

**PROGNOSE
FOR ELEKTRISITETSFORBRUKET OG
DEKNINGSMULIGHETER 1975 – 90**

Utarbeidet ved Elektrisitetsdirektoratet
Elektrisitetsavdelingen

**NORGES
VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN
BIBLIOTEK**



NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN

Elektrisitetsdirektoratet

Januar 1975

9(481)

Eks.2

Forord.....	side	1
Sammendrag.....	"	2
1. Innledning.....	"	4
1.1. Generelt.....	"	4
1.2 Hva er en prognose.....	"	4
1.3 Usikkerhet med hensyn til priser.....	"	6
2. Ventet etterspørsel etter elektrisitet til alminnelig forsyning. Prognoser utover mot 1985 og perspektiver videre utover mot århundreskiftet	"	7
2.1 Formålet med prognosene.....	"	7
2.2 Prognosemetodikk.....	"	7
2.3 Forutsetninger for økt energiforbruk og økonomisk vekst.....	"	9
2.4 Usikkerhet knyttet til forutsetningene om økonomisk vekst.....	"	9
2.5 Vekstrater.....	"	10
2.6 Usikkerhet vedrørende priser.....	"	11
2.7 Drøfting av prognosene.....	"	14
2.8 Anslag for elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning 1975-80.....	"	17
3. Kraftkrevende industri.....	"	18
3.1 Dekning av kraftbehov fram til 1990.....	"	18
4. Samlet elektrisitetsforbruk.....	"	18
5. Hovedalternativer for krafttilgang.....	"	21
5.1 Aktuelle prosjekter.....	"	21
5.1.1 Vannkraftprosjekter.....	"	22
5.1.2 Energитilgang fra vannkraftsystemet.....	"	22
5.1.3 Import fra naboland.....	"	23
5.1.4 Gasskraftverk på Vestlandet.....	"	23
5.1.5 Varmekraftverk basert på olje.....	"	24
5.1.6 Kjernekraft.....	"	24
5.1.7 Nye overføringslinjer.....	"	25
5.2 Alternative oppdekningsprogrammer.....	"	25
5.2.1 Ved forbruksutvikling som laveste prognose	"	25
5.2.2 Ved forbruksutvikling som nedre kvartil...	"	25
5.2.3 Vedforbruksutvikling som middel mellom høy og lav prognose.....	"	27
5.2.4 Ved forbruksutvikling over middel av prognosene.....	"	30

6.	Utviklingen sett i forhold til prognosene av mars 1974.....	side 30
6.1	Utgangspunktet for prognosene og forbruks- utviklingen hittil.....	" 30
6.2	Annen ny informasjon etter at prognosene ble laget.....	" 31
6.2.1	Prisutviklingen.....	" 31
6.2.2	Elektrisitetstilgangen - oljetilgangen.....	" 31
6.2.3	Nedgang i oljesalget.....	" 32
6.2.4	NBI's rapport om småhusoppvarming.....	" 32
6.2.5	Omsetningsøkning av elektriske forbruks- apparater til oppvarming.....	" 33
6.2.6	Oppsummering og konklusjon.....	" 33
7.	Bilag 1	
8.	Bilag 2	

FORORD

Denne rapport er utarbeidet som et ledd i Elektrisitetsdirektoratets arbeid med å samordne og tilrettelegge utbyggingen av elforsyningen i Norge. Rapporten gir en kortfattet framstilling av den, etter Direktoratets oppfatning, mest sannsynlige utvikling av etterspørselen etter elektrisitet i årene fram mot år 2000 og legger fram synspunkter på hvordan dette eventuelt skal kunne dekkes.

Det er spesielt pekt på behovet for utredninger og klarlegging av prosjekter som må vurderes og vedtas av våre politiske myndigheter for at elforsyningen skal kunne løse sine oppgaver i de nærmeste 10 - 15 år.

Direktoratet er interessert i kommentarer til de synspunkter som er lagt til grunn i rapporten.

Da forholdene både på tilbuds- og etterspørselsiden stadig forandrer seg vil en søke å ajourføre denne rapport med jevne mellomrom.

Elektrisitetsdirektoratet i januar 1975

Gunnar Vatten

Asbjørn Vinjar

SAMMENDRAG

Hensikt:

Rapportens hensikt er å søke å belyse sannsynlig forbruksutvikling for elektrisk energi i vårt land gjennom de kommende 10 - 15 år og videre fram mot år 2000 og å antyde alternative løsninger for hvordan forbruket skal kunne dekkes. Sammen med Elektrisitetsdirektoratets rapport, »Kraftutbygging i Norge. Teknisk/økonomisk vurdering av mulige varianter», desember 1974, er den tenkt som en oppsummering av de mest aktuelle alternative løsninger som våre myndigheter må vurdere og ta stilling til for at elforsyningen skal kunne løse sine oppgaver på tilfredsstillende måte i årene framover.

Innhold:

Kapitel 1 gir en generell innføring i hva en prognose i denne sammenheng er og hva den kan brukes til. I kapitel 2 er NVE's langtidsprognoser for elektrisk energi til alminnelig forsyning i årene 1975 - 1990 som ble laget våren 1974 i forbindelse med St. meld. nr. 100 (1973 - 74).

De viktigste forutsetninger og usikkerheten for disse er drøftet.

Regjeringens program for forbruksutviklingen innen den kraftkrevende industri er oppsummert i kapitel 3. Kapitel 4 gir en samlet framstilling av det totale elektrisitetsforbruk.

En kort beskrivelse av dekningsmulighetene i den periode prognosene omfatter er gitt i kapitel 5. Kraftbalansene som er oppstilt i dette kapitel, er basert på utbyggingsprogram for vannkraft og overføringslinjer som er gjengitt i Bilag 1 og 2. Endelig gis det i kapitel 6 en oppsummering av forbruksutviklingen etter at prognosene ble laget, dvs. fram til og med årsskiftet 1974/75.

Konklusjon:

Prisutviklingen og omlegging av energipolitikken i de fleste land som følge av oljekrisen høsten 1973 har gjort forutsetningene for prognosene mer usikre enn tidligere. Dette må det tas hensyn til ved at planleggingen av kraftoppdekningen legges opp mer fleksibelt enn det som har vært vanlig praksis hittil.

Usikkerhetsområdet for sannsynlig forbruksutvikling innen alminnelig forsyning er søkt avgrenset ved en lav og en høy prognose. Den høye prognose som er basert på forutsetninger om økonomisk vekst på 4,5% p.a. og en relativt stor overgang til elektrisitet som erstatning for olje til oppvarmingsformål, viser en årlig vekst i elforbruket på 9% i perioden 1970-80, avtagende til 3,9%, i perioden 1985-90. De tilsvarende tall for den lave prognosen er 6,5% og 3,7%. I tiårsperioden 1964-73 økte forbruket

til alminnelig forsyning med 5,7% p.a. i gjennomsnitt. Usikkerheten kommer til uttrykk ved at differansen mellom høy og lav prognose øker fra ca. 14 TWh i 1980 til ca. 22 TWh i 1990.

Kraftbalansene og oppdekningsalternativene som er diskutert for noen sannsynlige utviklingsforløp, er avhengige av at det tidsskjema og det omfang av utbyggingsprogrammet for vannkraft og overføringsanlegg som er gitt i bilagene, holdes. Dessuten er behovet for ny varmekraft kvantifisert for hvert utviklingsalternativ og tidsskjema for beslutning og utbygging er antydnet (kapitel 5).

Den usikre situasjon vi nå befinner oss i stiller som nevnt større krav til fleksibilitet i planleggingen enn tidligere: En konsekvens av dette er at behovet for klargjøring og tilrettelegging av prosjekteralternativer for konsesjonsbehandling er øket.

1. INNLEDNING

1.1 Generelt.

Vårt økonomiske system er basert på det prinsipp at forbrukeren i størst mulig utstrekning skal ha fritt valg med hensyn til sitt konsum av varer og tjenester inklusive elektrisk energi. Dette innebærer for elforsyningen at man til enhver tid bør ha tilstrekkelig produksjons- og distribusjons-kapasitet til å dekke etterspørselen. De enkelte produksjons- og distribusjons-anlegg som er økonomisk mest interessante idag krever investeringer i størrelsesorden flere hundre millioner kroner og de vil i likhet med annen menneskelig aktivitet ha mer eller mindre skadelige konsekvenser for det berørte naturmiljø.

Samfunnets økende krav til hensiktsmessig ressursbruk - i videste forstand - har eksempelvis ført til at det for et nytt vannkraftprosjekt tar i gjennomsnitt fire år fra forundersøkelser settes igang til konsesjonsvedtak kan påregnes. Detaljprosjektering og selve anleggsutførelsen kan kreve ytterligere seks år eller mer. En forsvarlig handlingsberedskap krever derfor at man gjør seg opp en mening om størrelse og geografisk fordeling av forbruket av elektrisk kraft minst ti år inn i framtiden.

Hensikten med denne rapport er å legge fram NVE's landsprognoser for forbruket av elektrisk energi som ble laget våren 1974 i forbindelse med St. meld. nr. 100 (1973-74), og å gjøre greie for de forutsetninger som disse er basert på. Dessuten inneholder rapporten en kort oppsummering av de mest aktuelle dekningsalternativer. En mer detaljert diskusjon av ressursgrunnlaget og teknisk-økonomiske forhold som har betydning for valg av framtidig produksjons- og distribusjons-system finnes i Elektrisitetsdirektoratets rapport »Kraftutbygging i Norge», desember 1974. En kort analyse av utviklingen siden prognosene ble laget og fram til oktober 1974 er også inkludert.

1.2 Hva er en prognose?

Selvfølgelig kan ingen med sikkerhet forutsi (prognosere) hva forbruksutviklingen vil bli i framtiden. Det man kan gjøre er å søke å begrense usikkerhetsområdet for mulige framtidige utviklingsforløp ved å gjøre bruk av erfaringsmaterialet fra utviklingen hittil. Erfaringsmaterialet er tilgjengelig i en mer eller mindre ufullstendig statistikk samt i innsikt og erfaring hos dem som lager prognosen. De lovmessigheter man finner i det historiske utviklingsforløp kan brukes til

å framskrive forbruksutviklingen inn i framtiden under forutsetning av at den videre utvikling vil forløpe gradvis, dvs. uten store sprang i de underliggende betingelser. Tregheten i utviklingen av det etablerte forbruk vil da bl.a. gjøre det mulig å begrense usikkerhetsområdet for mulig framtidig forbruksutvikling, på kort og i mindre grad på lengre sikt.

En prognose er en beskrivelse av et mulig framtidig utviklingsforløp som man med utgangspunkt i erfaringen må anse som sannsynlig og derfor bør regne med i planleggingen. Ved å ta hensyn til et representativt utvalg av prognosevarianter i planleggingen av dekningsstrategi kan man øke handlingsberedskapen. En prognose er altså ikke noe program, men et nødvendig redskap i planleggingen.

Det skjer imidlertid til tider ting som i vesentlig grad endrer forutsetningene for prognosene og som ikke kan forutsees.

De radikale endringer i oljeprisene som oppsto i løpet av få uker høsten 1973 gjorde med ett slag de fleste lands energi- og elektrisitets-prognoser uaktuelle. Det er derfor nødvendig at prognoser ajourføres når utviklingen tilsier det. I praksis blir det nødvendig med en kontinuerlig registrering og analyse av utviklingen for å kunne holde prognosene ajour.

Prognosene må tilpasses det tilsiktede formål. I elforsyningen er det som tidligere nevnt nødvendig å sette igang undersøkelser og utredninger av aktuelle byggeprosjekter for å skaffe tilveie et tilstrekkelig beslutningsgrunnlag ca. ti år før anlegget kan settes i drift. Følgelig er det behov for langtidsprognoser på 10 - 15 års sikt. Prognosene som er beskrevet i denne rapport er laget for dette formål. Ved utarbeidelsen av disse må man ta hensyn til langtidstrender i utviklingen og dessuten regne med at forbruksutviklingen kan ligge betydelig over eller under denne f.eks. på grunn av særlig kalde eller milde vintre, høye eller lave konjunkturer osv. Man må dessuten være klar over at konsekvensene av at man baserer planleggingen på for lave prognoser kan bli langt alvorligere enn om man skulle legge for høye prognoser til grunn.

I det siste tilfelle kan man etter at prosjektet er utredet for konsesjonsvurdering utsette avgjørelsen eller eventuelt trekke ut byggetiden til behovsutviklingen når det aktuelle nivå. Det er derimot praktisk talt umulig å forsere planleggings- og utbyggingstakten uten at det fører til økonomiske og politiske uakseptable løsninger. Dessuten har Norge idag gode linjeforbindelser med Sverige og fra 1976 med Danmark og et eventuelt midlertidig kraftoverskudd har hittil kunnet eksporteres til gunstige priser. På den annen side kan de samfunnsøkonomiske tap p.g.a. et eventuelt kraftunderskudd bli betydelige, bl.a. ved produksjonstap og innskrenkninger i industrien.

I forbindelse med løpende planlegging av prosjekter er det videre behov for prognoser på 6-7 års sikt for å klarlegge »siste frist for beslutning». Da tidsrammen er kortere blir naturlig nok usikkerhetområdet for prognosene mindre og man får derfor et bedre beslutningsgrunnlag før den mest kapitalkrevende del av prosjektet settes igang.

