets levetid. I dette hypotetiske tilfellet ville det ikke være noen vesentlig forskjell på økonomien ved bruk av oljekraft og gasskraft. Det forutsettes at det legges en rørledning på 400 mm diameter over Norskerenna ca. 197 Norskerenna ca. 1979. Hele gassmengden tenkes å gå til kraftproduksjon. Senere er det foreslått at bare ca. halve gassmengden skal gå til kraftproduksjon (ca. 700 MW). Resultatene kan lett endres i samme forhold som gassmangden. Tabell 3.02 F. viser resul-

x) Dagens prisnivå på råolje tilsvarer rundt 10 kr pr. GJ (ca. 420 kr pr. tonn). Med dagens kurs tilsvarer dette rundt $ 10 pr. fat (barrel). En gasspris på tilsvarende nivå ville bli 35 - 40 øre pr. Nm^3.

Tabell 3.02 A. Sannsynlig byggeprogram, ingen restriksjoner på bygging av kjernekraft. Oljepris 4 kr/GJ.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge								Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft		Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år[xx]	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh[xxx]	MW	TWh	MW	TWh[xxx]
1970[x]	56	0,6	58	127	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	-	-	-	-	-	-	500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	-	92	100	0,2	-	-	-	-	-	-	1050	3	800	0,8	110	0,5	1800	2,5
1985	115	-	107	50	0,1	900	6	-	-	-	-	1050	3	800	0,8	-	-	1800	2,5
1990	140	-	127	-	-	1900	12	-	-	-	-	1050	3	800	0,8	-	-	1800	2,5
1995	170	-	127	-	-	6500	42	-	-	-	-	1050	3	800	0,8	-	-	1800	2,5
2000	210	-	127	-	-	12000	79	-	-	-	-	1050	3	800	0,8	-	-	1800	2,5

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging).
xxx) Forventet utnyttelse.

Tabell 3.02 B Sannsynlig byggeprogram, ingen restriksjoner på bygging av kjernekraft. Oljepris 8 kr/GJ.
Merknad: Det reises spørsmål ved de store eksportkvanta. Restriksjoner er imidlertid ikke forutsatt.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge								Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft		Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år[xx]	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh[xxx]	MW	TWh	MW	TWh[xxx]
1970[x]	56	0,6	58	127	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	–	–	–	–	–	–	500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	1,0	92	100	0,2	–	–	–	–	–	–	1050	3	800	0,8	110	0,5	1800	2,5
1985	115	1,0	107	50	0,1	2700	19	–	–	–	–	1050	1	800	0,2	–	–	1800	11,5
1990	140	1,0	127	–	–	3200	24	–	–	–	–	1050	1	800	0,2	–	–	1800	11,5
1995	170	1,0	127	–	–	7500	54	–	–	–	–	1050	1	800	0,2	–	–	1800	11,5
2000	210	1,0	127	–	–	13000	94	–	–	–	–	1050	1	800	0,2	–	–	1800	11,5

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging).
xxx) Forventet utnyttelse.

Tabell 3.02 C. Sannsynlig byggeprogram, kjernekraften vedtatt utsatt. Oljepris 4 kr pr. GJ.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge										Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft			Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet xxx)		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år xx)	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh		MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh xxx)
1970 x)	56	0,6	58	127	0,2	–	–	–	–	–	–		–	–	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	–	–	–	–	–	–		500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	–		100	0,2	–	–	–	–	–	–		1050	3	800	0,8	110	0,5	1800	
1985	115	–	106	50	0,1	–	–	600	4	–	–		1050	4	800	0,8	–	–	1800	–
1990	140	–	127	–	–	–	–	1200	8	–	–		1050	4	800	0,8	–	–	1800	–
1995	170	–	127	–	–	–	–	6000	38	–	–		1050	4	800	0,8	–	–	1800	–
2000	210	–	127	–	–	–	–	11500	77	–	–		1050	4	800	0,8	–	–	1800	–

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging).
xxx) Forventet utnyttelse.

Tabell 3.02 D Sannsynlig byggeprogram, kjernekraften vedtatt utsatt. Oljepris 6 kr pr. GJ.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge										Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft			Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet xxx)		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år xx)	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh		MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh xxx)
1970 x)	56	0,6	58	127	0,2	–	–	–	–	–	–		–	–	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	–	–	–	–	–	–		500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	–	91	100	0,2	–	–	–	–	–	–		1050	2	800	0,6	110	0,5	1800	2,5
1985	115	–	106	50	0,1	–	–	600	4	–	–		1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
1990	140	–	127	–	–	–	–	1200	8	–	–		1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
1995	170	–	130	–	–	–	–	5500	35	–	–		1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
2000	210	–	132	–	–	–	–	11000	73	–	–		1050	4	800	0,6	–	–	1800	–

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging)
xxx) Forventet utnyttelse.

Tabell 3.02 E. Sannsynlig byggeprogram. Kjernekraften vedtatt utsatt. Oljepris 8 kr pr. GJ.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge								Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft		Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år[xx]	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh[xxx]	MW	TWh	MW	TWh[xxx]
1970[x]	56	0,6	58	127	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	–	–	–	–	–	–	500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	–	95	100	0,2	–	–	–	–	–	–	1050	1	800	0,6	110	0,5	1800	0,5
1985	115	–	106	50	0,1	–	–	600	4	–	–	1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
1990	140	–	127	–	–	–	–	1200	8	–	–	1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
1995	170	–	132	–	–	–	–	5000	33	–	–	1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
2000	210	–	137	–	–	–	–	10500	68	–	–	1050	4	800	0,6	–	–	1800	–

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging)
xxx) Forventet utnyttelse.

Tabell 3.02 F. Sannsynlig byggeprogram. Gasskraftverk på 1100 MW vedtas bygget. Oljepris 4 kr pr. GJ.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge								Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft		Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år[xx]	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh[xxx]	MW	TWh	MW	TWh[xxx]
1970[x]	55	0,6	58	127	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	–	–	–	–	–	–	500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	–	88	100	0,2	–	–	–	–	550	4	1050	3	800	0,8	110	0,5	1800	2,5
1985	115	–	105	50	0,1	–	–	–	–	1100	8	1050	3	800	0,8	–	–	1800	2,5
1990	140	–	124	–	–	900	6	–	–	1100	8	1050	3	800	0,8	–	–	1800	2,5
1995	170	–	127	–	–	5000	34	–	–	1100	8	1050	3	800	0,8	–	–	1800	2,5
2000	210	–	127	–	–	11000	74	–	–	1100	8	1050	3	800	0,8	–	–	1800	2,5

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging)
xxx) Forventet utnyttelse.

Tabell 3.02 G. Sannsynlig byggeprogram. Gasskraftverk på 1100 MW vedtas bygget. Oljepris 8 kr pr. GJ.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge								Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft		Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år[xx]	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh[xxx]	MW	TWh	MW	TWh[xxx]
1970[x]	56	0,6	58	127	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	–	–	–	–	–	–	500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	1,0	91	100	0,2	–	–	–	–	500	4	1050	1	800	0,5	110	0,5	1800	2,5
1985	115	1,0	107	50	0,1	1700	11	–	–	1100	8	1050	1	800	0,2	–	–	1800	11,5
1990	140	1,0	127	–	–	2300	15	–	–	1100	8	1050	1	800	0,2	–	–	1800	11,5
1995	170	1,0	127	–	–	6500	44	–	–	1100	8	1050	1	800	0,2	–	–	1800	11,5
2000	210	1,0	127	–	–	12000	85	–	–	1100	8	1050	1	800	0,2	–	–	1800	11,5

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging)
xxx) Forventet utnyttelse.

Merknader: Det kan reises spørsmål ved de store eksportkvanta. Restriksjoner er imidlertid ikke forutsatt.

Tabell 3.02 H. Sannsynlig byggeprogram, kjernekraften vedtatt utsatt. Gasskraftverk på 1100 MW vedtas bygget. Oljepris 4 kr pr. GJ.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge								Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft		Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år[xx]	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh[xxx]	MW	TWh	MW	TWh[xxx]
1970[x]	56	0,6	58	127	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	–	–	–	–	–	–	500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	–	87	100	0,2	–	–	–	–	550	4	1050	3	800	0,8	110	0,5	1800	0,5
1985	115	–	102	50	0,1	–	–			1100	8	1050	4	800	0,8	–	–	1800	–
1990	140	–	127	–	–	–	–			1100	8	1050	4	800	0,8	–	–	1800	–
1995	170	–	127	–	–	–	–	5000	30	1100	8	1050	4	800	0,8	–	–	1800	–
2000	210	–	127	–	–	–	–	10500	69	1100	8	1050	4	800	0,8	–	–	1800	–

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging)
xxx) Forventet utnyttelse.

Tabell 3.02 I. Sannsynlig byggeprogram, kjernekraften vedtatt utsatt. Gasskraftverk på 1100 m vedtas bygget. Oljepris 8 kr pr. GJ.

Stadium	Bruttoforbruk		Produksjon i Norge								Import				Eksport			
	Fastkraft	Elektro-kjeler	Vannkraft (middel)	Eksisterende varmekraft		Kjernekraft		Olje-grunnlast		Gasskraft		Eksisterende import-avtaler		Tilfeldig import-mulighet xxx)		Eksisterende eksport-avtaler		Tilfeldig eksport-mulighet	
Ca. år	TWh/år	TWh/år	TWh/år xx)	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW	TWh xxx)
1970 x)	56	0,6	58	127	0,2	–	–	–	–	–	–	–	–	900	0,8	194	0,9	900	0,8
1975	77	1,0	77	100	0,2	–	–	–	–	–	–	500	1	800	0,8	150	0,7	900	0,8
1980	93	–	87	100	0,2	–	–	–	–	550	4	1050	3	800	0,6	110	0,5	1800	0,5
1985	115	–	102	50	0,1	–	–	–	–	1100	4	1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
1990	140	–	127	–	–	–	–			1100	8	1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
1995	170	–	132	–	–	–	–	4000	25	1100	8	1050	4	800	0,6	–	–	1800	–
2000	210	–	137	–	–	–	–	9500	60	1100	8	1050	4	800	0,6	–	–	1800	–

x) Statistiske data.
xx) Inklusive området nord for Salten (ca. 10 TWh endelig utbygging)
xxx) Forventet utnyttelse.

tatet. Tabellen gjelder for varmepris 4 kr pr. GJ og for det tilfellet at det ikke legges restriksjoner på kjernekraften. Gasskraftverket fører da til en utsettelse av det program som gikk fram av tabell 3.02A. Tabell 3.02G viser tilsvarende ved 8 kr/GJ, jfr. tabell 3.02 B. Tabell 5.02H viser tilsvarende program dersom det også legges restriksjoner på kjernekraften, og varmeprisen er 4 kr pr. GJ, jfr. tabell 3.02C. Endelig viser tabell 3.02I tilsvarende resultat ved 8 kr pr. GJ, jfr. tabell 3.02D.

3.2.2 Sammenligning mellom de tre variantene.

For tiden er fremtidig oljepris svært usikker. Dette påvirker i stor grad de konklusjoner en kan trekke av en sammenligning mellom en olje- og/eller gass-basert utviklingslinje og en utvikling basert på kjernekraft. Men for hele det valgte område for oljeprisen gjelder det at en får større eller mindre merkostnader ved å velge andre løsninger enn kjernekraft. Som eksempel på en sammenligning er det i fig. 3.01 vist hvordan de totale årlige kostnader til produksjonsformer varierer når oljeprisen er 8 kr pr. GJ. Figuren viser utviklingen fram mot dekning av et behov på 210 TWh fastkraft (kanskje omkring år 2000), under forutsetning om enten totalforbud mot kjernekraft i perioden eller full valgfrihet.

Optimalt system er beregnet i begge tilfeller. Det er tatt hensyn til at variantene krever forskjellig reserveeffekt. På figuren er angitt beregnet kostnad for den ekstra installasjon som kreves forat effektsikkerheten i de to variantene skal bli akseptabel (uttrykt ved risikoindeks 10^{-3} dvs. effektsvikt kan godtas i en promille av tiden). Det er regnet med en marginal effektkostnad på 600 kr/kW. En ser at merkostnaden i stadium 210 TWh pr. år blir rundt 4 milliarder kroner pr. år dersom kjernekraften blir forbudt, og varmeprisen er 8 kr pr. GJ. Dette stadium kan komme til å opptre rundt år 2000. Et eksempel på beregning av merkostnader ved bruk av gasskraftverk med gass fra Friggfeltet, (variant 3), er vist i tabell 3.03. Det ble i denne beregning forutsatt at gasskostnaden referert Friggfeltet ligger 1 kr pr. GJ lavere enn varmeprisen forøvrig tilsvarende transportkostnader til Skottland (jfr. tabell 3.01 A). Gasskraftverkets nyttevirkning er beregnet ved å sette inn tenkte »små mengder» gasskraftverk i simuleringsmodellen i alle alternativer, med samme enhetskostnader som aktuelle verk. Til sammenligning er ført opp kostnadene ifølge tabell 3.01. Differansen gir uttrykk for merkostnaden ved ett gasskraftverk av den angitte type. En vil av tabell 3.03 se at et gasskraftverk basert på typen »kombinerte anlegg», dvs. med gassturbiner og dampturbiner i en kombinert prosess, vil bli konkurransedyktig med oljekraft, dersom de usikre forutsetninger som er antatt for denne type er riktige. For mer konvensjonelle enheter får en merkostnader ved gasskraftverket på i størrelsesorden noen hundre millioner kroner pr. år. Tabellen viser videre merkostnadene i forhold til kjernekraft. I tabell 3.03 tas det ikke hensyn til det forhold at det første gasskraftaggregat kan komme inn ca. 4 år før kjernekraftverket.