Etter at anleggsarbeidene er satt igang er det lite man kan gjøre på tilbudssiden dersom etterspørselen skulle vise seg å stige raskere enn tidligere antatt eller om uforutsette hendelser skulle føre til redusert produksjonskapasitet. Det kan da bli nødvendig med tiltak for å styre forbruksutviklingen, f.eks. ved å øke priser og avgifter på elektrisitet eller endog ved rasjonering. For å kunne forberede seg på en slik situasjon i tide må man ha kort-tidsprognoser for de nærmeste 2-4 år. I slike prognoser tas hensyn til korttidsfenomen så som konjunkturutviklingen, spesielle klimaforhold, fyllingsgrad av vannkraftmagasiner, tilførsels situasjonen for brensel etc.

Endelig har de som har ansvaret for rasjonell drift av det eksisterende produksjonssystem behov for prognoser på opp til to års sikt for å kunne planlegge sine behov for tappestrategien for magasinene, vedlikehold av installasjonene, o.l.

Når man sammenligner den løpende forbruksutvikling med prognosene er det viktig å ha klart for seg forskjellen mellom de ulike prognosetyper som er omtalt her. Det har f.eks. liten hensikt å sammenligne forbruksutviklingen fra måned til måned med langtidsprognosene som er framlagt i denne rapport fordi korttidsfenomener da lett kan føre til feilaktige konklusjoner. Det vil ta flere år før man kan statistisk identifisere en eventuell forandring av langtidstrenden.

1.3 Usikkerhet med hensyn til priser.

Den drastiske prisøkning for oljeprodukter fra høsten 1973 har som nevnt ført til vesentlig endrede forhold på energimarkedene verden over. Da tilgjengelig statistikk for Norge ikke gir tilstrekkelig informasjon om priselastisiteten for energi generelt eller for elektrisitet spesielt og det dessuten er meget usikkert hva prisutviklingen på petroleumsprodukter vil bli i årene framover, er forutsetningene for prognosene mer usikre enn normalt. Når det gjelder antagelsene om energisparing og substitusjon av det eksisterende oljeforbruk med elektrisitet så er disse i mangel av holdepunkter, basert på vurderinger og til dels rene gjetninger. Dette er grunnen til at usikkerhetsområdet for prognosene er større enn det man har kunnet basere seg på tidligere.

Situasjonen inne-bærer at dersom man ønsker å beholde en forsvarlig handlingsberedskap er det nødvendig å utrede et større antall utbyggingsprosjekter enn tidligere.

2. VENTET ETTERSPØRSEL ETTER ELEKTRISITET TIL ALMINNELIG FORSYNING, PROGNOSE UTOVER MOT 1985 OG PERSPEKTIVER VIDERE UTOVER MOT ÅRHUNDRESKIFTET.*

2.1 Formålet med prognosene.

Formålet med etterfølgende prognoser er det samme som i Energiutredningen, det vil si å skaffe en nødvendig bakgrunn for de målsettingsspørsmål som må diskuteres i andre sammenheng. Den generelle økonomiske vekst og den ressursbruk for energiformål som denne vil medføre, vil være særlig viktig. For elektrisitetsforsyningen vil målsettingsspørsmålene spesielt gjelde fastleggingen av omfang og tempo for utbyggingen av kraftforsyningssystemet.

Prognosene må således som nevnt tidligere ikke oppfattes som noe program for utviklingen av elektrisitets- og energiforbruket.

2.2 Prognosemetodikk.

De prognoser som blir lagt fram i det følgende bygger, når det gjelder forbruk av nyttiggjort energi, stort sett på de samme metoder som ble nyttet i Energiutredningen av 1969, se vedlegg 2 til St.meld. nr. 97 (1969 - 70).

På tilsvarende måte som i energiutredningen er det utarbeidet forholdsvis enkle sektorprognoser etter undersøkelse av sammenhengen mellom den økonomiske vekst og energiforbrukets vekst i hver sektor. Sektorprognosene er så summert til totalprognoser. Året 1970 er valgt som basisår for energiprognosene.

Med utgangspunkt i prognosene for forbruket av nyttiggjort energi og opplysningen om dekningsandelen for elektrisitet i 1970 er det laget prognoser for utviklingen av elektrisitetsforbruket i de forskjellige sektorer. Tilslutt er sektorprognosene for elektrisitetsforbruket lagt sammen til totalprognoser for dette forbruket.

Allerede ved valget av forutsetninger for prognosene er det en rekke usikre forhold. En del av disse henger sammen med den sterke pris- og kostnadsøking for olje og andre energibærere som en nylig har vært vitne til, mens andre henger sammen med den økte omtanke som holder på å bre seg i samfunnet når det gjelder ressursforvaltning.

*Kapitlet bygger på en fyldigere rapport, EE 14/74, utarbeidet ved Elektrisitetsdirektoratet, Elektrisitetsavdelingen.

I hovedsak kan usikkerhetsfaktorene summeres opp slik:

- usikkerhet knyttet til den fremtidige vekst i produksjon, virksomhet eller konsum i de forskjellige sektorer.
- usikkerhet når det gjelder sparing av energi som følge av økte energikostnader og forandring i bruk av energi.
- usikkerhet i graden av overgang fra brensel til elektrisitet i eksisterende forbruk som følge av prisforskjell mellom brensel og elektrisitet.
- usikkerhet når det gjelder elektrisitetens dekningsandel av økningen i energiforbruket som følge av prisforskjellen mellom brensel og elektrisitet.

Ved valg av metoder og forutsetninger har en søkt å ta hensyn til alle de forhold som er nevnt foran. Således er det utarbeidet to prognoser for elektrisitetsforbruket, en lav og en høy, hvor det for visse sektorer bygges på ulike forutsetninger om vekst i energiforbruket, endring av dekningsandelen for elektrisitet i det etablerte forbruket og utviklingen av elektrisitetens dekningsandel i tilveksten av energiforbruket.

Til grunn for den lave prognosen er det gjort forutsetninger om vekst i produksjon eller virksomhetsomfang i de forskjellige sektorer som vil harmonere med en vekst i bruttonasjonalproduktet utenom oljeutvinning på omlag 4% p.a. fram til 1985 - 90 og senere svakt avtakende. Videre er det for dette alternativet forutsatt at prisforskjellen mellom elektrisitet og brensel (vesentlig olje) vil avta fram til 1980-85.

Til grunn for den høye prognosen er det forutsatt en noe sterkere vekst i produksjon eller virksomhetsomfang. Den harmonerer noenlunde med en vekst i brutto-nasjonalproduktet på 4,5% p.a. for de nærmeste år utenom oljeutvinning, slik det ble regnet med i Langtidsprogrammet 1974/77 og St.meld. nr. 25 (1973-74) om petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn, men også her svakt avtakende mot århundredre-skiftet. (De vekstrater som er nyttet er det gjort nærmere rede for under omtalen av enkelte sektor-prognoser). Den prisforskjell en i mars 1974 kunne registrere mellom elektrisitet og brensel er i den høye prognosen antatt å holde seg utover mot århundredeskiftet.

Ut fra de forutsetninger som er nyttet kan den lave og den høye prognosen betraktes som sannsynlige grenseverdier for utviklingen av elektrisitetsforbruket til alminnelig forsyning. Faktisk utvikling vil derfor mest sannsynlig bli liggende innenfor området mellom disse prognosene.

2.3 Forutsetninger for økt energiforbruk og økonomisk vekst.

På tilsvarende måte som i Energiutredningen, har NVE nå valgt å bygge prognosene på to sett hovedforutsetninger når det gjelder energiforbruket:

- Nasjonalproduktet og produksjonen eller virksomheten i visse sektorer som industri, transport, m.v. utvikler seg med visse forholdsvis stabile vekstrater. Det samme gjelder for konsumet i husholdninger o.l.
- Der eksisterer et forholdsvis fast forhold mellom veksten i produksjon, virksomhet eller konsum og energiforbruket i de forskjellige sektorer.

Sammenhengen mellom produksjon, virksomhet eller konsum og energiforbruket i de forskjellige sektorer avhenger av hvordan energi inngår som en produksjonsfaktor i fabrikasjon og transport og av hvordan energi inngår som en del av konsumet.

Dette innebærer at en begrenset tilgang på energibærere vil virke begrensende på forbruk og/eller tilgang av varer og tjenester.

Energiforbruket og tilgang av varer og tjenester er sider av samme sak.

Det er klart at viktige behov vil kunne dekkes ved en omlegging av vare- og tjenestetilgangen som fører til lavere energiforbruk.

Eksempelvis vil forbruket av drivkraft være mindre ved bruk av jernbane enn ved bruk av fly der hvor begge reisemåter er mulig. Valg av jernbane vil imidlertid føre til lengre reisetid.

Slike forhold er det viktig å ha klart for seg om en ønsker å redusere energiforbruket eller veksten i dette.

Til grunn for de vekstforutsetninger som er valgt ligger visse forestillinger om den generelle samfunnsmessige og økonomiske utvikling. Disse går i korthet ut på at slik det ressursmessige og teknologiske grunnlag utvikler seg og under hensyn til de holdninger som synes rådende i befolkningen må en alt i alt regne med fortsatt økonomisk vekst. Valget av forutsetninger innebærer ikke her noe standpunkt til hvorvidt den utvikling som skisseres i prognosene er ønskelig eller tilrådelig ut fra verdimeslige vurderinger. Dette er spørsmål som forutsettes avklart gjennom den debatt som foregår i samfunnet.

2.4 Usikkerhet knyttet til forutsetningene om økonomisk vekst.

Virkningene av pris- og kostnadsstigningen på energibærere kan føre til store endringer i prisforholdet mellom de ulike varer og tjenester og dermed til endrede forutsetninger for den internasjonale handel. Hva dette kan føre til for omfanget og sammensetningen av handelen mellom

landene er vanskelig å si. Generelt vil en anta at vilkårene for en økende mellomfolkelig handel lar seg opprettholde slik at vårt land fortsatt kan nyte fordelene av de naturlige produksjonsmessige fortrinn vi har og av internasjonal arbeidsdeling. Tilgangen på naturressurser, ikke minst vannkraft og olje, vil bidra til å sikre forutsetningen for lønnsom handel med andre land. Det ressursmessige grunnlag for økonomisk vekst når det gjelder energibærere skulle således fram til århundreskiftet bli meget godt.

Selv om det ikke på så lang sikt som fram til århundreskiftet vil melde seg ressursknapphet eller teknologiske vansker for gjennomføring av økt økonomisk vekst og økt energiforbruk, kan det skje holdningsmessige endringer i befolkningen som innvirker på dette forhold.

Solidaritetshensyn til utviklingsland og kommende slekter kan føre til reduksjon i utnyttelsestempo av norske naturressurser. Dette kan tenkes gjennomført ved forlengelse av varigheten for varige forbruksgoder som biler, husholdningsmaskiner, møbler o.l., ved resirkulasjon av papir, metaller og glass, og langsom uttapping av petroleumsressursene. Videre kan det som eksempel tenkes gjennomført en reduksjon av arbeidstiden uten samtidig økning i energikrevende fritidssysler. Alt dette må trolig skje i sammenheng med utviklingen i andre land. Noen av disse tiltak vil virke til å redusere behovet for fremstilling av råvarer og til dels redusere behovet for bearbeiding av disse. På den annen side kan en ikke se bort fra at kravet om bedre miljø gjennom tiltak for å redusere forurensinger kan føre til økt energiforbruk. Økt resirkulasjon av råvarer kan også føre til økt forbruk av energi.

2.5 Vekstrater.

For de enkelte sektorprognoser er det forutsatt følgende vekstrater for produksjon eller virksomhetsomfang. Treforedlingsindustri: (Lav prognose lik høy prognose) 2,5% p.a. 1970 til 1985, 2% p.a. 1985 - 2000.

Alminnelig industri og bergverk, utenom kraftkrevende industri og treforedlingsindustri:

Lav prognose: 4,5% p.a. 1970 - 1990, 4% p.a. 1990 - 2000

Høy prognose: 5% p.g. 1970 - 1990, 4,5% p.a. 1990 - 2000

Tjenesteytende virksomhet:

(Lav prognose lik høy prognose): 6% p.a. 1970 - 1980,

5,5% p.a. 1980 - 1990, 5,0% p.a. 1990-2000.

For boligoppvarming, lav prognose, er det forutsatt en vekst på 2,75% p.a. i perioden 1970 - 80, - 1,5% p.a. 1985 - 90 og 1,0% p.a. i perioden 1990 - 2000. For den høye prognosen er det forutsatt en vekst på 3,5% p.a.

for perioden 1970 - 80, 2,75% p.a. i perioden 1980 - 85, 2,0% p.a. i perioden 1985 - 90 og 1,5% p.a. i perioden 1990 - 2000.

Ved forutsetningen om fall i vekstraten er det tatt hensyn til at veksten i energiforbruket etterhvert vil stanse i den eksisterende boligmasse og at økende energikostnader kan gjøre det lønnsomt å isolere eldre hus bedre.

For å bedømme om de prognoserte vekstrater kan anses rimelige har en søkt å sammenligne dem med vekstrater for befolkningsøkning og nettotilvekst i boliger. Dette viser at selv med en betydelig bedring av boligstandarden (uttrykt ved reduksjon av antall personer pr. bolig) vil den antatte vekst i forbruket til boligoppvarming gi rom for en ytterligere øking i energiforbruket pr. bolig. På denne bakgrunn finner en det forsvarlig å regne med et så sterkt fall i vekstraten for energiforbruket til boligoppvarming som angitt foran.

For elektrisitetsforbruket til alminnelig formål utenom boligoppvarming (definert anderledes enn i Energiutredningen) er det for den lave prognosen forutsatt en vekst på 5% p.a. i perioden 1970 - 80, 4% p.a. i perioden 1980 - 90 og 3% p.a. i perioden 1990 - 2000. For den høye prognosen er det forutsatt en vekst på 6% p.a. i perioden 1970 - 80, 5% p.a. i perioden 1980 - 90 og 4% p.a. i perioden 1990 - 2000. For jernbaner og sporveier er det både i den lave og den høye prognosen forutsatt en vekst fra 3% p.a. i perioden 1970 - 80 og 2% p.a. i perioden 1980 - 2000.