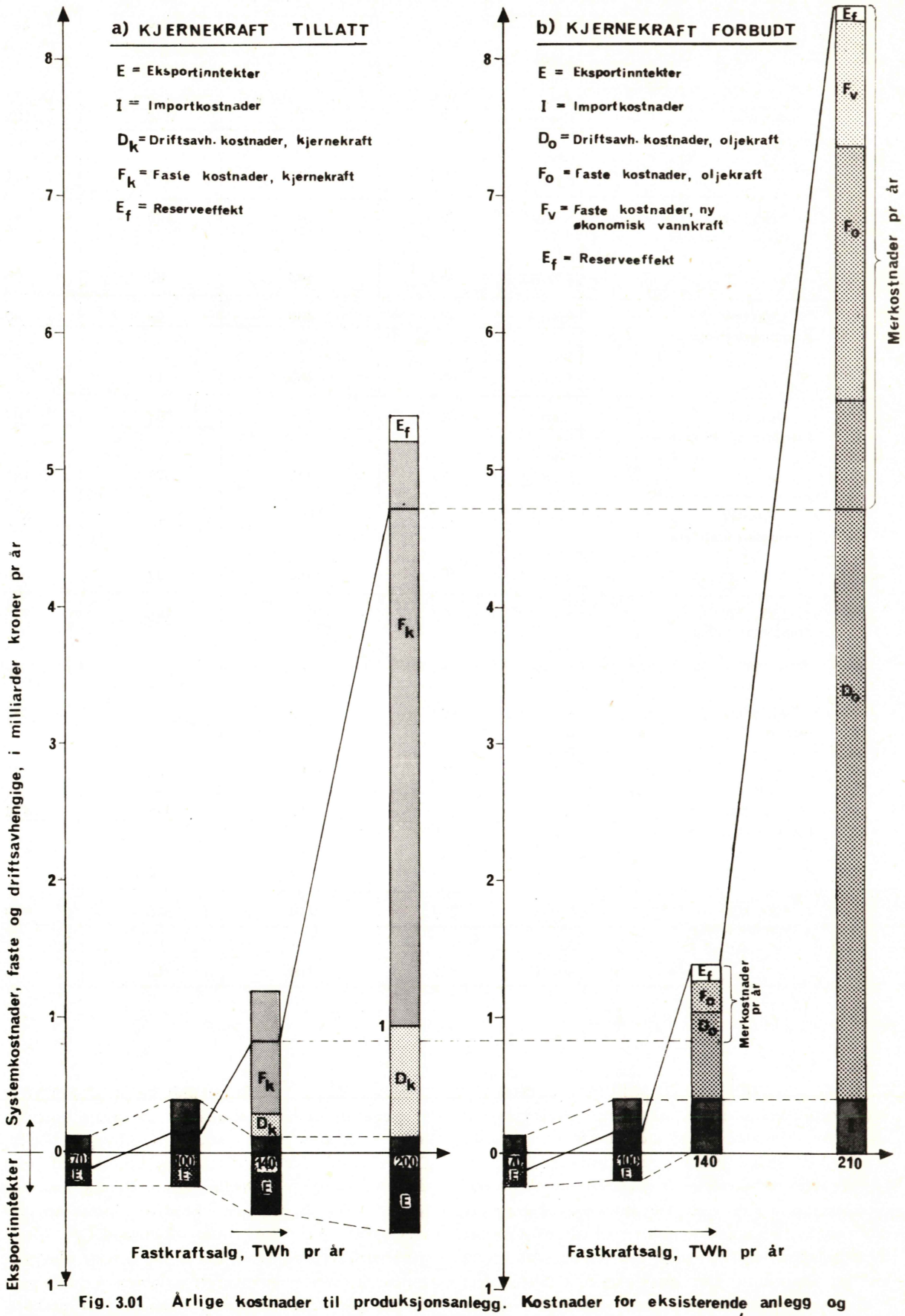


Fig. 3.01 Årlige kostnader til produksjonsanlegg. Kostnader for eksisterende anlegg og vannkraftprosjekter som ikke påvirkes av valget mellom kjernekraft olje/gasskraft er ikke medtatt. Varmepris 8 kr pr GJ.

Tabell 3.03 Merkostnad pr. år ved å introdusere gasskraftverk i det norske system, i forhold til det mest økonomiske alternative system, avhengig av olje- og gasspris og adgang til bygging av kjernekraft.

Gass-kostnad på feltet kr/GJ.	Alternativ	Sum nytte substi-tusjon med	kr pr. kW år	Sum kostnad Kr pr. kW år	Relativ merkostnad Kr pr. kW år	Total merkostnad Mkr pr. år
3 (4 på land)	485 MW Plattformbasert kraftverk	Kjerne	397	773	376	183
		Olje, 4 kr/GJ.	455	773	318	154
	1100 MW Landbasert kraftverk	Kjerne	397	543	146	161
		Olje, 4 kr/GJ.	455	543	88	97
	1300 MW Kombinert anlegg	Kjerne	397	466	69	90
		Olje, 4 kr/GJ.	455	466	11	14
5 (6 på land)	485 MW Plattformbasert kraftverk	Kjerne	397	978	581	282
		Olje, 6 kr/GJ.	601	978	377	183
	1100 MW Landbasert kraftverk	Kjerne	397	688	291	320
		Olje, 6 kr/GJ.	601	688	87	96
	1300 MW Kombinert anlegg	Kjerne	397	592	195	253
		Olje, 6 kr/GJ.	601	592	÷9	÷12
7 (8 på land)	485 MW Plattformbasert kraftverk	Kjerne	397	1183	786	382
		Olje, 8 kr/GJ.	730	1183	453	220
	1100 MW Landbasert kraftverk	Kjerne	397	832	435	478
		Olje, 8 kr/GJ:	730	832	102	112
	1300 MW Kombinert anlegg	Kjerne	397	718	326	423
		Olje, 8 kr/GJ.	730	718	÷12	÷16

Gasskraftverket vil i disse år medføre en utsettelse av vannkraftprosjekter som er økonomisk gunstigere enn alle andre alternativer, også kjernekraft. I disse første år får en derfor en »ekstra merkostnad» ved å erstatte (substituere) vannkraft med gasskraft utover de verdier som tabell 3.03 viser. Det antas som eksempel at den vannkraften som blir utsatt, vil tilføre systemet ny fastkraft til en kostnad av 0,5 øre pr. kWh lavere enn fra kjernekraft. Det antas videre at det uansett hvilken type gasskraftverk som velges vil være en maksimal tilvekst pr. år av gasskraft på ca. 2 TWh, dvs. en rimelig andel av landets totale økning. Merkostnaden i alle de år gasskraftverket er i oppbyggingsfasen, blir derfor 10 mill. kr. pr. år. For hvert år gasskraft erstatter vannkraft av denne kostnad, påføres tilsvarende merkostnad i hele byggeperioden. Det må understrekes at dette er meget usikre tall, som er helt avhengig av hvilke vannkraftverk som blir utsatt. I det følgende er ikke disse ekstrakostnader medregnet. Fig. 3.02 viser skjematisk de totale merkostnadene pr. år en kan få ved å velge olje/gass-varianten framfor kjernekraft-varianten. Figuren gjelder for oljekraft. Ved gasskraft kan en vente merkostnader litt i overkant av dette, opp mot noen hundre millioner kr pr. år mer, avhengig av hvilket alternativ for gasskraft som velges. Ved vurdering av fig. 3.01 og

Summen av merkostnader blir da følgende, avhengig av kraftverkstypen:

Tabell 3.04 Ekstra merkostnader ved gasskraft p.g.a. utsettelse av vannkraftprosjekter.

	Tid som vann-kraften ville bli utsatt, år	Total merkostnad mill.kr	Pr. utsettelsesår i gjennomsnitt mill.kr
485 MW plattformbasert kraftverk	2	40	20
1100 MW landbasert kraftverk	4	160	40
1300 MW kombinert anlegg	5	250	50

3.02 må det holdes klart at kjernekraften er utelukket i hele perioden, og at det ikke er forutsatt noen økning i prisen på uran ved økende oljepris. Heller ikke er det antatt at de faste kostnadene vil endres relativt sett, jfr. kapitel 1.2.

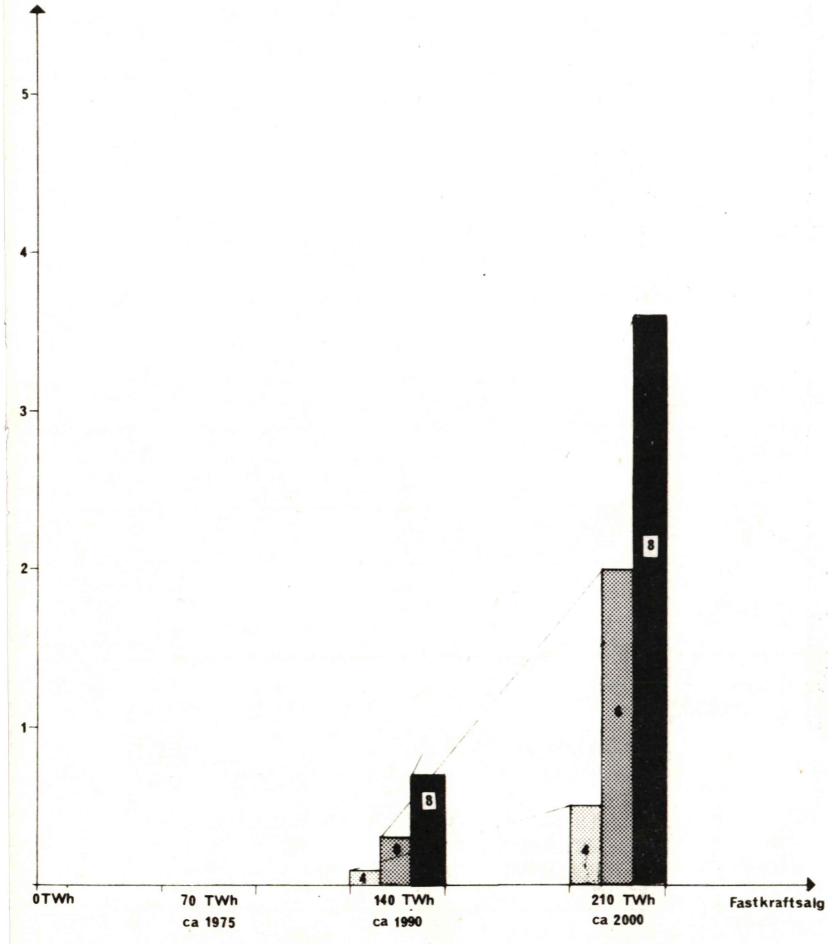


Fig.3.02 Økonomisk virkning av å utsette kjernekraften, uttrykt ved årlige merkostnader ved bruk av olje/gasskraft istedenfor kjernekraft, ved forskjellige varme-priser i kr. pr. GJ.

3.3 LOKALISERING AV KJERNEKRAFTVERK

Som nevnt i kap. 2.1 er vannkraften i Norge ganske jevnt fordelt over landet sammenlignet med mange andre »vannkraftland». Helt ideelt er det imidlertid ikke, særlig ikke når det gjelder de gjenværende kraftkilder, jfr. fig. 3.03 som viser situasjonen i Oslofjordområdet. Også Trøndelag har dårlig egendekning av vannkraft idet området alt i flere år har fått tilført kraft fra Helgeland. - I Troms og Finnmark er mye av den utbyggbare vannkraften allerede bygd ut, og de fleste av de vannkraftkilder som er igjen, vil gi dyr kraft sett isolert. Et unntak her er Altavassdraget, men til dette knytter det seg sterke verneinteresser. Fig. 3.04 viser i store trekk hvordan kraften transporteres i Norge idag. Noen distrikter har og »egendekning», som Sørlandet, Vestlandet og Nordland fylke.

Ved planlegging av den videre utbygging av elforsyningssystemet i Norge må det ved valg av produksjonsalternativer tas hensyn til hvordan kraften skal nå fram til forbrukerne. Så lenge det bare gjaldt å finne egnede vannkraftkilder har dette problemet stort sett løst seg selv. Ved introduksjon av varmekraft i systemet, som er nødvendig om noen år, står man noe friere ved plasseringen av kraftverkene i forhold til forbrukstyngdepunktet. Et unntak her er eventuelle kraftverk basert på naturgass fra Nordsjøen eller fra mulige funn i havet lenger nord. Innledningsvis i dette kapitel ble nevnt at nettkostnadene stort sett var forutsatt like i de alternativer som ble undersøkt. Det var da lagt til grunn at olje- og kjernekraftverk ble plassert hensiktsmessig i forhold til forbruk og annen kraftproduksjon.

I NVE er det arbeidet en del med å finne fram til en landsplan for lokalisering av varme- og kjernekraftverk, med tanke på å få reservert grunn for slike kraftverk og innpasset disse i den alminnelige oversiktsplanlegging. Innmatingen fra de nye store kraftverk kunne en grovt sett ønske på de samme steder uansett hvilken type kraftverk som kom til utførelse, men de forskjellige typer stiller litt forskjellige krav til plasseringssted. Fig. 3.05 viser de distrikter som foreløpig er foreslått som egnet for nærmere undersøkelser.

I tillegg til denne riksplan for plassering av varme- og kjernekraftverk er det arbeidet mer spesielt med plassering av et første kjernekraftaggregat i Oslofjordområdet. Undersøkelsene er nå kommet så langt at en kan be om myndighetenes stillingstagen til plasseringsalternativer. For det første kraftverket vil dette måtte skje i forbindelse med en konsesjonssøknad. NVE har en tid vært beredt til å fremme en slik søknad.

Nedenfor vil det bli gått inn på hensiktsmessig forsyningsmessig plassering og utbyggingstakt for kjernekraftverk under forutsetning av at dette kraftslag vil bli valgt som det viktigste tilskudd til vårt produksjonssystem for elektrisk energi fra midten av 80-årene.. (Om kjernekraften i hovedsak skulle erstattes av oljekraft, ville det forsyningsmessig være

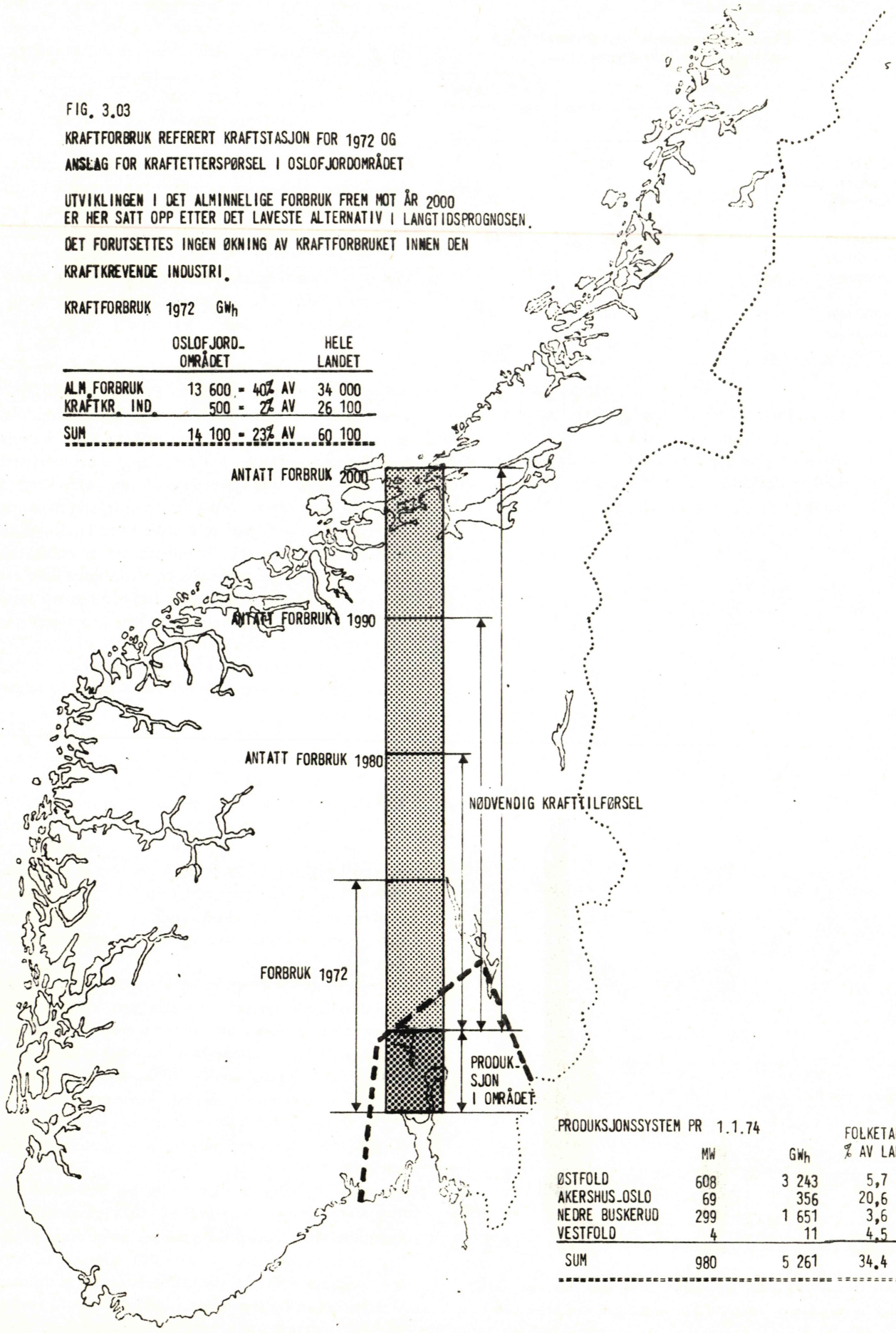
FIG. 3.03

KRAFTFORBRUK REFERERT KRAFTSTASJON FOR 1972 OG
ANSLAG FOR KRAFTETTERSPØRSEL I OSLOFJORDOMRÅDET

UTVIKLINGEN I DET ALMINNELIGE FORBRUK FREM MOT ÅR 2000
ER HER SATT OPP ETTER DET LAVESTE ALTERNATIV I LANGTIDSPROGNOSEN.
DET FORUTSETTES INGEN ØKNING AV KRAFTFORBRUKET INNEN DEN
KRAFTKREVENDE INDUSTRI.