2.6 Usikkerhet vedrørende priser.

I Energiutredningen het det om prognosene bl.a.: »Prognosene for etterspørselen blir utarbeidet på grunnlag av de mere summariske sammenhenger man kan finne mellom energiforbrukets utvikling hittil og andre økonomiske hovedstørrelser som produksjon, boligvolum etc. Det som forekommer er da strengt tatt ikke prognoser for etterspørselen, men prognoser for det forbruk som kan ventes realisert, under den impliserte (stiltiende) forutsetning at priser og prisreaksjoner ikke endrer seg meget, eller i hvert fall ikke endrer seg etter en trend meget forskjellig fra den som har vært tilstede i det observerte tidsrom».

På grunn av den sterke prisøkningen på oljeprodukter som en nylig har vært vitne til og den store kostnadsdifferanse mellom olje og elektrisitet nyttet til varmeformål som dette har ført med seg, kan en ikke helt ut nytte de forutsetninger som er nevnt ovenfor i prognosearbeidet. Selv om prisene skulle bli utjevnet, vil nok med de prisøkninger som har funnet sted, utviklingen måtte ventes å følge en annen trend.

Når det gjelder sammenheng mellom vekst i produksjon og virksomhetsomfang og vekst i forbruk av nyttbar energi må en fortsatt en tid framover kunne regne med noenlunde stabil sammenheng. Det er likevel grunn til å regne med at de økte kostnadene for olje vil kunne virke bremsende på energiforbruket. I prognosene er dette søkt tatt hensyn til ved beregningene av forbruket av nyttiggjort energi.

Usikkerheten når det gjelder den fremtidige prisutvikling for olje og elektrisitet og dermed for forholdet mellom prisene på disse energibærerene er meget stor.

En prissituasjon som i mars 1974 innebærer at det i markedet vil være en tendens til overgang fra bruk av olje til elektrisitet for varmeformål. Så lenge disse prisforhold vedvarer vil det også være en tendens til at økningen i energiforbruket i stor utstrekning ønskes dekket ved elektrisitet. Disse forhold fører således til en sterk økning av elektrisitetens dekningsandel av energiforbruket. På den annen side vil en reduksjon av prisdifferansen mellom olje og elektrisitet, eksempelvis ved økte elektrisitetspriser, føre til mindre overgang fra olje til elektrisitet i det etablerte energiforbruk og mindre øking i elektrisitetens dekningsandel av veksten i energiforbruket.

I prognosene er disse forhold søkt tatt hensyn til ved at en i den høye prognosen har forutsatt at den nåværende prissituasjon (mars 1974) vil vedvare, mens en for den lave prognosen har forutsatt at prisdifferanser mellom olje og elektrisitet for varmeformål stort sett blir utjevnet på et høyere nivå innen 1980-85.

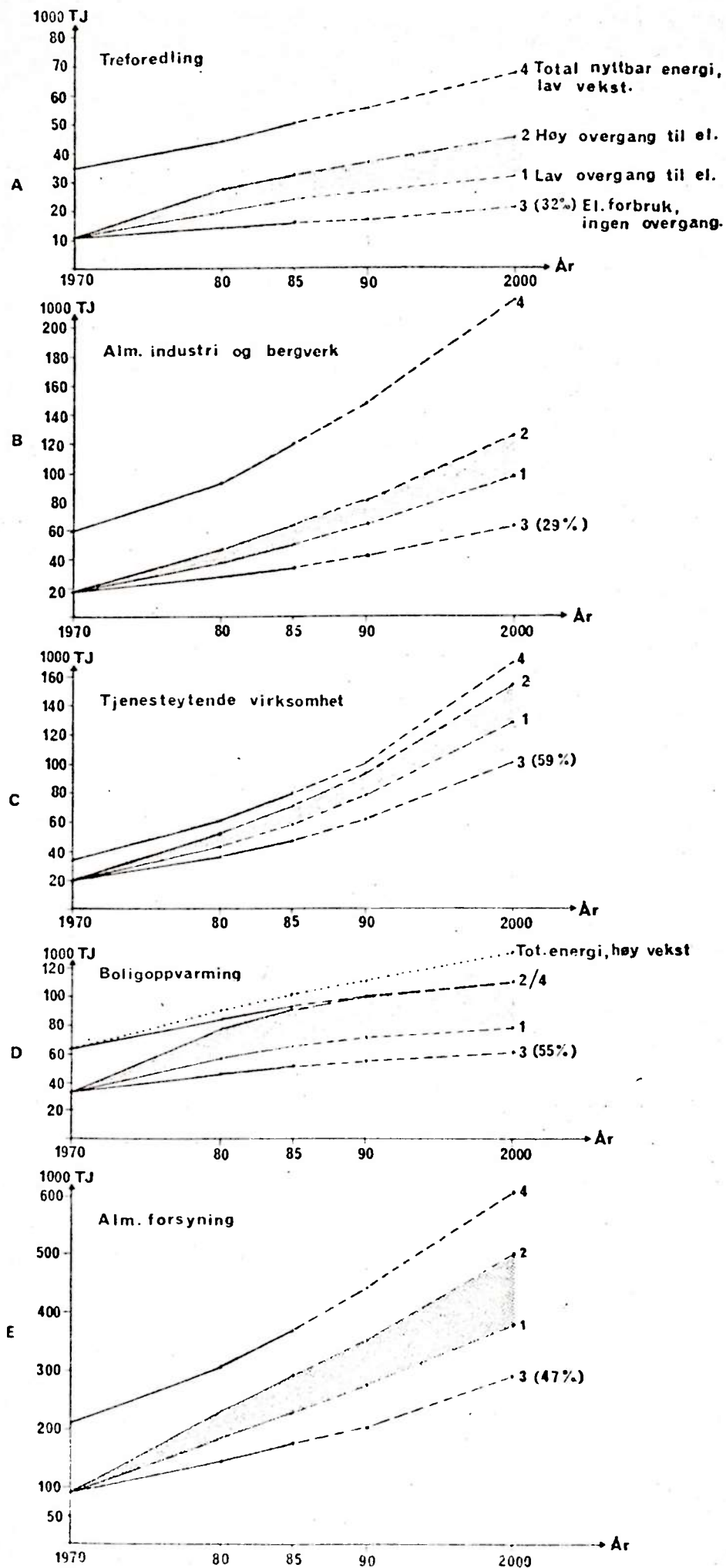
For spørsmålet om utviklingen av elektrisitetens dekningsandel av forbruket av nyttiggjort energi er følgende forhold av betydning:

- energisparing i forbindelse med omlegging av oppvarmingsmåte fra olje til elektrisitet
- overgang fra olje til elektrisitet i allerede etablert energiforbruk
- økt dekningsandel for elektrisitet i tilveksten i energiforbruket.

I fig. 2.01, A - E har en søkt å illustrere de beregninger som er foretatt vedrørende spørsmålet om overgang fra olje til elektrisitet i de forskjellige sektorer og for alminnelig forsyning under ett.

Den øverste kurven i hvert diagram (4) viser beregnet forbruk av nyttiggjort energi etter det laveste vekstalternativ for de respektive sektorer og for alminnelig forsyning under ett.

Den laveste kurven (3) illustrerer hvordan elektrisitetsforbruket under det vekstalternativet ville ha utviklet seg ifall elektrisitetens dekningsandel prosentvis holdt seg fra samme nivå som i 1970.



Den nest laveste kurven (1), med betegnelsen lav overgang, viser hvordan elektrisitetsforbruket ventes å utvikle seg etter det laveste

prognosealternativet, mens den nest høyeste kurven (2) viser hvordan elektrisitetsforbruket ventes å utvikle seg etter det høyeste prognosealternativet.

Avstanden mellom den laveste kurven og de to kurvene 1 og 2 kan sies å illustrere omfanget av den overgang fra olje til elektrisitet som det er regnet med i prognosene.

For å kunne sammenligne NVE's prognoser med dem som var gitt i Energiutredningen, er elektrisitetsforbruket innen de forskjellige sektorer i tabell 2.01 gitt i GWh pr. år.

På tilsvarende måte som i Energiutredningen må det forbruk som er angitt betraktes som det »normale» forbruk eller »trendforbruket». I dette forbruket kan det i enkelte år bli variasjoner opp eller ned av en rekke årsaker som kan kalles tilfeldige. Avvik fra den normale temperatur kan her spille en stor rolle. Ved bruk av prognosene som utgangspunkt for planer om utbygging av kraftforsyningen må dette forhold tas hensyn til.

2.7 Drøftig av prognosene.

De fremlagte prognoser viser de trekk som nå er blitt vanlige, og som innebærer en stadig absolutt økning av elektrisitetsforbruket. Etter den høye prognosen vil således dette forbruket øke med ca. 117 TWh fra 1970 til 2000, mens det etter den lave prognosen vil øke med knapt 80 TWh.

En betydelig del av denne økningen henger sammen med at elektrisitetens dekningsandel av samlet energiforbruk til alminnelig forsyning ventes å øke. Etter den lave prognosen vil således elektrisitetens dekningsandel øke fra 47% i året 1970 til 60% i 1980 og videre til 62% i 1985 for så å holde seg på dette nivået til århundreskiftet. Etter den høye prognosen vil denne dekningsandelen øke fra 47% i 1970 til 73% i 1980 og videre til 74% i 1985 for så å holde seg på dette nivået til 2000.

Noen vil hevde at en samfunnsutvikling som innebærer at elektrisitetsforbruk av slik størrelsesorden som prognosene viser, ikke bør aksepteres.

De viktigste forhold som ligger til grunn for holdningen om at veksten i energiforbruk og elektrisitetsforbruket bør stanses, er i korthet følgende:

- den tilvekst i nytte som etterhvert kan oppnås ved stadig nye tilvekster i energi- og elektrisitetsforbruk, en liten og avtakende.

Tabell 2.01

SAMMENDRAG AV SLUTTFORBRUKET AV ELEKTRISITET.

LAV PROGNOSE (L). HØY PROGNOSE (H). GWh.

Eksklusive kraftkrevende industri. *)

		1970	1980	1985	1990	2000
Nyttiggjort energi:						
Treforedling	L	3107	5690	6838	7569	9269
	H	3107	7844	9317	10342	12721
Alminnelig industri og bergverk	L	5000	11072	14651	18349	27335
	H	5000	13421	17913	22864	35512
Boligoppvarming	L	9838	16027	18263	19763	21953
	H	9838	22083	25783	28492	33100
Alm. formål ekskl. boligoppvarming	L	3390	5522	6718	8174	10985
	H	3390	6071	7749	9889	14638
Tjenesteytende virksomhet	L	5661	12510	16633	22000	35843
	H	5661	15046	19989	26390	43001
Jerbane og sporveier	L- H	540	726	801	885	1078
Sum nyttiggjort energi						
	L	27535	51550	63905	76740	106465
	H	27535	65190	81550	98860	140050
Gjennomsnittlig vekst % p.a.						
Lav prognose		6,5	4,4	3,7	3,3	
Høy prognose		9,0	4,6	3,9	3,5	

*) Kraftkrevende industri er definert som produksjon av kjemiske råvarer, produksjon av jern, stål og jernlegeringer og produksjon av ikke-jernholdige metaller.

- ut fra solidaritets-hensyn til kommende slekter bør en begrense forbruket av ikke-fornybare ressurser til ikke-livsviktige formål.
- ut fra prinsippet om like rett for alle bør forbruket av ikke-fornybare ressurser begrenses ut fra ressurstilgang og under hensyn til global befolkning.

Det er ikke utenkelig at et økende antall mennesker enkeltvis eller organisert vil innrette seg slik at de på sikt får stabilisert sitt forbruk på et visst nivå slik at dette demper veksten for samfunnet som helhet. Imidlertid legges det foreløpig stadig fram planer for videre utbygging i samfunnet, eksempelvis av skoler, universitet, sykehus og andre sosiale institusjoner m.v. Slik utbygging setter igjen krav til økt energilevering.

JFor dem som vil legge avgjørende vekt på de forhold som er nevnt foran om redusert vekst, vil det være ønskelig med en utvikling som forutsetter at det etterhvert oppnås stabilisering i vare- og tjenestetilgangen og dermed i energi- og elektrisitetsforbruket. Det er her grunn til å peke på at en slik utvikling står i strid med de holdninger og forventninger som for tiden synes rådende i den største del av befolkningen, og som gjenspeiles i de politiske partiers programmer.

Økt disponibel realinntekt for de store lag av befolkningen har hittil vært en viktig målsetning for alle politiske partier i Norge. Dette indikerer at storparten av befolkningen ønsker å få bedre råd til kjøp av varer og tjenester og dermed direkte eller indirekte økt forbruk av energi.

I følge Langtidsprogrammet 1974-77 ville en med en vekst i brutto-nasjonalproduktet på 4% pr. år få en økning i samlet vare- og tjenestetilgang fra 100 milliarder kroner i 1971 til nærmere 320 milliarder i år 2000. Selv med en så sterk økning i vare- og tjenestetilgangen, vil det ikke innen år 2000 være mulig å tilfredsstille de forventninger, som da programmet ble lagt fram, gjorde seg gjeldende med hensyn til vekst i privat forbruk og i tilgang på felles goder. De krav om økte inntekter, skatte- og avgiftsreduksjoner o.l. som en har kunnet registrere, selv etter at prisoppgangen på olje og utsiktene til leveringsinnskrenkninger viste seg, tyder heller ikke på at forventningene om økt vare- og tjenestetilgang har blitt mindre.