KRAFTFORBRUK 1972 GWh

	OSLOFJORD-OMRÅDET	HELE LANDET
ALM. FORBRUK	13 600 = 40% AV	34 000
KRAFTKR. IND.	500 = 2% AV	26 100
SUM	14 100 = 23% AV	60 100



PRODUKSJONSSYSTEM PR 1.1.74	MW	GWh	FOLKETALL I % AV LANDET
ØSTFOLD	608	3 243	5,7
AKERSHUS-OSLO	69	356	20,6
NEDRE BUSKERUD	299	1 651	3,6
VESTFOLD	4	11	4,5
SUM	980	5 261	34,4

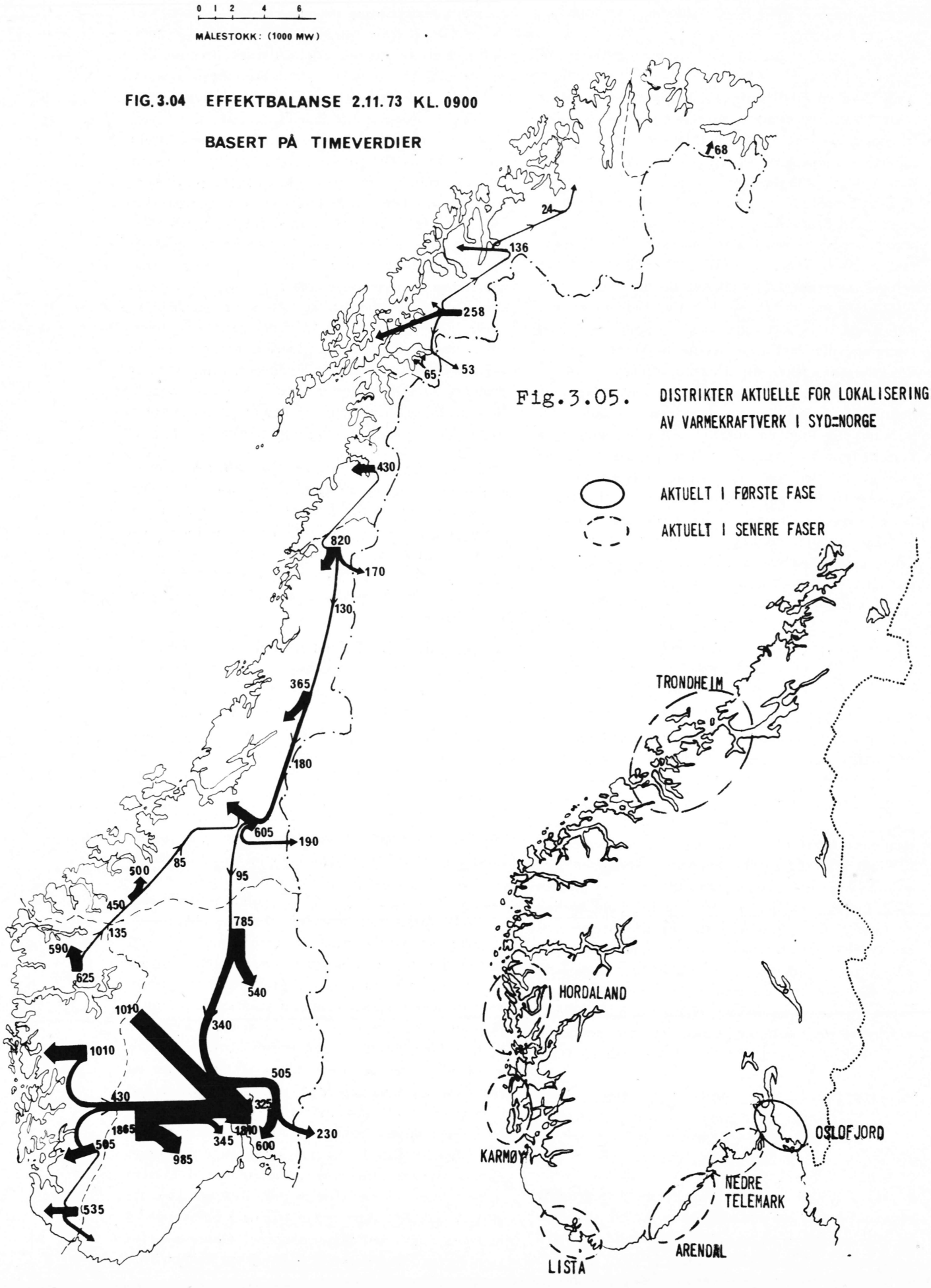


FIG. 3.04 EFFEKTBALANSE 2.11.73 KL. 0900

BASERT PÅ TIMEVERDIER

Fig.3.05. DISTRIKTER AKTUELLE FOR LOKALISERING AV VARMEKRAFTVERK I SYD-NORGE

AKTUELT I FØRSTE FASE

AKTUELT I SENERE FASER

ønskelig med omtrent samme plassering og oppbyggingstakt for kraftverkene).

Med de krav som stilles til plasseringssteder for kjernekraftverk, bl.a. krav med hensyn til sikkerhetssoner, kan en ikke forvente å få disponere et meget stort antall byggesteder. Både økonomien og andre hensyn, f.eks. krav til faglig utdannet betjening taler også til fordel for et begrenset antall stasjoner. Når det gjelder beslagleggelse av grunn, blir det en avveining mellom grunn til stasjoner og grunn til ledning. På denne bakgrunn er en kommet fram til at stasjonssteder til vanlig bør undersøkes for stasjoner med fremtidig mulig størrelse 3000 - 5000 MW. Dette er også størrelser som godt kan tas inn på nett med systemspenninger 275 og 380 kV. Dersom en slik stasjon på tidlig tidspunkt skulle bygges ut til full størrelse, ville det likevel måtte bygges mange ledninger. 3000 - 5000 MW er en stor effekt i forhold til den årlige belastningsstigning i vårt land og selv ved hensiktsmessig plassering av stasjonen i nettet kan det bli vanskelig uten en anseelig ledningsbygging å få kraften fram til forbrukerne. For å redusere de sist nevnte ulemper kan man starte bygging av nye stasjoner før de først påbegynte stasjoner er bygget ut til full størrelse. Forsyningsmessig ville det, ut fra det en idag tror om utviklingen i de forskjellige landsdeler, passe med en rekkefølge i utbyggingen stort sett som anført nedenfor:

1.	Kjernekraftverk	Østlandsområdet,helst på østsiden av Oslofjorden
2.(3)	»	Trøndelag
3.(2)	»	Østlandet, Nedre Telemark
4.	»	Sørlandet, Lista
5.	»	Hordaland, ytre distrikt

Kraftstasjoner på disse steder bør formodentlig bli satt i drift med større eller mindre effekt før år 2000. I tillegg til de nevnte steder bør det reserveres en del andre utbyggingssteder med tanke på at utviklingen kan ta en annen retning en det man idag holder som den mest sannsynlige, f.eks. bør der reserveres stasjonsområder ved kysten på midtre Sørlandet. Ved ikke å bygge en stasjon opp til full størrelse med en gang, kan en vinne praktisk erfaring med f.eks. utslipp av kjølevann fra en mindre stasjon før bestemmelser tas om den videre utbyggin. På den andre siden har en økonomiske fordeler av å bestille flere aggregater samtidig. Ut fra en midlere forventet økning i belastningen og visse bedømmelser av de mulige måter å bygge ut produksjonsapparatet på, er en kommet til at det kan bli bruk for disse kvanta kjernekraft i tiden framover:

Stadium ca	1985 - ca.	900 -		MW
»	» 1990 - »	2000 -	3000	»
»	» 1995 - »	6000 -	7000	»
»	» 2000 - »	11000 -	13000	»

I 1985 burde en ut fra forsyningsforholdene bare ha ett verk på østsiden av Oslofjorden. I 1990 skulle en ha kjernekraftverk på østsiden av Oslofjorden og ved Trondheim og i Nedre Telemark. I år 1995 skulle en ha kjernekraftverk på østsiden av Oslofjorden, ved Trondheim, i Nedre Telemark, og ved Lista. I år 2000 skulle en etter dette opplegg ha kjernekraftverk i drift på østsiden av Oslofjorden, ved Trondheim, i Nedre Telemark, ved Lista og ved Bergen. Helt nøyaktig kan en ikke si størrelse på de enkelte verk til et hvert tidspunkt, men den totale antatte installerte effekt må fordeles på de verk som er satt i drift og stort sett slik at de verker som først blir satt i drift også vil være størst frem til år 2000. En annen utbyggingsrekkefølge enn den foreslåtte vil medføre ekstra ledningsbygging. Dersom et av plasseringsstedene skulle utgå, ville ledningsbehovet øke ytterligere. Ledningene legger beslag på mye større arealer enn selve kraftverkene. Ledningsføringer berører ofte svært mange kommuner, ofte langt fra kraftverket, mens plasseringsstedet for selve kraftverket kanskje berører bare en kommune. Etter hvert er ledningstrasering blitt et problem som omfattes med stor interesse av folk flest. Ledningsføring kan ofte komme i konflikt med naturvern - og andre utbyggingsinteresser, jfr. kap. 1.

I en sak som denne må det tas forbehold om at utviklingen kan bli anderledes enn forutsatt. Nye momenter kan derfor komme inn og influere på planleggingen. En har imidlertid her nevnt noen av de forhold som er av betydning ved utvelgelsen av de første distrikter og steder som har vært mål for nærmere undersøkelser med tanke på plassering av fremtidige kjernekraftverk.

3.4 SAMDRIFT AV PRODUKSJONSANLEGGENE

Ved de driftssimuleringer som er foretatt for fremtidige system er ideell samkjøring forutsatt. Hittil har det som kjent vært vanskelig å få utnyttet samkjøringsgevinsten fullt ut til fastkraft. Når en får større varme- eller kjernekraftmengder inn i systemet, vil den praktiske driftsfilosofien måtte tillempes de nye forhold - og en skulle da samtidig oppnå en mer optimal utnyttelse av vannkraften til fastkraft. Forbindelsen til naboland kan også bli utnyttet på litt forskjellig måte for energiutveksling i de forskjellige produksjonsalternativene. Ved simuleringene er det i nabolandene lagt til grunn de produksjonssystemer som var antatt før den siste økning i oljeprisene. Dette er nå formodentlig urealistisk, men selv ved sterkere kjernekraftutbygging i våre naboland p.g.a høyere oljepriser fører det til ganske stor eksport av kraft på senere stadier fordi det viser seg lønnsomt å eksportere fra vårt kombinerte system for å erstatte kostbar varmekraft - særlig på dagtid - i våre naboland. I de nærmeste år vil vi fra Sverige og Danmark ta inn varmekraft i tørrår for å sikre en god utnyttelse av vår vannkraft til fastkraft i vårt eget land. Med høye oljepriser og uten restriksjoner på kjernekraften kan det bli mer lønnsomt å eksportere mer av toppene i våt-år og ta inn mindre varmekraft i tørr-år. Men dette er bare nyanser i energibildet. De allerede inngåtte avtaler med Danmark og Sverige vil bli nyttige også med de nye oljepriser. Økonomien for mellomriksforbindelsene er gode uansett hvilken bruk

som blir lagt til grunn i energisammenheng. Men en vil altså ved optimaliseringsberegningene kunne observere litt forskjellige energiforskyvninger over grensene i de ulike alternativer.

3.5 NETTUTVIKLINGEN GENERELT

Med den ovenfor angitt plassering av varme-/kjernekraftverk skulle en komme ut med moderate kostnader til kraftoverføringer. Hovednettet er, og vil etter hvert i høyre grad bli av stor betydning for produksjonsanleggene. Det skal sikre den best mulige utnyttelse av produksjonsapparatet til enhver tid og ikke bare overføre kraft fra et produksjonssted til et forbruksted. I første fase bør utbyggingen av hovednettet holde et relativt høyt tempo slik at vi kommer opp på et hensiktsmessig kvalitetsnivå m.h.t. driftssikkerhet. Dette er særlig viktig for å kunne motta i systemet store varme-/kjernekraftenheter, som på sin side er økonomisk fordelaktig. Fordelingsnettet vil måtte styrkes ytterligere. En av her i enkelte områder på et nivå med lav driftssikkerhet og høye tap. En stor etterspørselsøkning i forbindelsen med oljekrisen har satt mange elektrisitetsverk i en vanskelig situasjon når det gjelder fordeling av kraften. Bruttoinvesteringene i elektrisitetsforsyningen har i de sener år vært fordelt med ca. 50 % på produksjonsapparatet,

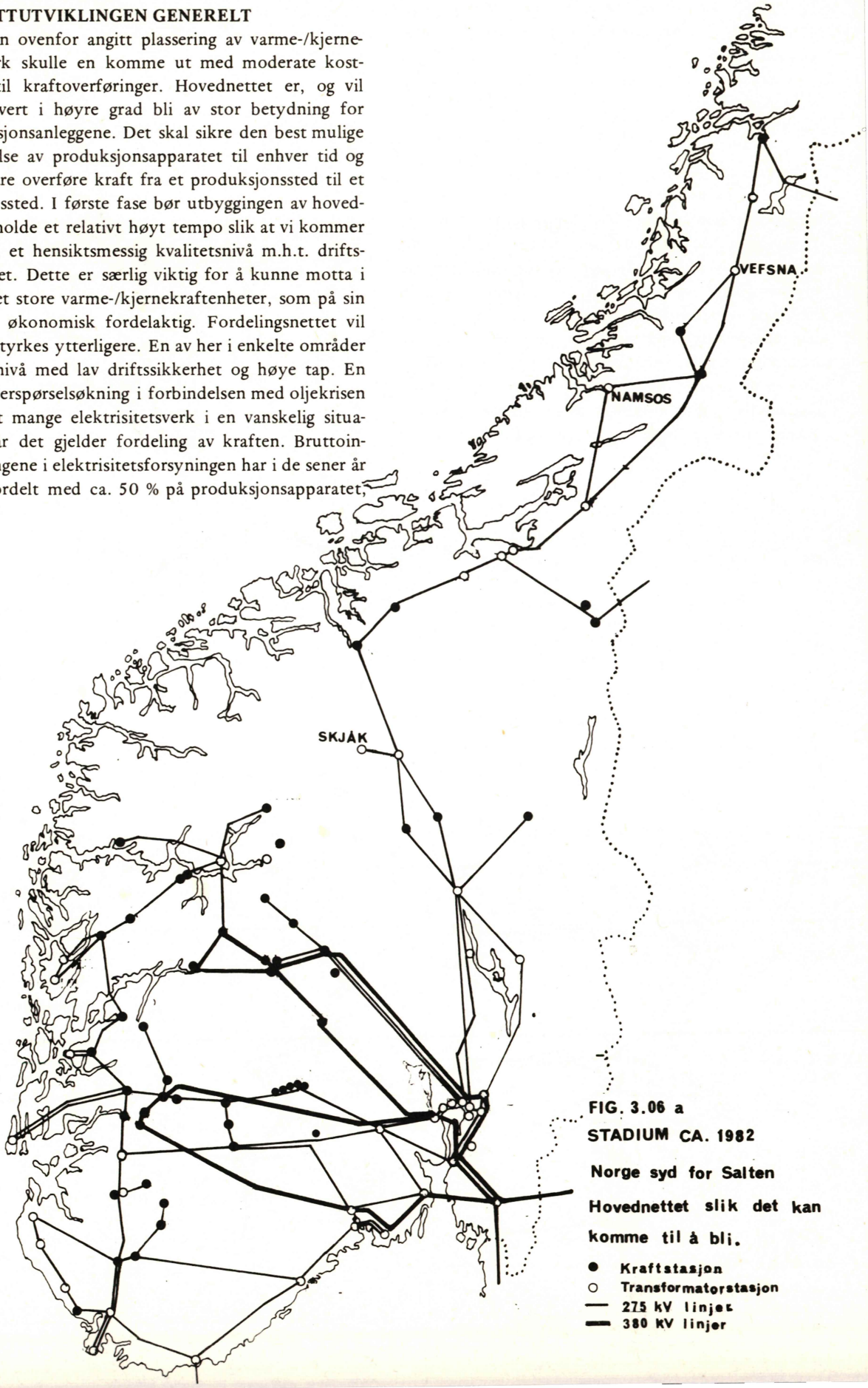


FIG. 3.06 a
STADIUM CA. 1982
Norge syd for Salten
Hovednettet slik det kan komme til å bli.