Holdningsendringer i befolkningen som vil virke i retning av at den økonomiske vekst avtar vesentlig, må oppfattes som mulige, men de vil representere heller usikre utslag som kan føre til avvik fra prognosene. På den annen side kan en heller ikke, eksempelvis i samband med økt gjenvinning av råstoffer, større innsats på miljøsektoren etc., utelukke

muligheten av en utvikling som kan føre til en sterkere vekst enn forutsatt og dermed et høyere energi- og elektrisitetsforbruk enn det prognosene viser.

Det er grunn til å understreke at den usikkerhet som kommer tilsyne ved den store forskjellen mellom den lave og den høye prognosen i første rekke er knyttet til anslagene for utviklingen av elektrisitetens dekningsandel av forbruket av nyttiggjort energi. For 1980 utgjør således forskjellen mellom den lave og den høye prognosen 13290 TJ (3,7 TWh) for nyttiggjort energi mens forskjellen for elektrisitetsforbruket er hele 49115 TJ (13,6 TWh).

2.8 Anslag for elektrisitetsforbruket i alminnelig forsyning 1975 - 80.

Med utgangspunkt i 1970 og prognosene foran for 1980 og under hensyn til realisert utvikling fram til mars 1974 har en av hensyn til vurdering av kraftbalansen i de nærmest etterfølgende år anslått etterspørselen etter elektrisitet i årene 1975-80.

Det lave anslag framgår av linje 2 i tabell 2.02, mens det høye anslag framgår av linje 3. Tallene er referert kraftstasjon.

Tabell 2.02

Eletterspørsel til alminnelig forbruk 1975-80.
TWh/år referert kraftstasjon.

	1975	1976	1977	1978	1979	1980
1. Langtidsprogrammets planantall.....	44.1	46.6	49.3	52.1	55.0	58.0
2. Ventet etterspørsel, Lavt anslag.....	45.0	47.9	50.8	53.7	56.5	59.3
3. Ventet etterspørsel, Høyt anslag.....	50.8	56.4	61.2	65.8	70.4	75.0
4. Årlig vekst %, lavt anslag.....	6.4	6,1	5,7	5,2	5,0	
5. Årlig vekst %, høyt anslag.....	11.0	8.5	7.5	7.0	6.5	

Det framgår av tabellen at selv det lave anslaget ligger høyere enn plantallene for kraftetterspørsel til alminnelig forbruk i Langtidsprogrammet 1974-77 (Jfr. tabell 14.42a i St. Meld. nr. 71 (1972-73)).

3. KRAFTKREVENDE INDUSTRI.

3.1 Dekning av kraftbehov fram til 1990.

Til kraftkrevende industri ble tidligere regnet kjemisk industri og primær jern- og metall-industri (elektrokjemisk og elektrometallurgisk industri). Som følge av omlegging av industristatistikken fra 1970 av, defineres nå kraftkrevende industri som produksjon av kjemiske råvarer, produksjon av jern, stål og ferrolegeringer og produksjon av ikke-jernholdige metaller.

For utviklingen av el-forbruket i kraftkrevende industri er det ikke laget noen prognose.

Det behov av kraft til kraftkrevende industri som en må regne med å måtte dekke i perioden 1975-1990 fremgår av tabell 3.01.

Linje 1 i tabellen viser bundet fastkraft til kraftkrevende industri for årene 1975-1980 og for 1985. Med bundet fastkraft menes leveranser som allerede er bundet ved kontrakter eller tilsagn.

Linje 2 i tabellen viser kraftleveranser som en må regne med å oppfylle som følge av kontraktsfornyelser. Tallene i denne linjen er basert på opplysninger om leveringskontrakter til kraftkrevende industri som løper ut i perioden 1974-80, som i alt omfatter 1920 GWh/år. Det vesentlige av kraftkvantumet må i realiteten anses som »bundet kraft» idet kontraktene i det vesentlige har vært tidsbegrenset av hensyn til prissettingen. Tallene i tabellen er basert på en nærmere vurdering av de nevnte kontrakter og de bedrifter disse berører.

Linje 4 og 5 i tabell 3.01 viser leveranser til spesielle industriformål som en må regne med å imøtekomme. Endelig viser linje 7 en del kraftleveranser som i dag dekkes ved tilfeldig kraft og som etter NVE's mening nå bør konverteres til fastkraft.

Linje 8 viser summen av de kraftbehov innen kraftkrevende industri som etter det som foran er nevnt i alle fall må dekkes.

4. SAMLET ELEKTRISITETSFORBRUK

Tabell 4.01 viser samlet elektrisitetsforbruk, referert kraftstasjon, i følge prognosene for elektrisitetsforbruket til alminnelig forsyning og tabeller for dekning av kraftbehovet i kraftkrevende industri for årene 1975-80, 1985 og 1990. Ved beregning av forbruket i alminnelig forsyning, referert kraftstasjon, er det regnet med et overføringstap på 15% av nettoforbruket.

Tabell 3.01

Dekning av kraftbehov i kraftkrevende industri 1975-1990. GWh.

Type leveranse	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1985	1990
1. Bundet fastkraft	27660	27800	27800	27470	28380	28420	29920 ⁴⁾	
2. Kontraktsfornyelser	600	1000	1175	1400	1500	1500	1500	
3. Sum	28260	28800	28975	28870	29880	29920	31420	
4. Rafnes. Petrokjemi 1)	-	-	250	500	500	500	500	
5. Rogaland, ikke spesi- fisert industri 2)	-	-	-	-	-	-	1000	
6. Sum	28260	28800	29225	29370	30380	30420	32920	
7. Konvertering 3)	610	610	610	610	610	610	610	
8. Sum i alt	28870	29410	29835	29980	30990	31030	33530	37000

1) Antatt totalbehov 800 GWh.

2) Kraftforpliktelse overfor Rogaland antas å imøtekommes i perioden 1980-85.

3) Konverteringer som etter NVE's mening bør effektiviseres nå.

4) Forbruksøking 1980-85 skyldes bl.a. økning til 2500 GWh ved Mongstad, som må ventes å komme til.

Tabell 4.01

Samlet elektrisitetsforbruk 1975-80, 85 og 1990. TWh.

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1985	1990
1. Forbruk, Alm.forsyning. Høy prognose	50,8	56,4	61,2	65,8	70,4	75,0	93,8	113,7
2. Forbruk, kraftkrevende industri	28,9	29,4	29,8	30,0	31,0	31,0	33,5	37,0
3. Samlet el-forbruk v/høy prognose	79,7	85,8	91,0	95,8	101,4	106,0	127,3	150,7
4. Forbruk, alm. forsyning. Lav prognose	45,0	47,9	50,8	53,7	56,5	59,3	73,5	88,2
5. Forbruk, kraftkrevende industri.	28,9	29,4	29,8	30,0	31,0	31,0	33,5	37,0
6. Samlet el-forbruk v/lav prognose	73,9	77,3	80,6	83,7	87,5	90,3	107,0	125,2

Forbruksutviklingen i tiden etter at prognosene ble laget (mars 1974) og fram til årsskiftet 1974/75 er kort kommentert i kapitel 6.

5. HOVEDALTERNATIVER FOR KRAFTTILGANG.

Dersom man ønsker en rimelig sikkerhet for at etterspørselen etter elektrisitet på sikt skal kunne dekkes så innebærer det som tidligere omtalt i kapitel 1, at et tilstrekkelig antall prosjekter må utredes og klargjøres for konsesjonsvedtak i tide slik at man har en reell dekningsmulighet uansett hvor den framtidige forbruksutviklingen måtte ligge i usikkerhetsområdet for prognosene. Etter hvert som utviklingen avklarer seg kan man så bestemme hvilke av disse prosjekter som eventuelt kan utsettes eller tas bort. Vedtak om bygging er som nevnt nødvendig ca. 6 år før det er behov for kraften. Klarlagte prosjekter som synes overflødige, kan da utstå. Men det er omvendt ikke mulig å vedta og gjennomføre prosjekter utover de som man har utredet og klarlagt i forveien. Kostnadene ved å utrede eventuelt »overflødige» prosjekter er svært små i forhold til kostnadene og ulempene forbundet med produksjonsinnskrenkninger som følge av en eventuell rasjonering. Dessuten vil ofte de »overflødige» prosjekter bli aktuelle igjen på et senere tidspunkt dersom forbruket fortsetter å stige.

Da som nevnt enhver forbruksutvikling i området mellom »høy» og »lav» prognose må sies å være sannsynlig er det her kort diskutert mulige oppdekningsplaner for fire representative alternativer, dvs. ved forbruksutvikling:

1. som den »lave» prognose
2. som nedre kvartil
3. som middel mellom »høy» og »lav» prognose
4. over midlere prognose.

5.1 Aktuelle prosjekter.

Teknisk/økonomiske og miljømessige forhold som har betydning for valg av utbyggingsalternativer samt innpassing av disse i det eksisterende kraftsystem er behandlet i Elektrisitetsdirektoratets rapport »Kraftutbygging i Norge», desember 1974.

I dette avsnitt skal kort omtales noen hoveddata for de prosjekter som Elektrisitetsdirektoratet anser mest aktuelle idag (januar 1975).

5.1.1 Vannkraftprosjekter.

De vannkraftprosjekter som nå er under bygging eller under utredning og som etter Elektrisitetsdirektoratets oppfatning utgjør det mest sannsynlige utbyggingsprogram i tiden fram til 1985 er ført opp i Bilag 1. Tabellene gir både effekt- og energi-tilgang og er ajourført i desember 1974. De revideres med jevne mellomrom.

I listen over FORESLÅTTE ANLEGG er det angitt årstall da det antas at konsesjoner kan bli gitt. Denne antagelse er utelukkende gjort for planleggingsformål, og representerer på ingen måte noen stillingstagen til vedkommende konsesjonssak fra Elektrisitetsdirektoratets side.

Realisering av dette program fordrer at planlegging før utforming av konsesjonsøknad føres fram så hurtig som mulig for alle prosjekter. Avgjørelse i mange konsesjonssaker må tas også i valgåret 1977 om programmet skal holde.

Oppgavene for produksjonsevne gjelder for prosjektene separat, dvs. gevinst oppnådd ved samkjøring er stort sett holdt utenfor. På grunn av uensartet beregningsmetodikk er tallene ikke alltid helt sammenlignbare. (En tar gradvis med større andel av samkjøringsgevinsten i beregnet produksjonsevne). For en del prosjekter er byggherrespørsmålet ikke avgjort.

Statskraftverkernes vannkraftprosjekter

Fra Statskraftverkene har vi fått oppgitt prosjektenes egenproduksjon og den produksjonsendring som skjer i andre kraftverk som følge av prosjektet (p.g.a. nedlegging, endret vannføring el. l.) samt eventuelt pumpeforbruk. Prosjektets bidrag til systemets midlere netto energitilgang er differansen mellom disse. I listen over KLARLAGT BYGGEPROGRAM er ført opp 90% av midlere energitilgang som fastkraftøkning i systemet. Prosjektene i denne listen blir ved summering tillagt en samkjøringsgevinst. I listen over FORESLÅTTE ANLEGG er i stedet ført opp 95% av midlere energitilgang fordi samkjøringsgevinst, av regnetekniske grunner, ikke blir beregnet for disse prosjektene ved summering.

5.1.2 Energitilgang fra vannkraftsystemet.

Ajourførte hoveddata for eksisterende kraftstasjoner i Norge med effektytelse større enn 1 MW sammenstilles med jevne mellomrom av Elektrisitetsdirektoratet i «Kraftstasjoner i Norge». Oversikten ajourføres pr. 1. januar hvert år til internt bruk.

Beregninger ved Elektrisitetsdirektoratet basert på data hentet fra nevnte oversikt for det eksisterende system samt fra utbyggingsprogrammet som er ført opp i Bilag 1. og med Direktoratets vurdering av påregnelig samkjøringsgevinst innenlands har resultert i følgende fastkrafttilgang fra vannkraftsystemet alene i årene 1975-90 (alle tall i TWh):

År	1975	76	77	78	79	1980	81	82	83	84	85	1990
Energитilgang	75	77	79	80	83	88	92	96	99	100	102	112

5.1.3 Import fra naboland.

Med Stortingets samtykke ble det i 1973 inngått avtaler om import og kraftutveksling med henholdsvis Sverige og Danmark, kfr. St.prp. 131 og Innst. S.nr. 314 for 1972-73.

Den ene avtalen, mellom NVE og fire svenske kraftprodusenter, gir NVE rett til å kjøpe fra Sverige inntil 250 MW fra 1.7.1974, stigende til 400 MW i 1975 og 550 MW i 1976, utenom visse nærmere angitte »sperretider», derav betegnelsen »sperrekraft».

Den andre avtalen, mellom NVE og Elsam (kraftprodusentene i Jylland og Fyn) omfatter anlegg av kabelforbindelse mellom Jylland og Sørlandet med overføringsevne ca. 500 MW, og om kraftutveksling over denne forbindelsen. Her får NVE rett til bl.a. å få kjøpt energi i den utstrekning Elsam har ledig produksjonskapasitet utover eget behov. Kabelforbindelsen ventes etablert med 1 kabel (250 MW) i 1976 og med 2 kabler (500 MW) fra 1977 av.