- ● Kraftstasjon
- ○ Transformatorstasjon
- — 275 kV linjer
- ═ 380 kV linjer

ca. 15 % på hovednettet og ca. 35 % på fordelingsnettet. I de førstkommende 10 år ser det ut til at nettene bør få en noe større andel av investeringene. Deretter burde det være mulig igjen å redusere andelen til hovednettet til i underkant av 15 % under forutsetning av hensiktsmessig plassering av varme/kjernekraftverk. Nettutbyggingen bør forseres - også for å styrke nettet av hensyn til de fordeler som kan oppnås gjennom et utvidet kraftsamarbeid med våre naboland.

3.5.1 Den videre utbygging av hovednettet

Utbyggingen av hovednettet vil ikke bare være avhengig av den totale belastningsstigning i landet. Plasseringen av varme/kjernekraftverk vil få stor betydning og likeledes de aggregatstørrelser det viser seg hensiktsmessig å satse på. Avgjørende innflytelse har også belastningsfordelingen innen landet - altså den relative utvikling distriktene imellom. Visse holdepunkter kan en her få f.eks. i de landsdelsplaner som er utarbeidet, men industri og befolkningsfordeling fremover til år 2000 kan likevel utvikle seg på en uventet måte. Vi vil derfor her prøve å trekke fram et

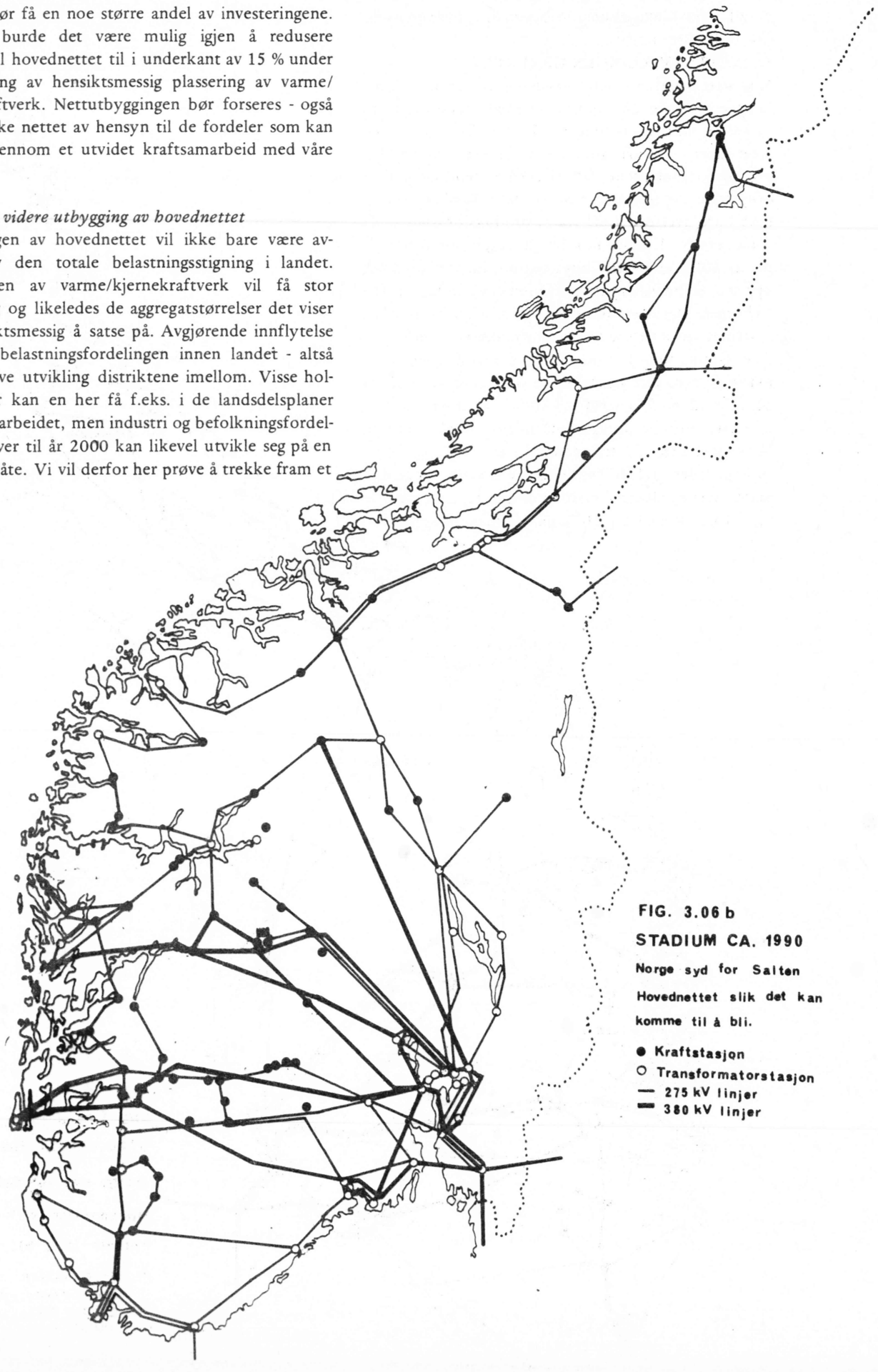


FIG. 3.06 b

STADIUM CA. 1990

Norge syd for Salten

Hovednettet slik det kan komme til å bli.

- ● Kraftstasjon
- ○ Transformatorstasjon
- — 275 kV linjer
- ▬ 380 kV linjer

hovedalternativ for nett framover til stadium 1990 - 1995 og basert på gunstigst mulig plassering av kraftverk vurdert ut fra de forsyningsmessige forhold. Virkningen på ledningsbyggingen av at andre hensyn fører til ugunstig forsyningsmessig plassering av kraftverk vil bli omtalt. Det vil videre bli anført tanker om ledningsbyggingen videre fram til ca. år 2000. Nettutbyggingen i den del av landet som ligger nord for Rana blir ikke gått inn på, da det i dette distriktet ikke kan bli tale om kjernekraftverk i de nærmeste år. Det kan allikevel nevnes at det er vedtatt å få en sterkere forbindelse mellom det Nord-svenske kraftsystem og nettet i Ofoten - Troms. Viktige ledninger og omtrentlig tidspunkt for fullførelse nevnes nedenfor. Det understrekes at oppstillingen er basert på de skisserte forutsetninger og er basert på de foreløpige undersøkelser. Videre bearbeiding kan gi betydelig endringer. En skisse av et mulig hovednett syd for Salten i 1980 og 1990 er vist i fig. 3.06a og 3.06b.

275 kV ledninger.

Til og med 1977	Feda - Kristiansand
	Aurland - Fardal
	Kristiansund - Arendal - Rød
	Dale - Fana
	Tonstad - Feda (dublering)
	Åna/Sira - Egersund
1978 - 1982	Duge - Lyse
	Solhom - Arendal
	Nittedal - Frogner
	Egersund - Sandnes
	Roskrepp - Kvina - Solhom
	Tokke - Rød (evnt. ombygging av bestående 275 kV ledninger).
	275 kV ledninger).
	Vågåmo - Nedre Vinstra
	Bøvri el. Ånstad - Vågåmo
	Tunnsjødal - Namsos - Verdal
	Vefsna - Kolsvik - Tunnsjødal
	Refsdal - Evanger
	Evanger - Fana
	Hamar - Oslo
1982 - ca. 1990	Høyanger - Aura
	Fortun - Fåbergstølen - Bøvri el. Ånstad
	Ulla/Førre - Haugesund
	Lista - Kristiansand x)
	Nedre Telemark - Porsgrunn, 2 ledninger x)
	Evanger - Mongstad
	Dale - Mongstad
	Trondheim - Aura, 2 ledninger x)
	Verdal - Trondheim

380 kV ledninger

Til og med 1977	Sylling - Tegneby - Hasle
	Nore - Usta
	Tegneby - Follo
1978 - 1982	Hasle - Halden - riksgrensen
	Sima - Usta
	Sima - Aurland
	Sima - Fana 1982 - 1990
	Tveiten - Hasle
	Ulla/Førre - Tveiten
	Ulla/Førre - Nesflaten - Sylling
	Nittedal - Frogner
	Frogner - Follo
	Ritsem - Skjomen
	Kobbelv - Skjomen - Mestervik
1982 - ca. 1990	Nore - Veme - Sylling
	Sima - Nore
	Tegneby - Frogner x)
	Sima - Fana
	Nedre Telemark - Sylling
	Frogner/Nittedal-Bøvri el. Ånstad
	Nedre Telemark - Rød x)
	Røssåga - Svartisen - Valljord - Kobbelv
	Kobbelv

I tillegg til de her nevnte ledninger kommer mindre ledninger for tilkobling av vann/varme/kjernekraftverk. Det kan også være riktig å forsterke nettet noe for å kunne ta inn så store kjernekraftaggregater som 900 MW også andre steder enn ved Oslo-fjorden. Dette må undersøkes nærmere. Rundt 1990 kan det bli aktuelt med en 800 kV ledning fra Sverige til et sentralt punkt i det norske nett. Dette måtte eventuelt knyttes til det påtenkte syd-svenske 800 kV system. Et gasskraftverk (inntil 1300 MW) på Vestlandet (Karmøy-distriktet) ville stort sett medføre en til to ekstra 380 kV ledninger fra kraftverket og til østsiden av Oslofjorden. Bygging av nye ledninger kan i noen grad erstattes med ombygging av bestående 275 kV ledninger. Dette er under utredning.

Innenfor hvert enkelt av de foreslåtte distrikter (se fig. 3.05) kan det være flere alternative plasseringssteder for varme/kjernekraftverk. Kostnadsdifferensene mellom disse når det gjelder ledninger kan være opp mot 100 mill. kr for et verk med full utbygging. Om et kraftverk i et distrikt sløyfes og erstattes med et kraftverk i det nærmeste av de øvrige distrikter kan kostnadsdifferansene til ledninger ligge i størrelsesorden 500 - 1000 mill. kr. Dette gjelder for verk som har ca. 4 aggregater. Selve beslagleggelsen av grunn til ledninger kan telle mer enn kostnadene. For hver mil et stort kraftverk flyttes fra den forsyningsmessig beste beliggenhet beslaglegges ekstra grunnarealer på ca. 1000 - 1500 dekar. Innføring av et 800 kV overføringssystem i Norge, vil medføre så store ekstra kostnader at det bare kunne komme på tale i de nærmeste 20 år om vår kraftforsyning skulle baseres på store kraftverk på Vestlandet. Dog vil det i slutten av denne perioden kunne bli aktuelt å forberede innføringen av et nytt spenningstrinn.

Fra begynnelsen av 1990-årene til bort i mot år 2000, burde en etter dette komme ut med relativ beskjeden ledningsbygging forutsatt som nevnt hensiktsmessig plassering av kraftverkene. Ved eventuell plassering av kraftverkene langt fra de største belastningssentra vil det imidlertid kunne bli en tildels drastisk økning i behovet for nye ledninger.

x) Henger sammen med evt. utbygging av kjerne- eller annen varmekraft.

Kapitel 4
Drøfting av ressursgrunnlag, forutsetninger og konsekvenser

Sammendrag
Først behandles spørsmålet om prisfastsetting på elektrisk energi, fordi det har konsekvenser for etterspørsel, ressursbruk, selvfinansieringsevne m.v. Energikilder som er disponible for kraftproduksjon i Norge blir deretter omtalt og drøftet ut fra hensyn til:
a. Ressursanvendelse, herunder eventuelle andre anvendelser av ressursene enn til energiformål.
b. Lokalisering, miljø og personsikkerhet.
c. Sysselsetting i industri og anleggsvirksomhet.
d. Sikker tilgang på energi, også i krisetider.
e. Kostnader og investeringsbehov. Kalkulasjonsrentens innflytelse.
f. Tidsbehov for utbygging av ulike termiske kraftslag.

4.1 PRISSETTING

Det foreligger innen elektrisitetsforsyningen et faktisk selgermonopol, idet hver forbruker som regel har tilkobling til bare en elektrisitetsleverandør. En kan m.a.o. ikke vente at den pris som forekommer er et resultat av konkurranse. Selgeren vil derfor kunne nytte prisen som virkemiddel for å oppfylle målsettinger som ønskes realisert. Mer enn 3/4 av vårt elektrisitetsproduksjonsapparat eies av staten, kommuner eller fylkeskommuner. Derfor har de offentlige myndigheter et særlig ansvar for prispolitikken. I tillegg til ansvaret som produsent og selger kommer også det spesielle ansvar det offentlige har for monopolbedrifters pris- og leveringsvilkår. Staten har muligheter for å nytte prisen som virkemiddel selv der hvor den ikke opptrer som selger. Ved å legge på avgift eller yte subsidier kan den oppnå at kjøperen betaler en pris som er større eller mindre enn det selgeren oppnår. De forskjellige selgere av elektrisitet kan ha forskjellige målsettinger, noe som fører til at de vil fastsette ulike priser. Hvorvidt dette skal anses uheldig vil avhenge av hvilket syn en har på de målsettinger som ligger til grunn for prissettingen. Det kan f.eks. tenkes at Regjering og Storting vil ha utviklingen av et sterkt lokalt selvstyre som målsetting. Distriktsvis ulike priser som vil oppstå som følge av dette vil da måtte aksepteres selv om det vil være i konflikt med andre målsettinger for prispolitikken, f.eks. at det bør være like priser over alt i landet. Det kan tenkes en rekke forskjellige målsettinger for prispolitikken. Som eksempler kan nevnes:

- Prisen bør nyttes til å styre ressursanvendelsen slik at denne blir optimal dvs. så god og tjenlig som mulig for samfunnet som helhet. Dersom en har denne målsettingen kan det utledes at prisen på alle varer og tjenester bør fastsettes etter grensekostnadsprinsippet. Dette vil si at kraftprisen må settes lik den samfunnsøkonomiske kostnad ved å skaffe ny kraft frem til konsumentene. Med samfunnsøkonomiske kostnader menes at alle kostnader som er forbundet med den økte produksjonen må tas med, også kostnader som ikke kommer med i det vanlige privatøkonomiske regnskap over kostnadene.
- Prisen bør nyttes til å bedre el-verkenes selvfinansieringsevne. Ut fra denne målsettingen bør prisene settes slik at el-verkenes overskudd av virksomheten blir størst mulig.
- Prisen bør bidra til en begrenset bruk av ressursene. Med en slik målsetting vil en kunne tenke seg en pris langt høyere enn det langtids grensekostnader vil tilsi.
- Prisen bør være lik over hele landet. Med denne målsettingen kan en få en pris som dels ligger over, dels under langtidsgrensekostnad for kraften.
- Prisen bør nyttes som et industripolitisk eller distriktspolitisk virkemiddel. Med disse målsettingene må en føre en diskriminerende prispolitikk idet prisen til industribedrifter, industribransjer eller distrikter settes lavere enn til andre avtakere av elektrisitet, til dels uavhengig av kostnaden ved produksjonen.
- Prisen bør settes lav. Hvis prisen er lavere enn grensekostnaden, og grensekostnaden er høyere enn gjennomsnittskostnaden, innebærer dette at prisen ikke dekker hele kostnaden ved å øke produksjonen. Forskjellen mellom prisen og grensekostnader må da betales på annen måte eller av andre enn kjøperen.

Av eksemplene fremgår at det vil kunne oppstå målsettingskonflikter når elektrisitetsprisene skal fastsettes. Hovedspørsmålet blir derfor å avgjøre hvilken målsetting som skal rangere høyest og om denne målsettingen kan oppfylles uten å komme i særlig konflikt med andre viktige målsettinger. NVE har tidligere flere ganger gitt uttrykk for at det må være en hovedmålsetting for prissettingen at prisen kan bidra til en optimal ressursfordeling. Den økende

omtanke for at ressurser må forvaltes forsvarlig som en kan registrere i samfunnet bidrar til å styrke denne målsettingen. Da grensekostnadene for elektrisitetsproduksjonen er stigende, vil prissetting basert på langtids grensekostnader føre til stigende priser og dermed være et skritt i riktig retning også for dem som vil legge avgjørende vekt på at prisen bør bidra til begrenset bruk av ressursene.

4.2 VALGMULIGHETER I DAG, SAMMENLIGNENDE VURDERINGER

De varianter som inngår som reelle muligheter i planleggingen nå og som forutsettes å komme til utnyttelse utover i perioden mot 1985 er (jfr. kapitel 1):

- Videre utbygging av landets vannkraft.
- Kjernekraft basert på import av nukleært brensel
- Konvensjonell varmekraft basert på brensel i form av olje eller gass fra Norges kilder i Nordsjøen eller på olje fra andre oljeproduserende land. Også kull kan komme på tale.
- Import av kraft, men dette kan bare komme på tale som supplement til systemet.

  Kraftproduksjon basert på vind, havbølger, tidevann, solstråling eller jordvarme betraktes ikke her av grunner som nevnt i kapitel 2. Det samme gjelder nye transformasjonsformer som fusjon, MHD, formeringsreaktorer, brenselsseller og varmepumper. I det følgende behandles sammenlignende vurdering basert på de foregående kapitler, og ut fra de forskjellige hensyn en må ta ved valget mellom alternativer. Fremstillingen er relativt summarisk.

4.2.1 Hensyn til ressursanvendelse.

De tanker som i den senere tid har gjort seg sterkere gjeldende med hensyn til å ta vare på ressursene og vise større solidaritet med utviklingslandene burde virke i retning av lavere stigningstakt i energiforbruket hos oss i tiden framover i forhold til tidligere.

Det er imidlertid først og fremst olje og gass det kan bli sterk begrensing i tilgangen av. En må regne med varige prishøyninger på disse varer internasjonalt for å redusere uttappingen av disse ressurser. De burde også helst kanaliseres til områder hvor det i dag er vanskelig å finne erstatninger, f.eks. til drivstoffsektoren og petrokjemien. I den senere tid har man også i Norge vært opptatt av at det kan være begrensede energiressurser og at disse kanskje burde tas bedre vare på og bedre burde komme hele verdens befolkning til gode. Dette skulle kunne medføre en mer begrenset vekst i energiforbruket i den industrialiserte del av verden. Det meste av verdens energiforbruk skjer i de industraliserte land som bare har en mindre del av verdens befolkning. Svært mye av dette forbruket er basert på gass og olje, idet kullforbruket er gått sterkt tilbake de fleste steder. Vannkraft spiller bare en rolle i noen få land, blant dem Norge. Kjernekraftandelen er foreløpig beskjeden, totalt sett. Med opprettholdelse av samme store forbruk og økning av dette etter samme trend som i senere år vil det tære hardt på de kjente globale reserver av olje og naturgass. Nå vet man ikke med sikkerhet hvor store reservene egentlig er. Det gjøres stadig nye funn av fossile brensler. Noe av dette kan bli dyrt å vinneut, eksempelvis fra tjæresand og olje-skifer. Verdens kullreserver er meget store. Dessuten finnes nukleært brensel og fornybare energiformer som kan utnyttes. Alt i alt er det derfor neppe så mye spørsmål om en energiressurskrise. Det vesentligste problem i den industrialiserte del av verden synes heller å være påvirkningen på det naturlige miljø. Det store ressurforbruk har ført til forurensning og forsøpling som kan ha drastisk virkninger og fauna i de tempererte og arktiske strøk være utsatt for nedbryting. Utslipp fra energiomvandlingsprosesser som eksempelvis oljekraftverk medvirker til denne nedbryting. Utslipp fra energiomvandlingsprosesser som eksempelvis oljekraftverk medvirker til denne nedbryting, mens vannkraftverk og kjernekraftverk ansees heldigere i så måte.

I global sammenheng er det derfor mer den økende forurensing og innvirkningen på den økologiske balanse enn den harde belastning på energiressursene som kan bli avgjørende for utviklingen på energisektoren. På grunn av det store og økende forbruk av energi og av varer som krever mer eller mindre energi både ved framstilling (eks. aluminium) og bruk (eks. biler) begynner den oppfatning likevel å bre seg at forbruksutviklingen må sakkes. Den offentlige debatt har særlig heftet seg ved utviklingen på energisektoren. På grunn av det store og økende forbruk av energi og av varer som krever mer eller mindre energi både ved framstilling (eks. aluminium) og bruk (eks. biler) begynner den oppfatning likevel å bre seg at forbruksutviklingen må sakkes. Den offentlige debatt har særlig heftet seg ved utviklingen på energiområdet hvor det tales om sløsing med ressurser. En grunn til den store forbruksøkning av energi i de industrialiserte land skyldes energiprisene. Produksjons- og leverandørsystemet for energi har skaffet store kvanta energi og til lave priser har ført til det meget store forbruk. Først når andre hensyn enn selve framstillingskostnadene nå er blitt avgjørende, er prisene blitt hevet vesentlig, eksempelvis gjennom leveringsinnskrenkninger, avtaler eller avgifter, og forbruket kan da bli minsket.

Det ansees lite sannsynlig at det leverandørsystem for energi som er etablert i de industrialiserte land, vil bli brukt til å iverksette nye restriksjoner på energilevering for på den måten å begrense forbruket. Håndteringen av ressursspørsmålet ventes eventeutl å bli gjort gjennom prissettingen.

En målsetting som går ut på å bringe forurensningen og forsøplingen ned på et akseptabelt nivå bør kunne innfris ved at prisene inkluderer avgifter som dekker miljøkostnadene. Dette har hittil bare skjedd i beskjeden utstrekning og på nasjonal basis.

Alternativ anvendelse av olje, naturgass og nukleært stoff behandles spesielt i det følgende.

Et mer ressursbevisst verdenssamfunn - hvis det utvikler seg - vil konsentrere seg om råstoffenes utnyttelse. Når det gjelder olje- og gassforekomstene kan det her bli spørsmål både om uttappingstid og anvendelsesformål. Det er trolig at det blir lagt stadig større vekt på å utnytte olje og gass som brensel i prosesser med så høy virkningsgrad som mulig. Dette vil gjelde varmeprosesser og oppvarming hvor virkningsgraden er forholdsvis høy. Det kan også bli tale om en streng husholdering med olje- og gassressursene fordi de kan nyttes mer direkte som råstoff i matvareproduksjonen. Olje og naturgass er egnet råstoff i kunstgjødselsfabrikasjonen eller også til fremstilling av protein. De mengder av olje eller naturgass som en, ialle fall foreløpig, kan tenke seg utnyttet eksempelvis til proteinfremstilling er meget små i forhold til de kvanta som brukes til energiformål, og de blir følgelig også meget små i forhold til størrelsen på kjente olje- og gassreserver.

Betraktninger av tilsvarende art (som for olje og naturgass) for nukleært stoff anvendt som »brensel» i kjernereaktorer fører til at dette er bedre ut fra et energiressurs-synspunkt. Nukleært stoff anvendt i termiske reaktorer spaltes til andre stoffer og anvendes derved til energiproduksjon. Disse stoffene har ingen fornuftig alternativ anvendelse og kan ikke brukes som råstoff i andre prosesser eller til andre formål. Dette vil igjen si at en enda større del av energiforbruket kan bli ført over på elektrisk energi. Dette kan eksempelvis komme til å gjelde romoppvarming. Dersom man innen elektrisitetsforsyningen satser på fortsatt vannkraftutbygging og senere kjernekraftutbygging, skulle langtidsgrensekostnader ikke stige uforholdsmessig i forhold til tilsvarende grensekostnader de senere år. Noe av årsaken til dette ligger trolig nettopp i at spaltbart materiale ikke har alternativ anvendelse, og at alternativ salgspris til andre kjøpere derfor ikke eksisterer. Energiforbruket kan ikke sees isolert fra annen virksomhet i samfunnet. Det er tvertimot samfunnsutviklingen som stort sett bestemmer utviklingen på energisektoren. Vi har her først og fremst registrert ønsker om fortsatt bedring i materiell levestandard hos oss og i den industrialiserte verden forøvrig. I de langtidsprogram og perspektivanalyser som er lagt fram, er dette også fulgt opp av myndighetene.

Kraftvarmeverk er en del framme i den offentlige debatt. Det blir ikke omtalt i denne utredning. Ved bruk av kraftvarmeverk kan man få en litt bedre total virkningsgrad. Imidlertid må man foreløpig stille spørsmålstegn ved økonomien. Man må normalt ha et visst varmegrunnlag, helst i konsentrert bebyggelse. Ved bruk av kraftvarmeverk må en dessuten ha to distribusjonssystemer for energi. Distribusjonssystemet for elektrisk energi må en ha i alle fall, og det koster praktisk talt det samme om man har store eller små leveranser i den type fordelingsområder hvor kraftvarmeverk kunne komme på tale. Distribusjonssystem for varme kommer i tillegg, og kostnadene for dette er meget avhengige av lokale forhold som topografi, markforhold og befolkningskonsentrasjon. Først og fremst ville man være interessert i å benytte kjernekraft i kraftvarmeverkene. I dag ser en imidlertid begrenset mulighet til å få plassere kjernekraftverk så nær inntil tettbebyggelsen. De former som plasseringsmessig egner seg bedre for kraftvarmeverkene - kombinerte anlegg og dieselkraftanlegg - er beheftet med de problemer av kostnadsmessig og ressursmessig art som er knyttet til de bruk av olje. En viss utbygging av fjernvarme basert på olje kan likevel tenkes også i Norge.

Hensynet til ressursanvendelsen tilsier etter Elektrisitetsdirektoratets vurdering at en begrenser bruken av olje og gass til produksjon av elektrisk energi mest mulig.

4.2.2 Hensyn til lokalisering, miljø og personsikkerhet.

A. Vannkraft (lokalisering, miljø og personsikkerhet)

Ved utbygging av vannkraft støter en på hensynet til naturvern og påvirkning på økosystemet. Vannkraften forsøpler likevel ikke naturen i vanlig forstand. Her skal ikke vannkraften behandles nærmere, men det henvises til kapitel 1.

B. Termiske kraftslag. (lokalisering, miljø og personsikkerhet).

Termiske kraftverk forutsettes i Norge å bli lokalisert ved kystområder der en har god tilgang på kjølevann. Med det bosetningsmønster som vi har, vil lokaliseringer av termiske kraftverk langs kystene ofte komme i konflikt med eller må konkurrere med andre bruksinteresser. I dette henseende er det ingen vesentlig forskjell på kjernekraft, oljekraft og gasskraft. De arealer som vil måtte beslaglegges for stasjonsområdet, vil stort sett bli de samme. Spesielt for kjernekraft er at visse restriksjoner kan legges på arealutnyttelsen også utenfor stasjonsområdet når det gjelder f.eks. permanent boligbygging. Det er ikke ennå fastlagt hvordan disse restriksjonene vil bli i Norge. Bygging av termiske kraftverk medfører en konsenstrasjon av byggepersonale som kan medføre en belastning lokalt. Verkene vil også under drift kreve et personell som er stort sett i forhold til vannkraftverk. Dette vil medføre en ekspansjon i den kommune hvor verkene eventuelt blir lokalisert. I disse henseender er det ikke noe vesentlig forskjell mellom de ulike termiske kraftslagene. De mer spesifikke forhold for hver type blir omtalt i det følgende.

a. Kjernekraft.

Termiske utslipp.

Kjernekraftverk vil som andre termiske kraftverk av kondenstype ha behov for store mengder kjølevann. På grunn av at kjernekraftverk har en relativt lav virkningsgrad vil den varmemengde som må avgis til kjølevannet være større enn for olje- og gass-fyrte grunnlastverk. Det oppvarmede kjølevannet fra kraftverket kan påvirke sjøområdet som mottar vannet (resipienten) på forskjellige måter. Påvirkninger vil i høy grad avhenge av resipientforholdene og da i første rekke fortynningsegenskapene. Det bør være rimelig å vente at på de fleste steder langs våre kyster vil

omtanke for at ressurser må forvaltes forsvarlig som en kan registrere i samfunnet bidrar til å styrke denne målsettingen. Da grensekostnadene for elektrisitetsproduksjonen er stigende, vil prissetting basert på langtids grensekostnader føre til stigende priser og dermed være et skritt i riktig retning også for dem som vil legge avgjørende vekt på at prisen bør bidra til begrenset bruk av ressursene.

4.2 VALGMULIGHETER I DAG, SAMMENLIGNENDE VURDERINGER

De varianter som inngår som reelle muligheter i planleggingen nå og som forutsettes å komme til utnyttelse utover i perioden mot 1985 er (jfr. kapitel 1):

- Videre utbygging av landets vannkraft.
- Kjernekraft basert på import av nukleært brensel
- Konvensjonell varmekraft basert på brensel i form av olje eller gass fra Norges kilder i Nordsjøen eller på olje fra andre oljeproduserende land. Også kull kan komme på tale.
- Import av kraft, men dette kan bare komme på tale som supplement til systemet.