Simuleringsberegninger og vurdering utført i Elektrisitetsdirektoratet tyder på at importavtalene vil muliggjøre en fastkraftøkning i det norske kraftsystemet på ca. 5 TWh per år når begge avtalene kommer inn med full tyngde fra 1978 av. Under opptrappingsfasen regnes fastkraftøkningen å bli i 2, 3 og 4 TWh i henholdsvis 1975, 1976, 1977. Dersom det skulle vise seg nødvendig eller ønskelig er det regnet med at importavtalen kan »tøyes» slik at man kan få en ytterligere fastkraftøkning på ca. 2 TWh, dog med noe redusert leveringssikkerhet fra ca. 1980. Mer detaljert vurdering av importavtalenes betydning finnes i »Kraftutbyggin i Norge», desember 1974 og i St. meld. nr. 100 (1973-74), Vedlegg 1.

5.1.4 Gasskraftverk på Vestlandet.

Regjeringen ved Industridepartementet har inngått avtale med konsesjonsinnehaverne for Friggfeltet som gir den norske stat opsjon på å få levert på Karmøy eller i dets nærhet en gassmengde på opptil 2,5

milliarder Nm³ hvis det viser seg teknisk mulig å legge en rørledning til Norge til det tidspunkt en ønsker (se St.meld. nr. 77 for 1973-74 »Om ilandføring av Frigg-gass i Norge«).

I St. meld. nr. 100 (1973-74) har Regjeringen i sin dekningsplan antydnet at en del av denne gassen skal kunne brukes i et gasskraftverk med ytelse 5 TWh pr. år fra 1979/80. Prosjektering av et slikt verk har vært igang i NVE siden midten av 1974. To alternative kraftverkstyper vurderes idag (januar 1975) av Direktoratet for Statskraftverkene, Varmekraftavdelingen. Det ene av disse er et konvensjonelt dampkraftverk med to aggregater, hver på 300-350 MW. Det andre er et såkalt kombinert verk (gasturbiner og damturbiner). Verket skal kunne fyres med olje som reserve.

Byggetiden for et konvensjonelt dampkraftverk basert på gass er idag antatt å være ca. 5 år fra konsesjon foreligger til de første 2 aggregater er driftsklare. For konsesjonsbehandlingen må regnes 1,5 år og forut for konsesjonssøknad må regnes en prosjekteringstid på 1-1,5 år. Fra prosjektering på byggested til idriftssettelse av de første 2 x 300 MW må man altså regne ca. 7 år.

5.1.5 Varmekraftverk basert på olje.

Et alternativ til kjernekraftverk vil være varmekraftverk basert på olje, selv om dette vil bli langt dyrere. Et første kraftverk basert på olje bør etter Elektrisitetsdirektoratets mening plasseres i Østlandsområdet, utenfor indre Oslofjord. Aggregatstørrelsen for et slikt verk vil være ca. 600 MW og prosjekttiden fra prosjekteringsstart til idriftssettelse er anslått til ca. 9 år. Ved at man kan bruke data og prosjekteringsunderlag som er fremskaffet ved byggestedsundersøkelser for kjernekraft, kan tiden antakelig kortes inn med 1, muligens 2 år. Med driftstid på 5000 timer vil hvert aggregat på 600 MW kunne yte 3 TWh pr. år.

5.1.6 Kjernekraft.

Kjernekraft er idag langt det billigste varmekraftalternativ og NVE's Hovedstyre gikk i sin tilrådning i forbindelse med St. meld. nr. 100 inn for konsesjonsbehandling av kjernekraftverk plassert i Østlandsområdet så tidlig som mulig. I meldingen regner likevel ikke Regjeringen, i sitt utbyggingsprogram, med noe norsk kjernekraftverk før etter 1985. Etter 1985 regnes det i det følgende med at kjernekraft er et aktuelt utbyggingsalternativ i Norge som i de fleste andre land. Kjernekraftproblematikken er nærmere drøftet i rapporten »Fremtidige termiske kraftgenereringsformer i Norge«, januar 1974, utarbeidet i Direktoratet for Statskraftverkene, Varmekraftavdelingen. Den mest hensiktsmessige plassering av et første norsk kjernekraftverk er i

Østlandsområdet og det vil få aggregatstørrelser på 900-1000 MW som i oppstartingsfasen er regnet å kunne yte 3 TWh første år etter at det kommer i drift, 5 TWh i annet år og 6 TWh i tredje og etterfølgende år.

Byggetiden for et kjernekraftverk anslås til 7 1/2 år fra den tid Stortinget har gitt samtykke og bestemt byggested.

Konsesjonsbehandlingen forut for dette antas å kreve minimum 1 1/2 år.

Prosjekterings- og utredningsarbeid i forbindelse med det første norske kjernekraftverk har vært igang i NVE en tid og konsesjonssøknad kan foreligge kort tid etter at beslutning foreligger om at konsesjonssøknad skal fremmes.

5.1.7 Nye overføringslinjer.

De tall for krafttilgang fra vannkraftsystemet og import som det er regnet med i etterfølgende diskusjon av oppdekningsalternativer (avsnitt 5.2) er gitt under forutsetning av at det planlagte utbyggingsprogram for overføringslinjer blir fulgt opp. En oversikt over det utbyggingsprogram som Elektrisitetsavdelingen anser som mest nødvendig er gitt i Bilag 2. Avdelingen som er underlagt Elektrisitetsdirektoratet, har ansvaret for systemplanleggingen og for den løpende koordinering mellom utbyggingsprogrammet for overføringsanlegg og kraftutbyggingsprogrammet.

Det bemerkes at overføringslinjer i forbindelse med nye varmekraftverk i Norge ikke er medtatt i oversikten i Bilag 2. Slike linjer kan først prosjekteres etter at byggested for varmekraftverket er fastlagt.

5.2 Alternative dekningsprogrammer.

5.2.1 Ved forbruksutvikling som laveste prognose.

Tabell 5.01 viser en kraftbalanse basert på en forbruksutvikling etter den lave prognosen. Etter denne skulle man kunne regne med full dekning fram til 1985 fra vannkraftsystemet pluss avtalefestet import.

Underskuddet etter 1985 kan eventuelt dekkes ved idriftsettelse av et første kjernekraftaggregat på 900 MW i 1986 og et aggregat nummer to på samme størrelse i 1989. Det innebærer at konsesjonssøknad må foreligge i løpet av 1977 og konsesjonsvedtak må tas senest våren 1979.

Eventuelt kan underskuddet etter 1985 dekkes fra et nytt varmekraftverk hvor de to første aggregatene (600 MW hver) settes inn i 1985.

Konsesjonssøknad må da fremmes i 1977 og konsesjonsvedtak må foreligge senest våren 1979.

5.2.2 Ved forbruksutvikling som nedre kvartil.

En kraftbalanse-oppstilling under forutsetning av at forbruket utvikler seg etter nedre kvartil i usikkerhetsområdet mellom høy og lav prognose for alminnelig forsyning, dvs. over den laveste prognose og en fjerdedel

TABELL 5.01

K R A F T B A L A N S E

VED FORBRUKSUTVIKLING ETTER LAVESTE PROGNOSE. (ALLE TALL I TWh)

ÅR	1975	76	77	78	79	1980	81	82	83	84	85	1990
FORBRUK I ALMINNELIG FORSYNING	45	48	51	54	57	59	62	64	67	70	73	88
FORBRUK I KRAFTKREVENDE INDUSTRI	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	34	37
TOTALT FORBRUK	74	77	81	84	88	90	94	96	100	103	107	125
DEKNING FRA VANNKRAFT	75	77	79	80	83	88	92	96	99	100	102	112
DEKNING FRA IMPORT	2	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
BALANSE	+3	+3	+2	+1	0	+3	+3	+5	+4	+2	0	-8
DETTE KAN EVENTUELT DEKKES MED:												
KJERNEKRAFT, 900 MW I DRIFT I 1986												+6
KJERNEKRAFT, 900 MW I DRIFT I 1989												+3

* FORBEREDELSE FOR KONSESJONSSØKNAD MÅ PÅBEGYNNES.

△ TIDSPUNKT FOR KONSESJONSSØKNAD

▲ SISTE FRIST FOR KONSEJONSVEDTAK (FØRSTE AGGREGAT)

opp mot den høyeste, er vist i tabell 5.02. Det framgår herav at det for dette tilfelle vil utvikle seg et fastkraftunderskudd i årene 1978 - 81.

Da det nå er for sent å planlegge og bygge nye anlegg som kan gi krafttilskudd i denne perioden er eneste dekningsmulighet øket import. På basis av simuleringsberegninger som er utført i Elektrisitetsdirektoratet og vurdering av eksisterende importavtaler er det ikke urimelig å regne med at importen kan »strekkes» med ytterligere 2 TWh. Dette blir imidlertid dyr kraft med noe redusert leveringssikkerhet. Det forutsettes videre at mellomriksforbindelsene til Danmark og Sverige utbygges som planlagt og at kraft er disponibel i våre naboland.

Kraftsituasjonen i perioden 1978 - 81 blir likevel såvidt usikker at man må være forbedret på å iverksette midlertidige tiltak som kan dempe forbruksveksten.

Underskuddet etter 1982 kan eventuelt dekket med gasskraft som settes inn med 2 x 300 MW høsten 1983. Dette forutsetter at konsesjonssøknad foreligger i 1976/77 og Stortingets samtykke senest i midten av 1978.

Dersom bygging av gasskraftverk på Vestlandet ikke blir aktuelt kan tilsvarende fastkrafttilskudd framskaffes ved bygging av varmekraftverk i Østlandsområdet. De kritiske tidspunkter i beslutningsprosessen blir i såfall omtrent uforandret, dvs. konsesjonsvedtak senest midten av 1978.

Etter 1985 er det forutsatt at kjernekraft er et realistisk alternativ. Den forutsatte behovsøkning kan dekket av et første aggregat på 900 MW kjernekraft som settes idrift tidlig i 1986 og et aggregat nummer to av samme størrelse som kommer inn i 1988. Denne dekningsmåte forutsetter konsesjonsvedtak våren 1979 og at søknad er inne høsten av 1976.

Dersom kjernekraft ikke blir akseptert i perioden 1985-90 må tilsvarende kraftmengde (totalt 11 TWh) framskaffes ved bygging av varmekraftverk på Østlandet og/eller i Trøndelag. Beslutning om konsesjon kan i såfall muligens utsettes til 1980.

5.2.3 Ved forbruksutvikling som middel mellom høy og lav prognose.

Tabell 5.03 viser kraftbalansen basert på en tenkt forbruksutvikling som middel mellom, den høye og lave prognose. Selv om det regnes med en ytterligere kraftimport (med lavere sikkerhet) på 2 TWh/år i perioden 1976 - 82 så kan det i dette tilfelle likevel bli betydelige underskudd i denne perioden.

Det forutsettes her at 2 x 300 MW gasskraft settes i drift i 1981. Alternativt må annen varmekraft med tilsvarende ytelse frambringes til samme tid. I begge tilfelle må konsesjonsvedtak foreligge våren 1976. Dette er neppe realistisk.

TABELL 5.02

K R A F T B A L A N S E

VED FORBRUKSUTVIKLING SOM NEDRE KVARTIL. (ALLE TALL I TWh)

ÅR	1975	76	77	78	79	1980	81	82	83	84	85	1990
FORBRUK I ALMINNELIG FORSYNING	46	50	53	57	60	63	66	69	72	75	78	95
FORBRUK I KRAFTKREVENDE INDUSTRI	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	34	37
TOTALT FORBRUK	75	79	83	87	91	94	98	101	105	108	112	132
DEKNING FRA VANNKRAFT	75	77	79	80	83	88	92	96	99	100	102	112
DEKNING FRA IMPORT	2	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
BALANSE	+2	+1	0	-2	-3	-1	-1	0	-1	-3	-5	-15
DETTE KAN EVENTUELT DEKKES MED:												
- IMPORT MED LAVERE SIKKERHET				2	2	2	2					
- GASSKRAFT, 2x300 MW I DRIFT HØSTEN 1983	*	△	▲						1	5	5	5
- KJERNEKRAFT, 900 MW I DRIFT TIDLIG I 1986												6
- KJERNEKRAFT, 900 MW I DRIFT 1988	*	△	▲									5

* FORBEREDELSE FOR KONSESJONSSØKNAD MÅ PÅBEGYNNES

△ TIDSPUNKT FOR KONSESJONSSØKNAD

▲ SISTE FRIST FOR KONSEJONSVEDTAK (FØRSTE AGGREGAT)

TABELL 5.03

K R A F T B A L A N S E

VED FORBRUKSUTVIKLING SOM MIDDEL MELLOM HØY OG LAV PROGNOSE. (ALLE TALL I GWh)

ÅR	1975	76	77	78	79	1980	81	82	83	84	85	1990
FORBRUK I ALMINNELIG FORSYNING	48	53	56	60	64	67	70	74	77	81	84	101
FORBRUK I KRAFTKREVENDE INDUSTRI	29	29	30	30	31	31	32	32	33	33	34	37
TOTALT FORBRUK	77	82	86	90	95	98	102	106	110	114	118	138
DEKNING FRA VANNKRAFT	75	77	79	80	83	88	92	96	99	100	102	112
DEKNING FRA IMPORT	2	3	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5
BALANSE	0	-2	-3	-5	-7	-5	-5	-5	-6	-9	-11	-21
MULIG DEKNINGSPLAN:												
- IMPORT MED LAVERE SIKKERHET		2	2	2	2	2	2	2				
- GASSKRAFT, 2x300 MW I DRIFT I 1981		▲					2	5	5	5	5	5
Annen- VARMEKRAFT, 2 x 600 MW I DRIFT HØSTEN 1983									2	6	6	6
Annen- VARMEKRAFT, 2 x 600 MW I DRIFT HØSTEN 1985		▲	▲								2	6
- KJERNEKRAFT, 900 MW I DRIFT I 1986		*	▲	▲								6
BALANSE		0	-1	-3	-5	-3	-1	+2	+1	+2	+2	+2

* FORBEREDELSE FOR KONSESJONSSØKNAD MÅ PÅBEGYNNES

△ TIDSPUNKT FOR KONSESJONSSØKNAD

▲ SISTE FRIST FOR KONSEJONSVEDTAK (FØRSTE AGGREGAT)

Etter disse forutsetninger blir det videre behov for krafttilskudd som tenkes dekket av to varmekraftaggregater basert på olje (2 x 600 MW) som settes idrift høsten 1983³ samt ytterligere to aggregater av samme størrelse som må settes inn i 1985⁵. Dette forutsetter konsesjonssøknad høsten 1975 og beslutning våren 1977.

Endelig tenkes forbruksøkningen i perioden 1985 - 90 dekket med et kjernekraftaggregat (900 MW) som må settes idrift i 1986. Konsesjonsvedtak må da foreligge våren 1979. Alternativt må dette aggregatet erstattes med annen varmekraft av tilsvarende ytelse. I såfall kan konsesjonsvedtak utsettes til 1980. Dette må imidlertid sees i i sammenheng med tidligere utbygd varmekraft på det tidspunkt.

5.2.4 Ved forbruksutvikling over middel av prognosene.

En forbruksutvikling i øvre halvdel av usikkerhetsområdet for prognosene må, etter forutsetningene, og det som tidligere er nevnt også ansees som mulig. Her er man imidlertid kommet i den situasjon at det ikke er dekningsmuligheter for en slik utvikling i perioden fram til ca. 1985. Etter 1985 foreligger fortsatt valgmuligheter forutsatt at et tilstrekkelig antall prosjekter i tillegg til de som er nevnt ovenfor klargjøres for konsesjonsvedtak senest i 1977/78.

6. UTVIKLINGEN SETT I FORHOLD TIL PROGNOSENE AV MARS 1974.

6.1 Utgangspunktet for prognosene og forbruksutviklingen hittil.

I følge beregninger som er utført i Statistisk Sentralbyrå vokste energiforbruket (primaerforbruket) i perioden 1969 - 72 med 3,4% p.a. om det beregnes på samme måte som i Energiutredningen. Dette er lavere enn gjennomsnittlig årlig økning de senere år (1965-73) som er på 4,9% iflg. St. meld. nr. 100 (1973-74). Den lave veksten antas å henge sammen med milde vintre og lave konjunkturer for eksportindustrien.

Vekstraten for elektrisitetsforbruket i den kraftkrevende industri, som omfatter ca. 45% av totalforbruket av elektrisitet, var således bare 2,3% i perioden 1969-72. Utviklingen i prognoseperioden 1970-72 antas ellers for kort til å bedømme om det har funnet sted en endring av korrelasjonsforholdet mellom energiforbruk og virksomhetsomfang i de forskjellige sektorer.

Det foreløpige tallet for elektrisitetsforbruket til alminnelig forsyning, eksklusive elektrokjeler, utgjør 32.0 TWh for 1973. Referert kraftstasjon vil dette tilsvare 36,8 TWh eller 1,5 TWh lavere enn det som er regnet med da prognosene ble laget.

Konjunkturmessig var 1973 et moderat år, imidlertid lå produksjonsindeksen dette året treforedlingsindustrien, som er en relativt stor forbruker av elkraft, ikke høyere enn i 1970, dvs. ingen vekst. Videre lå graddagstallet for Oslo 2,6% lavere enn normalt. Disse forhold antas for en stor del å forklare at tallet for elektrisitetsforbruket i 1973 ligger lavere enn prognosert (mars 1974) for perioden 1970 - 80.

I følge oppgaver fra Samkjøringen lå elektrisitetsforbruket til alminnelig forsyning i 1974 5,2% høyere enn i 1973. Et veiet middel av graddagstallet for landet lå for året 1974 nærmere 13% lavere enn året før og nærmere 14% lavere enn normalt. Temperaturkorrigert forbruksøkning i alminnelig forsyninger var ifølge Samkjøringen 6,5%. I perioden 1970 - 73 var den gjennomsnittlige årlige økning i følge foreløpige tall fra Statistisk Sentralbyrå, 4,8%.

I følge Norsk Petroleumsinstitutt var det i 1974 en nedgang i salget av fyringsolje nr. 1 og 2 samt petroleum i forhold til tilsvarende periode året før på ca. 26%, mens det var en nedgang på 11% for alle petroleumsprodukter under ett. På grunn av manglende lagerstatistikk er det ikke mulig å påvise statistisk hvordan forbruket faktisk har vært.

6.2 Annen ny informasjon etter at prognosene ble laget.

6.2.1 Prisutviklingen.

Forventningen om hvordan prisrelasjonene olje/elektrisitet vil utvikle seg kan ha blitt endret med fremleggningen av Energimeldingen (St. meld. nr. 100, (1973-74)). Blant annet gjelder dette utsagnet i meldingen om at Regjeringen mener forskjellen i prisen på olje og elektrisitet bør utjevnes. Samtidig med at forbrukerne har kunnet registrere en mindre prisnedgang for fyringsoljer er det skjedd prisforhøyelser på

elektrisitet som ved årsskiftet 1975/75, i gjennomsnitt på landsbasis representerer ca. 2 øre/kWh, dvs. en økning på nærmere 25%.

6.2.2 Elektrisitetstilgangen - oljetilgangen.

Usikkerhet med hensyn til fremtidig krafttilgang kan føre til at enkelte forbrukere unnlater å investere i forbruksutstyr for

elektrisitet selv om teknisk/økonomiske kalkyler isolert skulle tilsi det. På bakgrunn av at Norge snart blir nettoeksportør av olje, ventes på den annen side ingen begrensninger i oljetilgangen.

6.2.3 Nedgang i oljesalget.

Det har som foran nevnt vært en betydelig nedgang i salget av oljeprodukter i 1974. Nedgangen har vært særlig stor for produkter til romoppvarming.

På grunn av at det ikke finnes noen statistikk over lagerendringer hos forbrukerne av oljeprodukter er det ikke mulig ved hjelp av de data som foreligger å si noe sikkert om den faktiske utvikling av energiforbruket. Tallene tyder imidlertid på at det er funnet sted en reduksjon i energi-forbruket. Reduksjonen kan tildels sies å være en følge av rasjonering. Ved forskrifter av 23. november 1973 om begrensninger i leveranser og forbruk av olje og bensin, ble leveransene av petroleum/parafin og fyringsoljer til oppvarming for tidsrommet 1. oktober 1973 til 30. april 1974 begrenset til 75% av leveransene i tilsvarende periode foregående år. For sykehus, alders- og pleiehjem, barneverninstitusjoner o.l. samt anlegg og innretninger i industri og landbruk som krever særlige oppvarmingsforhold, skulle leveransene begrenses til 90%. Leveranser til nye forbrukere ble begrenset på tilsvarende måte.

Bedringen av forsyningssituasjonen tillot avvikling av restriksjonene, slik at nye leveringer av fyringsolje kunne gis i tillegg til kvotene før oppvarmingssituasjonen ble prekær for et stort antall forbrukere.

6.2.4 NBI's rapport om småhusoppvarming.

Norges Byggforskningsinstitutt offentliggjorde i august 1974 en rapport om småhusoppvarming. I følge rapporten er omtrent 70% av de boliger som årlig bygges i Norge leiligheter i småhus-eneboliger, tomannsboliger og rekkehus. Av disse er 55-60% oppvarmet med elektrisitet, men ca. 15% har oljefyrte sentralvarmeanlegg. Undersøkelsen som NBI har foretatt viser at i et elektrisk oppvarmet småhus går det med til oppvarming ca. 65% av det teoretisk beregnede energibehovet. Den resterende varmemengden blir dekket av varmetilskudd fra koking, varmtvann og lys. For et sentraloppvarmet småhus går det med til oppvarming ca. 130% av det energibehov som teoretisk skulle være nødvendig. Tar en også her med varmetilskuddet fra koking, varmtvann og lys, blir det samlede varmetilskudd 150% av det teoretiske energibehovet.

Disse opplysningene synes å være i tråd med en svakere vekst i energiforbruket til boligoppvarming enn antatt i prognosene.

Vedrørende kostnader gir NBI's rapport informasjon som viser at i gjennomsnitt for hele landet, med priser som våren 1974, er de årlige kostnader til oppvarming og varmtvann omkring 3,5 ganger høyere ved sentraloppvarming enn ved elektrisk oppvarming, kapitalkostnadene inkludert. I denne forbindelse bør det nevnes at de faste kostnadene for oljefyring ikke bør tillegges vekt av forbrukere som allerede har oljefyring når overveier om de skal legge om.

6.2.5 Omsetningsøking for elektriske forbruksapparater til oppvarming.

Norges Elektriske Materiellkontroll utarbeider en omsetningsstatistikk for elektrisk materiell. Statistikken bygger på oppgaver fra norske fabrikker og representanter for utenlandske fabrikker som produserer eller importerer elektrisk materiell.

Tall for denne statistikken tyder på at det siste året har funnet sted en betydelig øking i tilgangen av elektriske apparater hos forbrukerne. Eksempelvis ble det omsatt vel 9% flere ovner og varmekolber for innebygging i 1973 enn i 1972. For 1. halvår 1974 lå det tilsvarende tall nærmere 50% høyere enn for 1. halvår 1973. Omsetningen av varmluftsvifter lå vel 3 ganger så høyt 1. halvår 1974 som i 1. halvår 1973. For varmekolber for innebygging ble omsetningen fordoblet fra 1. halvår 1973 til 1. halvår 1974.

I 3. kvartal 1974 lå omsetningen av ovner og varmekolber ^{olber 9,4} ~~8,8~~ 9,4% høyere enn for tilsvarende kvartal i 1973.

I løpet av 4. kvartal 1973 og de 3 første kvartaler av 1974 ble det omsatt ca. 575.000 stk. elektriske ovner. Tall for oppvarmingskapasiteten i disse ovnene foreligger ikke. I fall en antar at de har en gjennomsnittlig kapasitet på 1,5 kW får en at de tilsammen representerer en kapasitet på ca. 860 MW. Om denne kapasiteten ble nyttet i 1000 t ville det innebære et elektrisitetsforbruk på nærmere 0,9 TWh.

6.2.6 Oppsummering og konklusjon.

De lave vekstratene de senere år både for energiforbruket og for elektrisitetsforbruket antas å henge sammen med ugunstige konjunkturer og milde vintre.

For spørsmålet om hvorvidt det har funnet sted en overgang fra olje til elektrisitet i oppvarmingssektoren, gir det statistiske materiale som foreligger ingen sikre holdepunkter til forklaring. Den påvirkning på folks adferd som informasjonen i tilknytning til energikrisen har ført med seg må antas å ha ført til en viss sparing også for elektrisitetsforbruk. Vekstraten for elektrisitet som er registrert kan

derfor henge sammen med at den el-sparing som er foretatt for en stor del er erstattet av et økt elektrisitetsforbruk som følge av overgang fra olje til elektrisitet.

Opplysninger som foreligger om priser og kostnader tyder på at det gjennom kostnadsforskjellen mellom olje og elektrisitet fortsatt gjør seg gjeldende et økonomisk motiv for overgang fra olje til elektrisitet. Det er imidlertid vanskelig å bedømme hvordan den konkurransesituasjonen mellom olje og elektrisitet som foreligger bedømmes av forbrukerne. Usikkerhet m.h.t. bedømmelse av virkningsgraden ved oljefyring og brukstider for H₃-tariffen kan innebære at forbrukerne nøler med å endre oppvarmingsmåte.

Forventingene om utjevning av prisforskjellen mellom olje og elektrisitet og begrenset tilgang på elektrisitet må antas å virke hemmende på overganger fra olje til elektrisitet. Informasjonen i NBI's rapport om småhusoppvarming tyder på at en ved overgang fra olje til elektrisitet vil kunne oppnå en betydelig energisparing uten særlig ulemper for forbrukerne.

Nedgangen i oljesalget og økningen i omsetningen av elektriske oppvarmingsapparater kan innebære at forholdene legges mer til rette for en overgang fra olje til elektrisitet som oppvarmingsmåte.

Spørsmålet om omlegging av det etablerte olje-forbruk til el-oppvarming representerer trolig det største usikkerhetsmomentet i prognosene.

Opphevingen av prisstoppen for elektrisitet innebærer at forutsetningen om prisutviklingen etter den høye prognosen neppe vil holde.

På bakgrunn av det høye aktivitetsnivå i vår økonomi og nedgangen i oljesalget må vekstraten for elektrisitetsforbruket til alminnelig forsyning i 1974 sies å være lav. I forhold til prognosen henger den lave vekstraten trolig sammen med større sparing og at overgangen fra olje til elektrisitet bl.a. som følge av lageravvikling har gått senere enn forutsatt.

Alt i alt synes den informasjon som er kommet etter at prognosene ble laget å tyde på at en utvikling av forbruket i nederste halvdel av prognosebåndet er blitt mer sannsynlig enn tidligere.

Situasjonen på området må karakteriseres som uvanlig usikker. Det er derfor ønskelig med ytterligere informasjon, særlig om prisutviklingen for olje og elektrisitet, før en tar opp spørsmålet om revisjon av prognosene fra våren 1974.