  Kraftproduksjon basert på vind, havbølger, tidevann, solstråling eller jordvarme betraktes ikke her av grunner som nevnt i kapitel 2. Det samme gjelder nye transformasjonsformer som fusjon, MHD, formeringsreaktorer, brenselsseller og varmepumper. I det følgende behandles sammenlignende vurdering basert på de foregående kapitler, og ut fra de forskjellige hensyn en må ta ved valget mellom alternativer. Fremstillingen er relativt summarisk.

4.2.1 Hensyn til ressursanvendelse.

De tanker som i den senere tid har gjort seg sterkere gjeldende med hensyn til å ta vare på ressursene og vise større solidaritet med utviklingslandene burde virke i retning av lavere stigningstakt i energiforbruket hos oss i tiden framover i forhold til tidligere.

Det er imidlertid først og fremst olje og gass det kan bli sterk begrensing i tilgangen av. En må regne med varige prishøyninger på disse varer internasjonalt for å redusere uttappingen av disse ressurser. De burde også helst kanaliseres til områder hvor det i dag er vanskelig å finne erstatninger, f.eks. til drivstoffsektoren og petrokjemien. I den senere tid har man også i Norge vært opptatt av at det kan være begrensede energiressurser og at disse kanskje burde tas bedre vare på og bedre burde komme hele verdens befolkning til gode. Dette skulle kunne medføre en mer begrenset vekst i energiforbruket i den industrialiserte del av verden. Det meste av verdens energiforbruk skjer i de industraliserte land som bare har en mindre del av verdens befolkning. Svært mye av dette forbruket er basert på gass og olje, idet kullforbruket er gått sterkt tilbake de fleste steder. Vannkraft spiller bare en rolle i noen få land, blant dem Norge. Kjernekraftandelen er foreløpig beskjeden, totalt sett. Med opprettholdelse av samme store forbruk og økning av dette etter samme trend som i senere år vil det tære hardt på de kjente globale reserver av olje og naturgass. Nå vet man ikke med sikkerhet hvor store reservene egentlig er. Det gjøres stadig nye funn av fossile brensler. Noe av dette kan bli dyrt å vinneut, eksempelvis fra tjæresand og olje-skifer. Verdens kullreserver er meget store. Dessuten finnes nukleært brensel og fornybare energiformer som kan utnyttes. Alt i alt er det derfor neppe så mye spørsmål om en energiressurskrise. Det vesentligste problem i den industrialiserte del av verden synes heller å være påvirkningen på det naturlige miljø. Det store ressurforbruk har ført til forurensning og forsøpling som kan ha drastisk virkninger og fauna i de tempererte og arktiske strøk være utsatt for nedbryting. Utslipp fra energiomvandlingsprosesser som eksempelvis oljekraftverk medvirker til denne nedbryting. Utslipp fra energiomvandlingsprosesser som eksempelvis oljekraftverk medvirker til denne nedbryting, mens vannkraftverk og kjernekraftverk ansees heldigere i så måte.

I global sammenheng er det derfor mer den økende forurensing og innvirkningen på den økologiske balanse enn den harde belastning på energiressursene som kan bli avgjørende for utviklingen på energisektoren. På grunn av det store og økende forbruk av energi og av varer som krever mer eller mindre energi både ved framstilling (eks. aluminium) og bruk (eks. biler) begynner den oppfatning likevel å bre seg at forbruksutviklingen må sakkes. Den offentlige debatt har særlig heftet seg ved utviklingen på energisektoren. På grunn av det store og økende forbruk av energi og av varer som krever mer eller mindre energi både ved framstilling (eks. aluminium) og bruk (eks. biler) begynner den oppfatning likevel å bre seg at forbruksutviklingen må sakkes. Den offentlige debatt har særlig heftet seg ved utviklingen på energiområdet hvor det tales om sløsing med ressurser. En grunn til den store forbruksøkning av energi i de industrialiserte land skyldes energiprisene. Produksjons- og leverandørsystemet for energi har skaffet store kvanta energi og til lave priser har ført til det meget store forbruk. Først når andre hensyn enn selve framstillingskostnadene nå er blitt avgjørende, er prisene blitt hevet vesentlig, eksempelvis gjennom leveringsinnskrenkninger, avtaler eller avgifter, og forbruket kan da bli minsket.

Det ansees lite sannsynlig at det leverandørsystem for energi som er etablert i de industrialiserte land, vil bli brukt til å iverksette nye restriksjoner på energilevering for på den måten å begrense forbruket. Håndteringen av ressursspørsmålet ventes eventeutl å bli gjort gjennom prissettingen.

En målsetting som går ut på å bringe forurensningen og forsøplingen ned på et akseptabelt nivå bør kunne innfris ved at prisene inkluderer avgifter som dekker miljøkostnadene. Dette har hittil bare skjedd i beskjeden utstrekning og på nasjonal basis.

Alternativ anvendelse av olje, naturgass og nukleært stoff behandles spesielt i det følgende.

Et mer ressursbevisst verdenssamfunn - hvis det utvikler seg - vil konsentrere seg om råstoffenes utnyttelse. Når det gjelder olje- og gassforekomstene kan det her bli spørsmål både om uttappingstid og anvendelsesformål. Det er trolig at det blir lagt stadig større vekt på å utnytte olje og gass som brensel i prosesser med så høy virkningsgrad som mulig. Dette vil gjelde varmeprosesser og oppvarming hvor virkningsgraden er forholdsvis høy. Det kan også bli tale om en streng husholdering med olje- og gassressursene fordi de kan nyttes mer direkte som råstoff i matvareproduksjonen. Olje og naturgass er egnet råstoff i kunstgjødselsfabrikasjonen eller også til fremstilling av protein. De mengder av olje eller naturgass som en, ialle fall foreløpig, kan tenke seg utnyttet eksempelvis til proteinfremstilling er meget små i forhold til de kvanta som brukes til energiformål, og de blir følgelig også meget små i forhold til størrelsen på kjente olje- og gassreserver.

Betraktninger av tilsvarende art (som for olje og naturgass) for nukleært stoff anvendt som »brensel» i kjernereaktorer fører til at dette er bedre ut fra et energiressurs-synspunkt. Nukleært stoff anvendt i termiske reaktorer spaltes til andre stoffer og anvendes derved til energiproduksjon. Disse stoffene har ingen fornuftig alternativ anvendelse og kan ikke brukes som råstoff i andre prosesser eller til andre formål. Dette vil igjen si at en enda større del av energiforbruket kan bli ført over på elektrisk energi. Dette kan eksempelvis komme til å gjelde romoppvarming. Dersom man innen elektrisitetsforsyningen satser på fortsatt vannkraftutbygging og senere kjernekraftutbygging, skulle langtidsgrensekostnader ikke stige uforholdsmessig i forhold til tilsvarende grensekostnader de senere år. Noe av årsaken til dette ligger trolig nettopp i at spaltbart materiale ikke har alternativ anvendelse, og at alternativ salgspris til andre kjøpere derfor ikke eksisterer. Energiforbruket kan ikke sees isolert fra annen virksomhet i samfunnet. Det er tvertimot samfunnsutviklingen som stort sett bestemmer utviklingen på energisektoren. Vi har her først og fremst registrert ønsker om fortsatt bedring i materiell levestandard hos oss og i den industrialiserte verden forøvrig. I de langtidsprogram og perspektivanalyser som er lagt fram, er dette også fulgt opp av myndighetene.

Kraftvarmeverk er en del framme i den offentlige debatt. Det blir ikke omtalt i denne utredning. Ved bruk av kraftvarmeverk kan man få en litt bedre total virkningsgrad. Imidlertid må man foreløpig stille spørsmålstegn ved økonomien. Man må normalt ha et visst varmegrunnlag, helst i konsentrert bebyggelse. Ved bruk av kraftvarmeverk må en dessuten ha to distribusjonssystemer for energi. Distribusjonssystemet for elektrisk energi må en ha i alle fall, og det koster praktisk talt det samme om man har store eller små leveranser i den type fordelingsområder hvor kraftvarmeverk kunne komme på tale. Distribusjonssystem for varme kommer i tillegg, og kostnadene for dette er meget avhengige av lokale forhold som topografi, markforhold og befolkningskonsentrasjon. Først og fremst ville man være interessert i å benytte kjernekraft i kraftvarmeverkene. I dag ser en imidlertid begrenset mulighet til å få plassere kjernekraftverk så nær inntil tettbebyggelsen. De former som plasseringsmessig egner seg bedre for kraftvarmeverkene - kombinerte anlegg og dieselkraftanlegg - er beheftet med de problemer av kostnadsmessig og ressursmessig art som er knyttet til de bruk av olje. En viss utbygging av fjernvarme basert på olje kan likevel tenkes også i Norge.

Hensynet til ressursanvendelsen tilsier etter Elektrisitetsdirektoratets vurdering at en begrenser bruken av olje og gass til produksjon av elektrisk energi mest mulig.

4.2.2 Hensyn til lokalisering, miljø og personsikkerhet.

A. Vannkraft (lokalisering, miljø og personsikkerhet)

Ved utbygging av vannkraft støter en på hensynet til naturvern og påvirkning på økosystemet. Vannkraften forsøpler likevel ikke naturen i vanlig forstand. Her skal ikke vannkraften behandles nærmere, men det henvises til kapitel 1.

B. Termiske kraftslag. (lokalisering, miljø og personsikkerhet).

Termiske kraftverk forutsettes i Norge å bli lokalisert ved kystområder der en har god tilgang på kjølevann. Med det bosetningsmønster som vi har, vil lokaliseringer av termiske kraftverk langs kystene ofte komme i konflikt med eller må konkurrere med andre bruksinteresser. I dette henseende er det ingen vesentlig forskjell på kjernekraft, oljekraft og gasskraft. De arealer som vil måtte beslaglegges for stasjonsområdet, vil stort sett bli de samme. Spesielt for kjernekraft er at visse restriksjoner kan legges på arealutnyttelsen også utenfor stasjonsområdet når det gjelder f.eks. permanent boligbygging. Det er ikke ennå fastlagt hvordan disse restriksjonene vil bli i Norge. Bygging av termiske kraftverk medfører en konsenstrasjon av byggepersonale som kan medføre en belastning lokalt. Verkene vil også under drift kreve et personell som er stort sett i forhold til vannkraftverk. Dette vil medføre en ekspansjon i den kommune hvor verkene eventuelt blir lokalisert. I disse henseender er det ikke noe vesentlig forskjell mellom de ulike termiske kraftslagene. De mer spesifikke forhold for hver type blir omtalt i det følgende.

a. Kjernekraft.

Termiske utslipp.

Kjernekraftverk vil som andre termiske kraftverk av kondenstype ha behov for store mengder kjølevann. På grunn av at kjernekraftverk har en relativt lav virkningsgrad vil den varmemengde som må avgis til kjølevannet være større enn for olje- og gass-fyrte grunnlastverk. Det oppvarmede kjølevannet fra kraftverket kan påvirke sjøområdet som mottar vannet (resipienten) på forskjellige måter. Påvirkninger vil i høy grad avhenge av resipientforholdene og da i første rekke fortynningsegenskapene. Det bør være rimelig å vente at på de fleste steder langs våre kyster vil

utslippet av oppvarmet kjølevann ikke lede til uakseptable virkninger. Det er likevel nødvendig å gjennomføre grundige analyser av forholdene ved hvert enkelt byggested for å kartlegge eventuell resipientpåvirkning. Dette gjelder spesielt innelukkede og forurensede kystområder. Virkningene av varmtvannsutslipp kan påvirkes f.eks. ved hensiktsmessig arrangement av inntak og utslipp av kjølevannet. I visse tilfeller kan en tenke seg også positive virkninger av utslippet.

Utslipp av radioaktive stoffer under normal drift.
Under drift vil det rutinemessig og under nøye kontrollerte betingelser slippes ut radioaktive stoffer til atmosfæren og til hydrosfæren.
Tillatte utslipp bestemmes av offentlige myndigheter som gir tillatelse til slike utslipp.
For moderne verk er utslippene av en slik størrelse og sammensetning at de resulterer i en meget beskjeden strålebelastning på den lokale befolkningen. Dosebidraget fra kjernekraftverket til det mest utsatte individ, beløper set således bare til noen prosenter av den naturlige bakgrunnsstråling som vi utsettes for.
Foruten av maksimalgrensen for dosebelastningen på individer, har man i enkelte land også fastsatt grenser for den totale dosebelastningen på mennesker som følge av kraftverksdrift.
Med de stråledosebegrensninger som man venter vil bli håndhevet i Norden, vil de biologiske konsekvenser av kjernekraftverksdriften være så små at de i praksis vil være upåviselige.

Sannsynlighet for og konsekvens av uhell.
Tekniske innretninger kan feile. Uhell av forskjellig type og omfang kan derfor inntreffe på et kjernekraftverk. Dette forhold er tatt hensyn til i konstruksjon, bygging og drift av verket. Ved hjelp av forebyggende og konsekvensbegrensende tiltak av teknisk og administrativ art har man således redusert henholdsvis frekvensen av og de radiologiske konsekvenser av forskjellige uhell til et meget lavt nivå.

Spesielle spørsmål omkring kjernekraft.
Noen av de spesielle spørsmål som er knyttet til kjernekraftverksdrift - slik som disponering av radioaktivt avfall, kontroll med nukleært materiale og sabotasje - er uavhengig av lokaliteten til anlegget og bør således ikke påvirke stedsvalget.

Konklusjon om kjernekraft.
De lokaliseringer som har vært vurdert for kjernekraft må ut fra en helhetsvurdering av konsekvensene av lokaliseringen betraktes som helt akseptable. Den helsemessige risiko forbundet med kjernekraftverkene ligger på ytterst lave verdier. Den reservasjon en må gjøre, gjelder resipientforholdene som nærmere må vurderes innen en tar definitiv stilling til en lokalisering.

b. Oljefyrte kraftverk.
Oljefyrte kraftverk av grunnlasttype gir mindre utslipp av varme via kjølevannet enn kjernekraftverk. Dette er i første rekke betinget av den høyere virkningsgraden, men også av at en del varme slippes ut via skorstenen. Prinsipielt er det likevel ingen forskjell i de vurderinger som må gjennomføres før en lokalisering kan fastlegges.

Et oljefyrt verk vil i normal drift slippe ut ulike forurensende stoffer som svoveldioksyd, nitrogenoksyder, aske, sot og tungmetaller. Mengden av svoveldioksyd, aske og tungmetaller som frigjøres ved forbrenningen av imidlertid helt bestemt av hvilke mengder av svovel, aske og tungmetaller som foreligger i oljen som forurensning. Forurensningsinnholdet i oljer varierer sterkt, avhengig av oljekilden. Mengden av nitrogenoksyder og sot avhenger derimot mere av forbrenningstekniske forhold i kjelen.
Det er i første rekke utslipp av svovel som i dag søkes begrenset selv om oppmerksomheten nå også i større grad enn tidligere rettes mot de helsemessige virkningene av nitrogenoksyder og tungmetaller. Skadelige virkninger av svovelutslipp på naturgrunnlaget er klart påvist, og det er også klart at svovelet har helsemessige virkninger.
Svovelutslipp søkes begrenset ved å benytte olje med naturlig lavt svovelinnhold, eller ved å fjerne svovel fra røkgassene. Metoder for avsvovling av olje foreligger i dag, og svovelinnholdet kan da reduseres til omkring 1 %, dvs.: 25-30000 tonn pr. år for et kraftverk på 900 MW. Et flertall prosesser er også på prototyp- eller eksperimentstadiet når det gjelder fjerning av svovel fra røkgasser. En kan imidlertid ikke hevde at prosessene er teknisk ferdig utviklet. Spørsmål som må utredes er f.eks. også hvordan de svovelforbindelser som blir resultat av røkgassrensingen skal kunne deponeres uten skadelige virkninger på miljøet.
Den tunge fyringsolje som forutsettes brukt i et oljekraftverk, har et lavt flammepunkt, og sannsynligheten for omfattende oljebranner der derfor meget liten. Dette forhold vil derfor ikke normalt utgjøre en avgjørende lokaliseringsfaktor. Oljespill i forbindelse med transport og lagring av olje kan utgjøre en potensiell miljøfarlig faktor selv om tiltak kan gjennomføres for å begrense skadevirkninger etter eventuelle utslipp. Det er likevel rimelig at en vil forsøke å unngå lokalisering av oljekraftverk til steder der de omfattende oljetransportene som er nødvendig, virker forstyrrende for annen sjøtransport, og der eventuelle havarier kan ha spesielt uønskede virkninger på miljøet.