NVE-EE
(ALLE TALL I GWH)

* * * U T H Y G G I N G S P R O G R A M * * *

DATO: 06/01/75

FERDIG
ETTER

KLARLAGT BYGGEPROGRAM:

BYGGHERRE EFFEKT
(MW)

1974 1975 1976 1977 1978 1979 1980 1981 1982 1983 1984 1985 1985

REVIDERT

FUNNEFOSS	AKERSH. EV	40	0	50	150	150	150	150	150	150	150	150	150	
KONGSVINGER	HEDM. KV	18	0	0	100	134	134	134	134	134	134	134	134	
ROPPA	GAUSDAL	6	0	0	28	28	28	28	28	28	28	28	28	
DØVIKFOSS	BUSKE. KV	15	0	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76	
TINNFOSS I/II OMB.+UTVJD.	TINNFOSS. PF.	4	0	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20/08/74
KJELA	STATS.KV	60	0	0	0	0	0	60	200	200	200	200	200	10/12/74
BØYLEFOSS OMB.+UTV.	AREND.FOSS	15	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
OTRAVASSDRAGET	I/S Ø-OTRA	310	0	0	0	300	560	560	1310	1310	1310	1310	1310	20/08/74
BROKKE 4.AGGR.	I/S Ø-OTRA	146	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	20/08/74
BJELLAND	V-AGD. EV	56	30	246	246	246	246	246	246	246	246	246	246	
SOLHOM	SIRA-KVINA	200	190	640	640	640	640	640	640	640	640	640	640	26/11/74
SIRA-KVINA IV	SIRA-KVINA	200	0	0	0	0	200	466	466	466	466	466	466	
RØLDAL-SULDAL (TIL.UTR.),(OVERF.)	RØ.-SU. KR	0	50	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	
ULLA-FØRRE	STATS.KV	1680	0	0	0	0	0	0	1140	2040	2040	2040	2340	4000 10/12/74 36
SVANDALSFLONA	RØ.-SU. KR	20	0	0	30	145	145	145	145	145	145	145	145	20/08/74
BLAFALLI ETTER 1973(UTOVER 723GWH)	SUNNH. KL	5	28	62	84	126	126	126	126	126	126	126	126	
MAURANGER/JUKLA	STATS.KV	287	830	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	
OKSLA	STATS.KV	200	0	0	0	0	0	140	140	140	140	140	140	10/12/74
EIDFJORD NORD	STATS.KV	1120	0	0	0	0	0	140	1520	2200	2200	2200	2200	25/10/74
ULVIK OMB.+UTV.	BERGENH.KS	18	38	67	67	67	67	67	67	67	67	67	67	29/10/74
EVANGER ETTER 1973 (UTOVER 607GWH)	BERGENH.KS	110	0	348	348	543	543	543	543	543	543	543	543	
HAUGSDAL	BERGENH.KS	45	0	0	0	88	117	117	117	117	117	117	117	
STORDAL	BERGENH.KS	26	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	
AURLAND ETTER 1973 (UTOVER 493GWH)	OSLO LYSV.	250	0	574	754	754	754	754	754	754	754	754	754	20/08/74
LÆRDAL	ØSTFOLD F.	236	200	690	690	690	690	690	690	690	690	690	690	07/11/74
LEIRDØLA	STATS.KV	100	0	0	0	0	40	420	420	420	420	420	420	25/10/74
AMØLA	TUSSA K	32	0	0	20	60	80	100	100	100	100	100	100	
GRYTEN	STATS.KV	140	0	400	460	460	460	460	460	460	460	460	460	25/10/74
HUKLA/KUSMA (OVERF.)	S-TRØND.KS	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	20/08/74
BRATSBERG	TRØNDH. EV	110	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	01/03/74
NEDALFOSS	TRØNDH. EV	25	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
FOLLAFOSS UTV.	N-TRØND.EV	6	0	0	11	11	11	11	11	11	11	11	11	20/08/74
MØRRE	S-TRØND.KS	15	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	20/08/74
ØVRE FISKUMFOSS	N-TRØND.EV	8	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	01/03/74
FAGERLI	I/S SULIT.	80	0	130	210	210	210	210	210	210	210	210	210	
SKJØMEN ETTER 1973(UTOVER 549GWH)	STATS.KV	130	0	320	510	540	540	540	540	540	540	540	540	25/10/74
SPERREKRAFTAVTALE/KABEL			600	1500	2800	4400	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	25/10/74

PROSJEKTENES EFFEKTALL GJELDER FRAMOVER TIL OG MED 1985

FERDIG
ETTER

FORESLÅTTE ANLEGG (K=ANTATT KONSESSJON):

BYGGHERRE	EFFEKT (MW)	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1985	REVIDERT
SARPSFOSSEN UTVID.	HAFSL/BØRR	78	K	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	20/08/74
RINGFOSS	AKERSH. EV	27	0	K	0	0	175	175	175	175	175	175	175	175	
OSA OMB.+UTV.	HEDM. KV	73	0	K	0	0	0	85	270	270	270	270	270	270	20/08/74
ØVRE GLOMMA (TOLGA M.H.)	K.LAGET OK	44	0	0	0	K	0	0	100	250	250	250	250	250	20/08/74
MESNA OMB.	MESNA KR.	12	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	
BØVRI (EVT. ANSTAD)	STATS.KV	180	0	0	K ²⁾	0	0	0	0	750	750	750	750	750	25/10/74
HØNEFOSS OMB.+UTVID.	RINGER. KV	10	0	K	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	24/09/74
FOLLUM OMB.+UTV.	FOLLUM	13	0	K	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	
FASLEFOSS OMB.+UTV.	OPPL.F. EV	14	0	K	0	0	80	80	80	80	80	80	80	80	
LOMEN	OPPL.F. EV	60	0	K	0	50	150	150	150	150	150	150	150	150	
DJUPDAL	RUSKE. KV	16	0	K	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	20/08/74
DAGALI	RUSKE. KV	350	0	0	K	0	0	200	800	800	800	800	800	800	
RYGENE OMB.+UTV.	A-AGD. KV	37	0	-40	-40	-40	150	200	200	200	200	200	200	200	20/08/74
TOVDALSVASSDRAGET	A-AGD. KV	75	0	0	K	0	0	100	200	300	300	420	420	420	20/11/74
HOVATN UTV.(OVERF.)	K.SAND. EV	0	0	0	0	0	0	27	27	27	27	27	27	27	
KLEVELANDSFOSS	V-AGD. EV	30	0	0	K	0	0	160	160	160	160	160	160	160	20/08/74
RJUUVEN OG KVINA	SIRA-KVINA	130	0	0	0	K	0	0	240	240	240	240	240	240	15/03/74
GASSKRAFTVERK (KARMØY)	STATS.KV.	750	0	0	K	0	0	0	2250	4700	5000	5000	5000	5000	25/10/74
HATTEBERGVASSDRAGET	SUNNH. KL	100	0	0	K	0	0	0	100	300	300	300	300	300	
VEIG	STATS.KV	310	0	K ¹⁾	0	0	0	0	0	0	0	978	978	978	10/12/74
KVITTINGEN	BERGEN LYSV.	36	0	0	0	0	0	K	0	0	0	100	100	100	
MYSTER	BERGENH.K.S.	60	0	0	0	0	0	0	K	0	0	0	200	200	
FLÅM	OSLO LYSV.	160	0	0	0	0	0	K	0	0	0	0	600	600	
AURLAND (UTOVER 1247GWH+500MW)	OSLO LYSV.	485	0	K	0	0	29	298	379	673	822	822	822	822	03/04/74
STUVANE	ØSTFOLD F.	30	0	0	0	0	0	0	0	92	92	92	92	92	
NADDVIK	ASV	83	0	0	0	K	0	0	0	0	320	320	320	320	
ARØY	SOGNEKR./SFK	113	0	0	K	0	0	180	180	180	180	180	180	180	
HØYANGER I/V OMB.+UTV.	ASV(STAT.)	32	0	0	K	0	0	160	160	160	160	160	160	160	
GAULAR	S.ØG F. KV	275	0	K	0	0	100	200	460	460	460	670	670	1095	1245 20/11/74
XYZ FRA ØKSENELVANE TIL ASKARA(OVF.)	S.ØG F. KV	0	0	0	0	35	35	35	35	35	35	35	35	35	20/08/74
STOR-BREHEIMEN (SE BØVRI)	STATS.KV	0	0	0	K ²⁾	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4350 25/10/74
TAFJORD V	TAFJORD KS	70	0	0	K	0	0	69	137	224	224	224	224	224	01/03/74
RAUMA	MØRE OG ROM.	250	0	0	0	K	0	0	0	0	760	760	760	760	
JØLA(TIL TROLLHEIM) OVERF.	TEV/STK/HK	0	0	0	0	0	0	0	0	80	80	80	80	80	
ØVRE ØRKLA	TEV/STK/HK	110	0	0	K	0	0	0	0	600	600	600	600	600	
GRANA	TEV/STK/HK	90	0	0	K	0	0	0	200	200	200	200	200	200	
STUGSJA PUMPE (OVERF.)	TROMDH. EV	0	0	0	0	K	0	0	100	100	100	100	100	100	20/08/74

(FORTSETTES)

			FERDIG ETTER													REVIDERT
			1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1985	
BYGGHERRE	EFFEKT (MW)															
DAMPSENTRALEN (UTV.)	TRONDH. EV	26	0	K	U	100	100	100	100	100	100	100	100	100		16/12/74
SANDØLA	N-TROND. EV	83	0	0	U	0	K	0	0	0	0	400	400	400		
ABJØRA	NTE/HK	138	0	K	U	0	0	200	200	600	600	600	600	600		
VEFSNA	STATS.KV	305	0	0	U	0	K	0	0	0	430	1190	1190	1190		22/11/74
SVARTISEN/SALTFJELLET	STATS.KV	185	0	0	U	0	0	K2)	0	0	0	0	0	480	3500	25/10/74
SJØNSTA	I/S SULIT.	70	0	0	U	0	K	0	0	50	230	230	230	230		
LAMI	I/S SULIT.	112	0	0	K	0	0	0	325	325	325	325	325	325		18/12/74
LAKSAGA	ELKEM	32	0	0	K	0	0	50	100	100	100	100	100	100		20/08/74
KOBBLV	STATS.KV	205	0	0	0	0	K2)	0	0	0	0	0	140	670	750	25/10/74
ROTVATN	NORD-S. KL	10	0	0	U	K	0	0	40	40	40	40	40	40		29/04/74
SLUNKAJAVRRE	NORD-S. KL	16	0	0	U	0	0	70	70	70	70	70	70	70		
SØRFJORD OMB.+UTV.	SØR-TR.MM.	40	0	0	U	K	0	0	50	50	210	210	210	210		20/08/74
SKJØMEN AGG.3	STATS.KV	100	0	0	U	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
SILDVIK	NARVIK M.M.	35	0	0	0	K	0	0	0	146	146	146	146	146		
SKIBOTN	TROMS KF.	100	0	K	U	0	0	350	350	350	350	350	350	350		
LASSAJAVRRE	KVÅNANGEN	8	0	K	U	10	30	30	30	30	30	30	30	30		
ALTAVASSDRAGET	STATS.KV	190	0	0	K	0	0	0	110	520	520	620	810	810		25/10/74
MELKEFOSS	S.SKOGFOSS	26	0	0	K	0	0	120	120	120	120	120	120	120		

PROSJEKTENES EFFEKTALL GJELDER FRAMOVER TIL OG MED 1985

KONSESJONSÅRET GIS MED ALLE MULIGE FORBEHOLD.

1) KONSESJØN FOR VEIG BØR GIS SA TIDLIG SOM MULIG FOR Å FA AVKLART SYSENDAMMEN.

2) SPØRSMÅL OM EVT. FØRSEING AVHENGER AV PROBLEMER PÅ HL.Å. ARBEIDSMARKEDET.

MULIG TOTAL ENERGITILGANG (TWH)..... 73 77 80 83 85 88 95 102 106 109 110 112
(EKSISTERENDE+KLARLAGTE+FORESLATTE ANLEGG+ANSLATT SAMKJØRINGSGEVINST)

NVE-EE
(ALLE TALL I MW)

* * * U T R Y G G I N G S P R O G R A M * * *

DATO: 06/01/75

FERDIG
ETER

KLARLAGT BYGGEPROGRAM:

FUNNEFOSS
1975:20MW,1976:20MW

KONGSVINGER
1976:18MW

ROPPA
1976:6MW

DØVIKFOSS
1975:1X15MW

TINNFOS I/II OMB.+UTVID.
1976:4MW

KJELA
1979:1X60MW

BØYLEFOSS OMB.+UTV.
1975:1X20MW-1X5MW

OTRAVASSDRAGET
1978:155MW,1980:130MW+25MW

BROKKE 4.AGGR.
1976:56MW,1977:90MW

BJELLAND
1974:2X28MW

SOLHOM
1974:2X100MW

(FORTSETTES)

RYGGHERRE

AKERSH. EV

HEDM. KV

GAUSDAL

RUSKE. KV

TINNF. PF.