Konklusjon om oljefyrte kraftverk.
Med den teknikken som i dag er tilgjengelig, kan man ikke helt eliminere svovelutslipp fra oljefyrte verk. Ved siden av å bruke olje med lavt svovelinnhold er man henvist til å bygge høye skorstener som sprer utslippet over et større område som ligger lengre bort. Også med denne løsning bør man tilse at naturgrunnlaget i et fjernområde ikke påvirkes. Dette vil bl.a. avhenge av fremherskende vindretninger.

c. Gasskraftverk.
Grunnlastverk fyrt med gass vil gi termiske utslipp av samme størrelse som oljefyrte verk og således noe mindre enn kjernekraftverk. Samme vurderinger må da gjennomføres for gassfyrte verk som for oljefyrte verk i dette henseendet.
Naturgass er en energiform som forårsaker begrensede forurensende utslipp. Det er bare utslipp av nitrogenoksyder og sot som er av samme størrelse som for oljefyrte verk. Utslipp av svoveldioksyd kan forekomme om det er svovel i gassen. Utslipp av aske og tungmetaller forekommer ikke.
Et gassfyrt verk vil normalt utføres for å kunne fyres også med olje, enten som kortvarig sikring ved brudd i gassleveransen eller for kontinuerlig fyring om gasskildene er uttømt innen et verk har nådd teknisk/ økonomisk livstid. Lokaliseringen av et gasskraftverk bør da bli gjenstand for samme type av vurderinger når det gjelder forurensende utslipp, som et oljefyrt verk. En kan ikke se bort fra at brudd kan forekomme på gassførende rørledninger til kraftverket. Utlekkende gass vil da sammen med luft kunne danne eksplosive blandinger. Dette forhold bør vurderes i forbindelse med stedsvalg for gasskraftverk. Det er likevel ikke sannsynlig at eksplosjonsfaren vil være en avgjørende faktor ved lokaliseringen.

d. Kullkraftverk.
Ved lokaliseringen av kullkraftverk må det tas hensyn til behovet for tilførsel og lagring av kull og til det askebehandlingssystem en må ha. Utslipp til atmosfæren kan reduseres ved hjelp av røkrenseanlegg, men er likevel ansett for å være et stort forurensningsproblem. I forbindelse med kull må en huske at miljøproblemene begynner allerede ved kullbrytningen, og at en ved sammenligninger bør se på de globale konsekvenser av å velge vedkommende alternativ.

C. Kraftledningsnettet. (lokalisering, miljø og personsikkerhet).
Ut fra beskrivelsen i kapitel 1 og 3 fremgår at oppbyggingen av hovednett og fordelingsnett stort sett vil måtte baseres på den samme type enkeltelementer i den periode det nå planlegges for som i de senere år.
En vil imidlertid stadig søke å legge høyest mulig utnyttbar overføringsevne i hver ny ledningstrase som tas i bruk, bl.a. ved en hensiktsmessig ledningsdimensjonering.
Behovet for å finne plass til nye kraftledninger er likevel stort. Med det kraftutbyggingstempo som er antydet foran, og forutsatt gunstigst mulig plassering av varmekraftverkene, vil en i de nærmeste 20 år måtte regne med å bygge litt flere ledningskilometer pr. år enn i de senere år. Dette henger bl.a. sammen med at i de nærmeste år vil øket kraftoppdekning i hovedsak skje fra vannkraftverk, og da vannkraftverk som i gjennomsnitt ligger lengre borte fra forbrukssteden enn det som har vært vanlig hittil.
Driftssikkerheten i hovednettet må videre holdes på et rimelig nivå fordi driftsforstyrrelser i dette nett etter hvert kan ramme stadig flere forbrukere. Tidligere hadde hvert enkelt distrikt en stor del av sin krafttilførsel fra egne verk i distriktet. Utviklingen går mot at en stadig større del av kraftproduksjon og krafttilførsel vil skje over hovednettet. Hertil kommer at for å få til en god utnyttelse av produksjonssystemet, bl.a. slik at en kan få utnyttet mest mulig som fastkraft, må forutsettes betydelige ekstra kraftforskyvninger over hovednettet.
Allerede ved planleggingen av det nett som skal bygges i de nærmeste år, må en ta hensyn til plassering av fremtidige varmekraftverk. Det er derfor av den største betydning å få disse forhold klarlagt på et tidlig tidspunkt.
En ugunstig plassering av varmekraftverkene i forhold til belastningstyngdepunktene vil som fremholdt tidligere medføre betydelig ekstra ledningsbygging. Selv små forskyvninger av plasseringsstedet innenfor samme distrikt har vesentlig betydning for beslagleggelse av arealer til ledningsbygging. En stor del av disse arealer vil måtte ligge i områder hvor det er mange ønskemål om andre utnyttelsesmåter.
Av de varmekraftalternativer som har størst interesse - gass-, olje- og kjernekraft, - er det gasskraftverkene som synes vanskeligst å plassere i nærheten av forbrukssentra. Her kan en f.eks. tenke seg gasskraftverk langs kysten fra Karmøy og nordover - noe avhengig av de gassfunn som måtte bli gjort og ilandføringsmulighetene. En kunne for så vidt ennå tenke seg en gass-rørledning fra Vestlandet til Østlandet og gasskraftverk på Østlandet, men selv om store beløp ble nedlagt i rørledninger for gass, ville plasseringsmulighetene for gasskraftverk bli begrenset. Dessuten vil plasseringsmulighetene bli mer hypotetiske enn for de andre varmekraftslagene - med de vanskeligheter dette vil medføre for en fornuftig nettoppbygging. Stort sett vil derfor gasskraftalternativene måtte medføre mye ekstra ledningsbygging - og dessuten flere usikkerhetsmomenter ved planleggingen av nettet.
Oljekraftverk kan det også bli vanskelig å få plassert hensiktsmessig i forsyningssystemet. F.eks. i Oslofjordområdet kan plasseringen by på problemer, konf. omtalen av dette kraftslag foran og tidligere uttalelser fra Røykskaderådet. Dette medfører igjen at også i dette produksjonsalternativ vil en måtte regne med betydelig ekstra ledningsbygging.
Dersom effektive metoder for å hindre forurensning blir utviklet kan plasseringsproblemene bli meget mindre. Dette fordyrer imidlertid kraftverkene.
Kjernekraftverkene burde være et av de produksjonsalternativer som lettest lot seg innpasse i forsyningssystemet. Den ledningsbygging som er anført i kapitel 3, er da også basert på en gunstigst mulig innpassing av disse kraftverk i nettet. Det er utslipp av oppvarmet kjølevann som her kan komme inn som en usikkerhetsfaktor på miljøsiden når det gjelder plasseringen. På nettsiden vil kjernekraftverkene stille

spesielle krav, særlig p.g.a. de store aggregatstørrelser det er hensiktsmessig å operere med for å få ned produksjonskostnadene pr. kWh.

Nettbetraktningene er stort sett basert på at 275 og 380 kV blir de viktigste spenningstrinn i vårt hovednett i planleggingsperioden. 380 kV er også høyeste nettspenning i Europa utenfor Sovjet. I Europa overveies innføring av et høyere spenningstrinn, men foreløpig er både spenningsvalg og tidspunkt for innføringen høyst usikre i alle land bortsett fra Sverige hvor man alvorlig overveier innføring av 800 kV ledninger i begynnelsen av 80-årene.

Skulle man hos oss komme til at kraftoppdekningen i vesentlig grad skulle skje fra varmekraftverk plassert f.eks. på Vestlandet, kunne det også hos oss komme på tale å innføre 800 kV trinnet på et tidlig tidspunkt. Innføring av et nytt spenningstrinn uten å redusere på driftssikkerheten i systemet vil medføre meget store ekstra investeringer. Gevinsten skulle ligge i redusert arealbruk til kraftledninger. Den reduserte arealbruk vil hos oss bli sterkt begrenset på grunn av at vi egentlig ikke har store belastningskonsentrasjoner. Om man i et distrikt skulle få til et 800 kV system av en størrelse som passet for et slikt system, så måtte denne kraften likevel fordeles over et meget stort område ved hjelp av 275 eller 380 kV ledninger.

Miljøproblemene med kraftledninger er omtalt i kapitel 1.

D. Miljøbelastning, kraftverk og ledninger under ett.

Det er vanskelig å sammenligne ulike slag av miljøbelastninger. Miljøbelastningene fra varmekraftverk er i noen grad bundet til distriktet hvor det plasseres og er tildels av global karakter. Miljøbelastninger fra ledninger vil en i alle fall få rundt kraftverkene, men dessuten vil en få miljøbelastninger langt vekk fra plasseringsstedet for kraftverkene. De sistnevnte belastninger er i høy grad avhengig av hvordan varmekraftverkene plasseres i forsyningssystemet. Miljøbelastningene ved varmekraftverk innebærer en del usikkerhetsmomenter. Dette gjelder f.eks. de globale virkninger når det gjelder kjernekraften (lagring av avfallsprodukter). Globale virkninger må imidlertid også betraktes for andre varmekraftverk, jfr. grubedrift, oljeproduksjon etc.

Etter Elektrisitetsdirektoratets vurdering vil summen av miljøbelastninger for kraftverk og ledninger bli minst om en satser på kjernekraftverk hensiktsmessig plassert i forsyningssystemet.

4.2.3 Hensyn til sysselsetting i industri og anleggsvirksomhet.

Vannkraftutbyggingen skaper såvel fordeler som ulemper når det gjelder anleggsaktiviteten i de lokalsamfunn som det gjelder. Ved stor anleggsaktivitet ellers i distriktet vil det kunne bli stort press på arbeidsmarkedet. For alle varmekraftslagene gjelder at de medfører større aktivitet i verkstedindustrien, dvs. stort sett i sentrene, pga. forholdsvis større andel av industriproduserte komponenter i sluttproduktet enn for vannkraften. I tillegg kommer at en får virksomheten omkring selve anlegget av kraftstasjonene som forutsettes plassert mer sentralt.

På den annen side vil en ved varmekraften få aktiviteten ved utbyggingen og dermed påvirkningen på miljø og samfunn lokalisert til de distrikter som skal forsynes, i motsetning til vannkraften hvor de distrikter som belastes - særlig ved kraftledninger - ikke får særlig stor nytte av anlegget. Konsesjonsavgifter og skatter kan medvirke til en utjevning av dette.

4.2.4 Hensyn til sikker tilgang på energi, også i krisetider.

En stor fordel med vannkraften er at den er beredskapsmessig sikker (jfr. forholdene under krigsperioden 1940 - 45 og under oljekrisen oktober 1973 - januar 1974). Utbygget har den også en meget lang levetid og er sikrere og mer fleksibel i drift enn andre kraftgenereringsformer.

Kjernekraften har den ulempe at »brenslet» må importeres. Norge har ikke funnet uranforekomster som er økonomisk utnyttbare. En må til nabolandet Sverige eller på det internasjonale marked forøvrig for å skaffe dette stoff. Mulighetene til å få uranbrensel på dette marked er imidlertid svært gode og utsiktene til stabile tilførsler må bedømmes som minst like gode som for fossilt brensel. Det er mulig at tilførsel av uran hensiktsmessig kunne sikres gjennom handelsavtaler. I krigssituasjon kan urantilførselen bli noe utsatt. Særlig kan anrikningstjenesten bli vanskelig. Men uranmengden er liten, og kan fraktes med fly. Dessuten kan en drive kraftstasjonen videre med redusert last i lang tid uten brenselsskift.

Olje fra Norges egne oljekilder i Nordsjøen bør kunne ansees som sikret i den utstrekning hensyn til landets internasjonale handelssamkvem i eventuelle krisesituasjoner tillater. I krigssituasjoner kan tilførselen av olje sannsynligvis ikke beskyttes mot militære angrep. Beredskapslagring er også mer kostbart ved samme energimengde.

Olje fra det internasjonale marked har vist seg ikke å være en helt sikker energikilde. Det er neppe grunn til å regne med vesentlig bedring for fremtiden.

Naturgasstilførsel kommer i praksis på tale bare fra de norske kildene i Nordsjøen. Tilførselsmessig kan denne energibærer sammenliknes med olje fra de samme områder, men gassen bør flyte forholdsmessig jevnt, mens oljen er lettere å lagre og kan håndteres mer fleksibelt.

Et gassledningsrør er også i stor grad stedbundet og ansees forholdsvis ømfintlig for ytre påvirkninger pga. naturpåkjenninger, fiskeredskaper, sabotasje, krigshandlinger o.l., og er problematisk å reparere. Naturgass ilandført gjennom rør fra Nordsjøfeltene må derfor ansees for å være mer utsatt, dvs. mindre sikker, enn olje fra tilsvarende kilder.

Ved å plassere kraftstasjonen på plattform på gass-

feltet for å unngå rør til land ville en få ilandføring av energien via elektrisk kabel. Driftssikkerheten for denne kan kanskje bli bedre enn for en rørledning, men en har ikke så mye erfaring med store undersjøiske kabler at noe sikkert kan sies om dette.På den annen side ville en få kraftverket på plattformen som ville ligge utsatt til. Plassert i land ville en ved brudd på gasstilførselen kunne drive stasjonen på olje fra beredskapslager som ville bli etablert i alle fall og kanskje for flere formål.

4.2.5 Hensyn til kostnader og investeringsbehov. Kalkulasjonsrentens innflytelse.

I kapitel 3 ble det redegjort for kostnadene ved de forskellige utbyggingsvariantene, og det ble gitt en sammenligning mellom kostnadene. Konklusjonen var klar, det var kjernekraften som kom best ut som supplement til vannkraftsystemet og som burde velges ut fra rene kostnadshensyn. Imidlertid er det enkelte sider ved kostnadsbildet som her skal vurderes nærmere.

Konsekvenser for investeringsbehovet av valg mellom utbyggingsvarianter. I en totalvurdering som foretas på rent økonomisk grunnlag og med bruk av en akseptert kalkulasjonsrente, blir ikke investeringenes størrelse av avgjørende betydning.

Dersom en av forskjellige årsaker har behov for å fordele tilgjengelig kapital på annet grunnlag, kan imidlertid investeringenes størrelse være av betydning for valget mellom utbyggingsalternativer.

En må da skille investeringene ut fra det totaløkonomiske bildet. De driftsavhengige kostnadene, som vesentlig består av brenselskostnader, må skilles ut, likså faste, årlige kostnader som påløper utover investeringene, dvs. kostnader for personale, faste driftskostnader m.v.

Investeringen påløper i byggetiden, som kan variere i lengde. Byggetiden for et kjernekraftaggregat er 5-7 år, mens det for olje- og gasskraftverk kan være 3-5 år. Innen byggeperioden varierer investeringsbehovet pr. år.

En fremstilling av investeringsbehovet som kan være hensiktsmessig med tanke på valget mellom utbyggingsvariantene i kapitel 3, er vist i tabellene 4.0l, 4.02, 4.03 og 4.04. I tabellene er tatt med stort sett bare de investeringer som påvirkes av valget, jfr. fig. 3.01 og 3.02. Investeringer i samkjøringsforbindelser, overførings- og fordelingsanlegg m.v. som antas å komme uansett hvilket alternativ som velges, men som vil variere avhengig av lokalisering, er ikke medtatt. For vannkraftutbyggingen er det antatt en utvikling av totalinvesteringene, som består av en basis som er variant-uavhengig og et tillegg som varierer med utbyggingsalternativet.

Ved beregningen er det gjort følgende antakelser:

Generelt.

Varmepris 8 kr pr. GJ er antatt.

Antall år med konstant investering er antatt å være

Tabell 4.01 Investeringer i produksjonssystemet, ekskl. overføringsanlegg. Variant 1 (Kjernekraft tillatt). Mill. kr (1973-priser).

	76	77	78	79	1980	81	82	83	84	1985	86	87	88	89	1990	91	92	93	94	1995	96	97	98	99	2000
Vannkraft, basis	1500	1700	1700	1600	1500	1400	1300	1200	1000	800	600	400	200	100											
Kjernekraft aggregat settes i drift, a 900 MW								x					x			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Investering		410	410	410	410	410	820	410	410	820	1230	1640	1640	1640	2460	2460	2460	2460	2460	2460	2460	2460	2460	2460	2460
Ekstra vannkrafteffekt, a 200 MW															x	x	x	x	x	x	xx	xx	xx	xx	xx
Investering													60	120	120	120	120	120	180	180	180	180	180	180	180
Total	1500	2110	2110	2010	1910	1810	2120	1610	1410	1620	1830	2040	1900	2270	2580	2580	2580	2580	2640	2640	2640	2640	2640	2640	2640

Merknad: 1983 for det første kjernekraftverket er sannsynligvis ikke nå mulig.

Tabell 4.02 Investeringer i produksjonssystemet, ekskl. overføringsanlegg. Variant 2 (Kjernekraft ikke tillatt) mill. kr (1973-priser).

	76	77	78	79	1980	81	82	83	84	1985	86	87	88	89	1990	91	92	93	94	1995	96	97	98	99	2000
Vannkraft, basis	1500	1700	1700	1600	1500	1400	1300	1200	1000	800	600	400	200	100											
Oljekraft på 1 x 600 MW idriftsatt										x					x	x	x	x	x	xx	x	xx	x	xx	xx
Investeringer oljekraft						220	220	220	220	0	220	440	660	880	880	1100	1100	1300	1320	1320	1540	1540	1540	1540	1540
Ny økonomisk vannkraft 60 øre pr. kWh, 1 TWh pr. år fra 1990 - 2000											150	300	450	600	600	600	600	600	600	600	600	450	300	150	0
Ekstra effektinstallasjon, 2000 MW, 2 års byggetid, 600 kr pr. kW, 200 MW pr. aggregat															x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Investering													60	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Totalt	1500	1700	1700	1600	1500	1620	1520	1420	1220	800	970	1140	1370	1700	1600	1820	1820	2040	2040	2040	2260	2110	1960	1810	1660

Tabell 4.03 Investeringer i produksjonssystemet, ekskl. overføringsanlegg. Variant 3 (gasskraftverk vedtas). Mill. kr (1973-priser).
I dette tilfellet får en to alternativer: a) Kjernekraft tillatt, b) Kjernekraft ikke tillatt.

	76	77	78	79	1980	81	82	83	84	1985	86	87	88	89	1990	91	92	93	94	1995	96	97	98	99	2000
Vannkraft, basis	1500	1700	1700	1600	1500	1400	1300	1200	1000	800	600	400	200	100											
Vannkraft, endring	-300	-600	-900	-1200	-600	0	600	1200	900	300															
Investering i gasskraft-verk (1100 MW)		400	650	550	550	400	150																		
Kjernekraft inn (900 MW)												x				x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Investering i kjernekraft						410	410	410	410	820	1230	1230	1640	2060	2060	2060	2060	2060	2060	2060	2060	2060	2060	2060	2060
Vannkrafteffekt, som variant 1													60	120	120	120	120	120	180	180	180	180	180	180	180
Totalt a)	1200	1500	1450	950	1450	2210	2460	2810	2310	1920	1830	1630	1900	2280	2180	2180	2180	2180	2240	2240	2240	2240	2240	2240	2240
Vannkraft, basis	1500	1700	1700	1600	1500	1400	1300	1200	1000	800	600	400	200	100											
Vannkraft, endring	-300	-600	-900	-1200	-600	0	600	1200	900	300															
Gasskraft (1100 MW)		400	650	550	550	400	150																		
Oljekraft inn (600 MW)																x	x	x	x	xx	x	x	x	xx	xx
Investering i oljekraft												200	440	660	880	1100	1100	1320	1320	1320	1540	1540	1540	1540	1540
Vannkraft som variant 2											150	300	450	600	600	600	600	600	600	600	600	450	300	150	0
Effekt som variant 2													60	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Totalt b)	1200	1500	1450	950	1450	1800	2150	2400	1900	1100	750	920	1150	1480	1600	1820	1820	2040	2040	2040	2260	2110	1960	1810	1660

Tabell 4.04 Investeringer i produksjonssystemet, ekskl. overføringsanlegg. Mill. kr (1973 priser).

	76	77	78	79	1980	81	82	83	84	1985	86	87	88	89	1990	91	92	93	94	1995	96	97	98	99	2000
Variant 1																									
Kjernekraft tillatt	1500	2110	2110	2010	1910	1810	2120	1610	1410	1620	1830	2040	1900	2270	2580	2580	2580	2580	2640	2640	2640	2640	2640	2640	2640
Variant 2																									
Kjernekraft ikke tillatt	1500	1700	1700	1600	1500	1620	1520	1420	1220	800	970	1140	1370	1700	1600	1820	1820	2040	2040	2040	2060	2110	1960	1810	1660
Variant 3																									
Gasskraftverk vedtas																									
a) Kjernekraft tillatt	1200	1500	1450	950	1450	2210	2460	2810	2310	1920	1830	1630	1900	2280	2180	2180	2180	2180	2240	2240	2240	2240	2240	2240	2240
b) Kjernekraft ikke tillatt	1200	1500	1450	950	1450	1800	2050	2400	1900	1100	750	920	1150	1480	1600	1820	1820	2040	2040	2040	2260	2110	1960	1810	1660

for kjernekraft	6 år
» oljebasert kraft	4 »
» gassbasert kraft	3 »
» vannkraft	4 »

(Byggetiden kan være litt lenger, da investeringene øker og avtar gradvis).
Ytterligere effektreserve i vannkraft antas å ha byggetid på 2 år. Aggregatstørrelsen antas lik 200 MW, og kostnaden 600 kr. pr. kW. (500 - 600 kr pr. kW var kostnaden for en del billige effektutbygginger i begynnelsen av 1973).

Variant 1.
Ved høy varmepris viser det seg økonomisk med en utbygging i Norge som gir mulighet for vesentlig eksport. Det er ikke regnet med at dette er politisk gjennomførbart. En har derfor antatt at en eksport noenlunde tilsvarende importen i gjennomsnitt pr. år er rimelig. Dermed reduseres investeringsbehovet. Det totaløkonomiske tap pga. dette er ikke beregnet nøyaktig, men det er sannsynligvis lite ved varmepris på 8 kr. pr. GJ.
Investering for hvert aggregat er angitt til 2450 mill. kr. jfr. tabell 3.01. (inklusive første kjerne).

Variant 2.
I kapitel 2 ble det antatt at øket mengde vannkraft ble økonomisk å bygge ut ved høye varmepriser. Økningen ble anslått til ca. 10 TWh, dvs. fra 127 til 137 TWh midlere produksjon. Størrelsen på denne økning avhenger av mange faktorer som først vil kunne avklares ved konsesjonsbehandling. En bakgrunn for antakelsen er gitt i kapitel 2 om vannkraft. Kostnader pr. kraftverk på 2 x 600 MW for oljebasert kraft er angitt til 1770 mill.kr., se tabell 3.01.

Variant 3
Gasskraftverk er belastet rørledningskostnader og kostnader til ekstra linjebygging. Det antas at et dampturbinanlegg på 1 100 MW (4 x 275 MW) velges. Faste gassleveringskontrakter inkluderes ikke i tabellen.
Kostnaden for gasskraftverk på 1 100 MW er 2 700 mill. kr. inkl. rørledning og ekstra overføringsanlegg.

Kalkulasjonsrenten.
Om kalkulasjonsrenten skrev Energirådet i 1969 (Vedlegg 1 til St.meld. 97 (1969/70)):

»For å få hensiktsmessige kriterier for hvor langt en bør gå når det gjelder omfanget av den realkapital som skal anvendes til utbygging, må det opereres med den samme kalkylerente i de beregninger som foretas. Fastleggingen av kalkylerenten gjelder vurderingen av kostnaden ved bruk eller binding av den realkapital som utbyggingen vil medføre. Kalkylerenten er et mål for det krav til realøkonomisk avkastning som en ønsker å stille for de investeringer som foretas i samfunnet. Den realøkonomiske kostnad ved å ta kapital vekk fra andre anvendelser

som står åpne og udekkede for å bruke den i f.eks. kraftutbygging, må da settes lik med den avkastning som kapitalen ville gitt i disse andre anvendelser.»

Det er sentralmyndighetenes oppgave å fastsette kalkulasjonsrenten.

NVE har valgt 10 % som felles kalkulasjonsrente ved alle beregningene. En har således ikke funnet underlag for å endre innstillingen fra tidligere uttalelser, jfr. Vedlegg 3 til St.meld. nr. 97 (1969/70).

Konsekvensene av endringer i kalkulasjonsrenten ble behandlet utførlig i Energiutredningen av 1969, bl.a. ved beregninger med alternativt 8, 10 og 12 prosent. Her skal problemet bare drøftes, uten underlag i tilsvarende beregninger.

I valg mellom alternative ressurser vil kalkulasjonsrenten bli av betydning. Eksempelvis vil ved synkende kalkulasjonsrente en kapitalkrevende ressurs komme heldigere ut årskostnadsmessig enn en mindre kapitalkrevende ressurs som innebærer bruk av store mengder kostbart drivstoff. Kalkulasjonsrentenivået kan derfor i grensetilfeller bli bestemmende for hvorvidt man satser på innenlandske eller utenlandske ressurser.

Hvis man står overfor slike valg kan kalkulasjonsrenten også få betydning for om man satser på fornybare eller ikke fornybare ressurser, om man favoriserer langsiktige eller kortsiktige løsninger osv. I de valg man står overfor når det spesielt gjelder energiforsyningen og kraftproduksjonsapparatets sammensetning vil en lav kalkulasjonsrente favorisere den kapitalkrevende del av vannkraften og den relativt kapitalkrevende kjernekraften fremfor kapitalbillig varmekraft som gassturbinanlegg og konvensjonell og forenklet varmekraft. Det vil også favorisere satsing på elektrisk energi sammenlignet med olje som brensel for dekning av sluttforbruket.

Det kan være argumenter som taler for en lavere kalkulasjonsrente. En kalkulasjonsrente på 10 % er kanskje høyt i forhold til den kalkulasjonsrente som benyttes i mange andre samfunnssektorer. Når de kapitalintensive løsninger allikevel kommer heldigst ut tilsier det at en lavere rente ikke vil endre konklusjonen. Det gjelder så vel ut fra ressurssynspunkt som ut fra hensyn til beredskap og sikkerhet i energitilgangen.

Det er også argumenter som taler for en høyere kalkulasjonsrente etter hvert. Det kan bli økende knapphet på kapital, og prisen, symbolisert ved renten, vil da øke.

Konklusjon om kalkulasjonsrenten.

Vridningen i sammensetningen av produksjonssystemet blir sannsynligvis ikke stor ved moderate endringer i kalkulasjonsrenten.

En annen sak er at årskostnaden vil være avhengig av kalkulasjonsrenten og derved vil det ha konsekvenser for prisfastsettingen hvis denne baseres på kostnaden. En lav kalkulasjonsrente vil således kunne medføre lavere priser og dermed økt etterspørsel.

4.2.6 Tidsbehov for utbygging av termiske kraftslag.

Kjernekraft.

Leveringstiden for et nøkkelferdig anlegg fra en hovedleverandør i Europa i dag er eksempelvis noe under 60 måneder. Foreløpig har NVE i sine planer forutsatt 64 måneder. Byggeplassen regnes da å skulle være tilgjengelig for hovedleverandøren ca. 6 måneder etter bestilling. På grunn av relativt omfattende sprengningsarbeider på de fleste lokaliseringer i Norge, beregnes byggherrens forberedende byggearbeider å kreve ca. 2 år. Dette omfatter da anlegg av veier, vann- og el-forsyning, grovsprenging av tomt, anlegg av kai o.l.

Regner en optimistisk med at ekspropriasjon eller eventuelt tilsagn om foregrepet tiltredelse vil ta 0,5 år fra den tid da tilsagn om byggested er gitt av Stortinget og at konsesjonsbehandling vil ta 1,5 år, vil en komme fram til en total tid fra konsesjonssøknad til driftsferdig anlegg på ca. 9 år. Dersom konsesjonssøknad hadde blitt sendt ut i midten av 1974 kunne et verk tidligst være i drift i midten av 1983. Det er nå mer sannsynlig at dette tidspunkt vil forskyves til 1984.

Denne tidsramme forutsetter et byggested der tilstrekkelig grunnlag for konsesjonssøknad foreligger. På andre byggesteder der slikt grunnlag må utarbeides, bør man regne ytterligere ca. 2 år for å få fram dette grunnlagsmateriale.

Oljefyrte verk.

Hovedleverandørenes leveringstid for konvensjonelle oljefyrte verk må i dag regnes til ca. 4 år. Øvrig tider vil i hovedsak være som for kjernekraft. Tidligste tidspunkt for start av et oljefyrt grunnlastverk vil således være 1982/83 om grunnlag for konsesjonssøknad i dag skulle foreligge.

Fordi slikt grunnlagsmateriale imidlertid ikke foreligger, vil en måtte regne et starttidspunkt som forskyves ca. 2 år fram i tiden, dvs. mot 1984/85.

Et oljefyrt kombinert verk uten tilleggsfyring vil ha en leveringstid på ca. 3 år. Denne type av verk vil kreve betydelig mindre forberedende byggearbeider fra byggherrens side. Konsesjonsbehandling bør sannsynligvis også bli noe enklere enn for konvensjonelle oljefyrte verk på grunn av bedre utslippsforhold. Et slik verk burde således kunne være i drift ca. 1980/81.

Gassfyrte verk.

Det konvensjonelle gassfyrte verket vil ha stort sett samme byggetid som et tilsvarende oljefyrt verk. Det forhold at lokalisering i hovedsak må regnes å være fastlagt om ilandføring av gass blir aktuell og at konsesjonsbehandling blir enklere enn for et oljefyrt verk på grunn av bedre utslippsforhold, skulle tilsi at et gassfyrt verk skulle kunne være i drift 1982/83. Med den pågående forserte prosjekteringen av et kraftverk på Karmøy, vil tidspunktet kanskje kunne fremskyves noe.

Et gassfyrt kombinert verk uten tilleggsfyring bør med samme forutsetninger kunne være i drift 1980.