STATS.KV

AREND.FOSS

I/S Ø-OTRA

I/S Ø-OTRA

V-AGD. EV

SIRA-KVINA

1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1985	REVIDERT
0	20	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40		
0	0	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18		
0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6		
0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15		
0	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4		20/08/74
0	0	0	0	0	60	60	60	60	60	60	60		10/12/74
0	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15		
0	0	0	0	155	155	310	310	310	310	310	310		20/08/74
0	0	56	146	146	146	146	146	146	146	146	146		20/08/74
56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56	56		
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200		26/11/74

		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	FERDIG ETTER 1985	REVIDERT
SIRA-KVINA IV 1978:2X100MW	BYGGHERRE SIRA-KVINA	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	200		
RØLDAL-SULDAL (TIL.UTR.), (OVERF.)	RØ.-SU. KR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
ULLA-FØRRE 1981:2X80+2X300,85:600+320	STATS.KV	0	0	0	0	0	0	0	760	760	760	760	1680	2000	10/12/74
SVANDALSFLONA 1977:1X20MW	RØ.-SU. KR	0	0	0	20	20	20	20	20	20	20	20	20		20/08/74
BLAFALLI ETTER 1973(UTOVER 723GWH) 1976:5MW	SUNNH. KL	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5		
MAURANGER/JUKLA 1974:2X126+35MW	STATS.KV	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287		
ØKSLA 1979:1X200MW	STATS.KV	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200		10/12/74
EIDFJORD NORD 1979:250,1980:2X310+250MW	STATS.KV	0	0	0	0	0	250	1120	1120	1120	1120	1120	1120		25/10/74
ULVIK ØMB.+UTV. 1974:18MW	BERGENH.KS	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18		29/10/74
EVANGER ETTER 1973 (UTOVER 607GWH) 1976:110MW	BERGENH.KS	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110		
HAUGSDAL 1977:45MW	BERGENH.KS	0	0	0	45	45	45	45	45	45	45	45	45		
STORDAL 1974:1X26MW	BERGEN.KS	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26		

(FORTSETTES)

		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	FERDIG ETTER	REVIDERT
														1985	
AURLAND ETTER 1973 (UTOVER 493GWH) 1975:1X250MW	BYGGHERRE OSLO LYSV.	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250		20/08/74
LARDAL 1974:2X93MW+1X50MW	ØSTFOLD F.	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236		07/11/74
LEIRDØLA 1978:1X100MW	STATS.KV	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100		25/10/74
AMØLA 1976:32MW	TUSSA K	0	0	32	32	32	32	32	32	32	32	32	32		
GRYTEN 1974:140MW	STATS.KV	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140	140		25/10/74
HUKLA/KUSMA (OVERF.)	S-TRØND.KS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		20/08/74
BRATSBERG 1977:2X55MW	TRONDH. EV	0	0	0	110	110	110	110	110	110	110	110	110		01/03/74
NEDALFOSS 1975:25MW	TRONDH. EV	0	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25		
FOLLAFOSS UTV. 1977:6MW	N-TRØND.EV	0	0	0	6	6	6	6	6	6	6	6	6		20/08/74
MØRRE 1977:15MW	S-TRØND.KS	0	0	0	15	15	15	15	15	15	15	15	15		20/08/74
ØVRE FISKUMFOSS 1977:8MW	N-TRØND.EV	0	0	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8		01/03/74
FAGERLI 1975:80MW	I/S SULIT.	0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
SKJØMEN ETTER 1973 (UTOVER 549GWH) 1974:1X100MW, 1976:1X30MW	STATS.KV	100	100	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130		25/10/74

FORESLATTE ANLEGG (K=ANTATT KONSESJON):	BYGGHERRE	FERDIG ETTER												REVIDERT
		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	
SARPSFOSSEN UTVID. 1978:78MW	HAFSL/BØRR	K	0	0	0	78	78	78	78	78	78	78	78	20/08/74
BINGFOSS 1978:1x27MW	AKERSH. EV	0	K	0	0	27	27	27	27	27	27	27	27	
OSA OMB.+UTV. 1979:2x40MW-1x6MW-1x1MW	HEDM. KV	0	K	0	0	0	73	73	73	73	73	73	73	20/08/74
ØVRE GLOMMA (TOLGA M.M.) 1980:44MW	K.LAGET OK	0	0	0	K	0	0	44	44	44	44	44	44	20/08/74
MESNA OMB. 1979:1x26+1x10-DIV.24MW	MESNA KR.	0	0	0	0	0	12	12	12	12	12	12	12	
BØVRI (EVT. ANSTAD) 1982:1x180MW	STATS.KV	0	0	K	0	0	0	0	0	180	180	180	180	25/10/74
HØNEFOSS OMB.+UTVID. 1978:1x20-10MW	RINGER. KV	0	K	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	24/09/74
FOLLUM OMB.+UTV. 1978:1x22MW-9MW	FOLLUM	0	K	0	0	13	13	13	13	13	13	13	13	
FASLEFOSS OMB.+UTV. 1978:14MW	OPPL.F. EV	0	K	0	0	14	14	14	14	14	14	14	14	
LOMEN 1977:60MW	OPPL.F. EV	0	K	0	60	60	60	60	60	60	60	60	60	
DJUPDAL 1977:16MW	RUSKE. KV	0	K	0	16	16	16	16	16	16	16	16	16	20/08/74
(FORTSETTES)														

		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	FERDIG ETTER 1985	REVIDERT
DAGALI 1979:2x175MW	BYGGHERRE BUSKE. KV	0	0	K	0	0	350	350	350	350	350	350	350		
RYGENE OMB.+UTV. 1978:48MW-11MW	A-AGD. KV	0	0	0	0	37	37	37	37	37	37	37	37		20/08/74
TOVDALSVASSDRAGET 1979:21MW,80:12+9MW:19:14	A-AGD. KV	0	0	K	0	0	21	42	61	61	75	75	75		20/11/74
HOVATN UTV.(OVERF.)	K.SAND. EV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
KLEVELANDSFOSS 1979:30MW	V-AGD. EV	0	0	K	0	0	30	30	30	30	30	30	30		20/08/74
RJUVEN OG KVINA 1980:1x50MW+1x80MW	SIRA-KVINA	0	0	0	K	0	0	130	130	130	130	130	130		15/03/74
GASSKRAFTVERK (KARMØY) 1980:2x250MW,1981:1x250MW	STATS.KV.	0	0	K	0	0	0	500	750	750	750	750	750		25/10/74
HATTEBERGVASSDRAGET 1980:100MW	SUNNH. KL	0	0	K	0	0	0	100	100	100	100	100	100		
VEIG 1983:1x310MW	STATS.KV	0	K	0	0	0	0	0	0	0	310	310	310		10/12/74
KVITTINGEN 1983:1x36MW	BERGEN LYSV.	0	0	0	0	0	K	0	0	0	36	36	36		
MYSTER 1984:1x60MW	BERGENH.K.S.	0	0	0	0	0	0	K	0	0	0	60	60		
FLAM 1984:1x160MW	OSLO LYSV.	0	0	0	0	0	K	0	0	0	0	160	160		

(FORTSETTES)

		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	FERDIG ETTER 1985	REVIDERT
AURLAND (UTOVER 1247GWH,500MW) 78:150,79:150+30+5 12x40+70	BYGGHERRE OSLO LYSV.	0	K	0	0	150	335	485	485	485	485	485	485		03/04/74
STUVANE 1981:1x30MW	ØSTFOLD F.	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30		
NADDVIK 1982:1x83MW	ASV	0	0	0	K	0	0	0	0	83	83	83	83		
ARØY 1979:113MW	SOGNEKR./SFK	0	0	K	0	0	113	113	113	113	113	113	113		
HØYANGER I/V OMB.+UTV. 1979:32MW	ASV (STAT.)	0	0	K	0	0	32	32	32	32	32	32	32		
GAULAR 78:45+40,80:45+35,83:75 135	S. OG F. KV	0	K	0	0	85	85	165	165	165	240	240	275		20/11/74
XYZ FRA ØKSENELVANE TIL ASKARA (OVF.)	S. OG F. KV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		20/08/74
STOR-BREHEIMEN (SE BØVRI) 1988:2X220+2X255+1X60MW	STATS.KV	0	0	K	0	0	0	0	0	0	0	0	0 1010		25/10/74
TAFJORD V 1979:2X35MW	TAFJORD KS	0	0	K	0	0	70	70	70	70	70	70	70		01/03/74
RAUMA 1982:1x250MW	MØRE OG RØM.	0	0	0	K	0	0	0	0	250	250	250	250		
JØLA (TIL TROLLHEIM) OVERF.	TEV/STK/HK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
ØVRE ORKLA 1981:1x65+1x25+1x20MW	TEV/STK/HK	0	0	K	0	0	0	0	110	110	110	110	110		

(FORTSETTES)

		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	FERDIG ETTER 1985	REVIDERT
GRANA 1980:90MW	BYGGHERRE TEV/STK/HK	0	0	K	0	0	0	90	90	90	90	90	90		
STUGSJØ PUMPE (OVERF.)	TRONDH. EV	0	0	0	K	0	0	0	0	0	0	0	0		20/08/74
DAMPSENTRALEN (UTV.) 1977:1X15MW+11MW	TRONDH. EV	0	K	0	26	26	26	26	26	26	26	26	26		16/12/74
SANDØLA 1983:1X83MW	N-TROND.EV	0	0	0	0	K	0	0	0	0	83	83	83		
ABJØRA 1978:24MW,1980:2X57MW	NTE/HK	0	K	0	0	24	24	138	138	138	138	138	138		
VEFSNA 1982:1X175+1X90+1X40MW	STATS.KV	0	0	0	0	K	0	0	0	305	305	305	305		22/11/74
SVARTISEN/SALTFJELLET 1985:1X100MW+1X85MW	STATS.KV	0	0	0	0	0	K	0	0	0	0	0	185	965	25/10/74
SJØNSTA 1981:1X70MW	I/S SULIT.	0	0	0	0	K	0	0	70	70	70	70	70		
LAMI 1980:2X56MW	I/S SULIT.	0	0	K	0	0	112	112	112	112	112	112	112		18/12/74
LAKSAGA 1978:32MW	ELKEM	0	0	K	0	32	32	32	32	32	32	32	32		20/08/74
KOBBELV 1984:1X170MW,1985:1X35MW	STATS.KV	0	0	0	0	K	0	0	0	0	0	170	205		25/10/74
ROTVATN 1980:1X10MW	NORD-S. KL	0	0	0	K	0	0	10	10	10	10	10	10		29/04/74

(FORTSETTES)

		1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	FERDIG ETTER 1985	REVIDERT
SLUNKAJAVRRE 1978:16MW	BYGGHERRE NORD-S. KL	0	0	0	0	16	16	16	16	16	16	16	16		
SØRFJORD OMB.+UTV. 1980:40MW	SØR-TR.MM.	0	0	0	K	0	0	40	40	40	40	40	40		20/08/74
SKJOMEN AGG.3 1979:1x100MW	STATS.KV	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100		
SILDVIK 1981:1x35MW	NARVIK M.M.	0	0	0	K	0	0	0	35	35	35	35	35		
SKIBOTN 1979:100MW	TROMS KF.	0	K	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100		
LASSAJAVRRE 1977:1x8MW	KVÅNANGEN	0	K	0	8	8	8	8	8	8	8	8	8		
ALTAVASSDRAGET 1980:2x60MW, 1983:1x70MW	STATS.KV	0	0	K	0	0	0	120	120	120	190	190	190		25/10/74
MELKEFOSS 1979:26MW	S.SKOGFOSS	0	0	K	0	0	26	26	26	26	26	26	26		

275 kV ledninger.Til og med 1977.Vedtatt
(konsesjon
avklaret)

{

 Avrland - Fardal 1975

 Dale - Fana 1975

 Feda - Kristiansand 1976

 Kristiansand - Arendal - Rød 1976

 Tonstad - Feda (dublering) 1976

 Åna/Sira - Eigersund 1976
 }

1978 - 1982.Vedtatt (kons.
avklaret)

Duge - Lyse 1978

Foreslått,
ikke avklaret

{

 Nittedal - Frogner 1978

 Solhom - Arendal x) 1978

 Tokke - Rød, ombygging av bestående
275 kV ledninger 1979

 Tunnsjødal - Namsos - Verdal x) 1979

 Eigersund - Sandnes ca. 1980

 Roskrepp - Kvina - Solhom 1980

 Evanger - Fana 1981

 Hamar - Oslo x) 1981

 Refsdal - Evanger 1981

 Bøvri el. Ånstad - Vågåmo 1982

 Vefsna - Kolsvik - Tunnsjødal x) 1982
(Kolsvik - Tunnsjødal 1979)

 Vågåmo - Nedre Vinstra 1982
 }

1982 - ca. 1990Foreslått,
ikke avklaret

{

 Evanger - Mongstad } ca. 1982 (avhengig av
 Dale - Mongstad } utbyggingen
 Høyanger - Aura 1982-88 på Mongstad)

 Verdal - Trondheim 1985

 Fortun - Fåbergstølen - Bøvri el.
 Ånstad 1988

 Ulla/Førre - Haugesund 1990 (uten gass-
 kraftverk ved Karmøy)
 }

x) Medtatt i statsbudsjettet 1975

380 kV ledninger.Til og med 1977

Sylling - Tegneby - Hasle x) 1975
 Nore - Usta 1977 (Foreslått ikke avklaret)
 Tegneby - Follo x) 1977

1978-1982

Foreslått,
 ikke avklaret

{ Hasle - Halden - Riksgrensen x) 1978
 Mittedal - Frogner x) 1978
 Ritsem - Skjomen 1978
 Sima - Usta x) 1979
 Tveiten - Hasle x) 1979
 Frogner - Follo x) 1980
 Sima - Aurland x) 1980
 Ulla/Førre - Tveiten x) 1980 (seksjon
 Tokke-Rød 1978)
 Ulla/Førre - Nesflaten - Sylling x) 1981
 (Røssåga - Svartisen - Valljord - Skjomen -
 Mestervik 1985):
 Skjomen - Mestervik 1979, Kobbelv -
 Skjomen 1982

1982- ca. 1990

Foreslått,
 ikke avklaret

{ Nore - Veme - Sylling 1980
 Sima - Nore 1981
 Røssåga - Svartisen - Valljord - Skjomen -
 Mestervik 1985 (se ovenfor)
 Sima - Fana ca. 1985
 Frogner - Bøvri el. Ånstad 1988

x) Medtatt i statsbudsjettet 1975