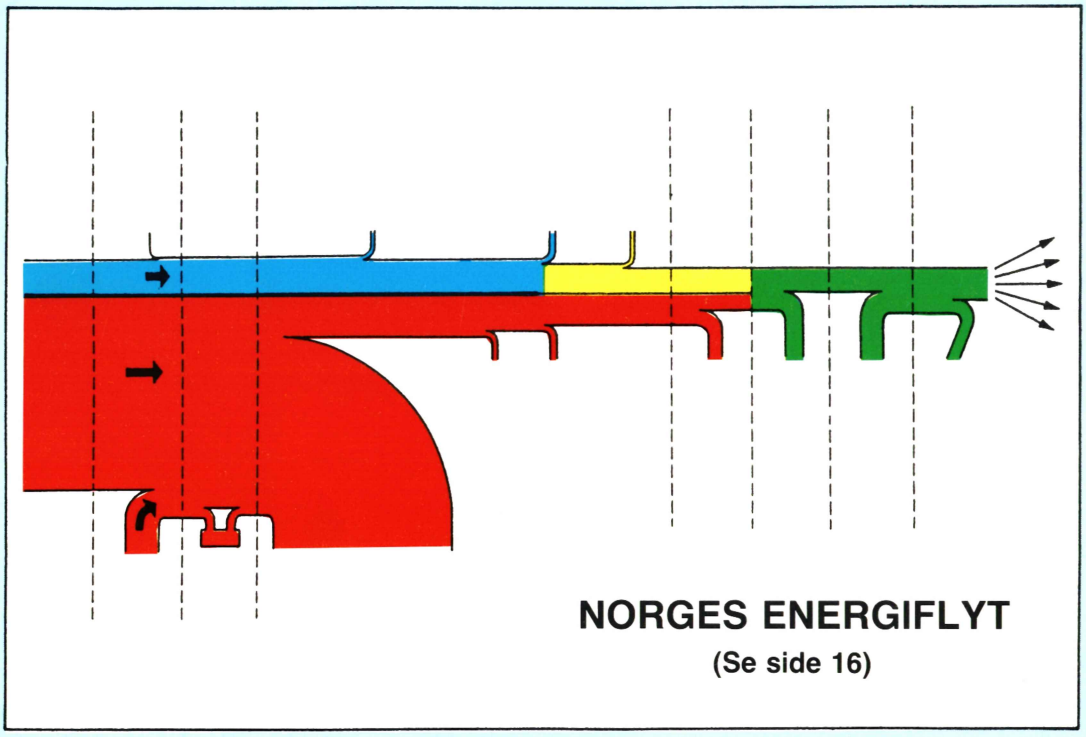
NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN

ENERGIFORSYNING OG ENERGIBRUK I NORGE



NORGES ENERGIFLYT

(Se side 16)

Uttalelse til Olje- og energidepartementet 12. november 1984 som vedlegg til Energimelding

Uttalelse

fra

Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen

til

Olje og energidepartementet

om

Norges energiforsyning

12. november 1984.

Utarbeidet og fremlagt
for Hovedstyret
av Energidirektoratet

INNHOLD:

1. Sammendrag og Hovedstyrets tilråding. 7
1.1 Forbruksutviklingen. 7
1.2 Prinsipielt grunnlag for planleggingen. 7
1.3 Kostnader. 7
1.3.1 Kalkulasjonsrenten. 8
1.3.2 Langtidsgrensekostnad og indifferenskostnad for fastkraft. 8
1.4 Krav til leveringspålitelighet og kvalitet i energiforsyningen. 9
1.5 Prognoser for forbruksutviklingen i alminnelig forsyning. 9
1.5.1 Prognosearbeidet. 9
1.5.2 Nye fylkesprognoser. 9
1.5.3 Nødvendig tilgang på fastkraft til alminnelig forbruk. 10
1.6 Rasjonell energibruk. 11
1.7 Krafttilgangen. 11
1.7.1 Kraftbalanse for landet. 12
1.7.2 Kraftoppdekningen. 13
1.8 Utnyttelse av og priser på tilfeldigkraft. 13
1.9 Elforsyningens organisasjon. 14
1.10 Forskning innen energi og vannressurser. 14
1.11 Finansiering på energisektoren. 15

2. Energisystemet i dag. 15
2.1 Forbruk av energi i Norge. 15
2.1.1 Energiflyt. 15
2.1.2 Utviklingen i energiforbruket 1978-84. 17
2.2 Energiprisenes betydning. 20
2.2.1 Grunnlag for prispolitikken. 20
2.2.2 Faktisk prisutvikling. 21
2.2.3 Konsekvenser for forbruksmønster. 22
2.3 Det fysiske energisystem. 23
2.3.1 Elkraftsystemet. 23
2.3.2 Tilgangssystemet for annen energi. 27
3.3.3 Forbrukersystemet. 27
2.4 Energiforsyningens organisasjon /forvaltning og økonomi. 28
2.4.1 Organisasjon. 28
2.4.2 Lovgrunnlag av betydning for organisasjon av norsk kraftforsyning. 30
2.4.3 Gjeldende målsettinger for rasjonalisering av norsk kraftforsyning. 30
2.4.4 Elforsyningens økonomi. 31

3. Videre utvikling i energisektoren. 35
3.1 Innledning. 35
3.2 Prinsipielt grunnlag for planleggingen. 38
3.3 Kostnadsbegreper. 38
3.3.1 Kalkulasjonsrenten. 38
3.3.2 Langtidsgrensekostnad for fastkraft (LTGRK). 39
3.3.3 Indifferenskostnad for fastkraft (IDFFK). 41
3.3.4 Forbruksuavhengige kostnader. 42
3.3.5 Kostnadsutviklingen for kraftverksprosjekter. 42
3.4 Krav til leveringspålitelighet i energiforsynigen. 44
3.4.1 Fastkraftens kvalitet. 44
3.4.2 Nærmere om krav til leveringssikkerhet for energi. 44
3.5 Forbruksutviklingen frem mot år 2000. 45
3.5.1 Prognosearbeidet. 45
3.5.2 Nye fylkesprognoser. 45
3.5.3 Sentralt utarbeidede prognoser. 46
3.5.4 NVE's vurdering. 47
3.6 Energiøkonomisering (ENØK). 47
3.6.1 Generelt. 47
3.6.2 Markedstilpasningen. 48
3.6.3 Organiseringen av ENØK-arbeidet. 49
3.7 Energiressursene. 49
3.7.1 Nyttbar vannkraft. 49
3.7.2 Fossilfyrte kraftverk. 53
3.7.3 Varmepumper. 55
3.7.4 Fjernvarme. 55
3.7.5 Kjernekraft. 56
3.7.6 Energislag under utvikling. 58
3.8 Forsyningssystemets videre utvikling. 59
3.8.1 Fastkraft. 59
3.8.2 Usikkerheter i tilsig og kraftproduksjon 60
3.8.3 Samlet fastkrafttilgang som bør avklares ved planlegging og konsesjonsbehandl. 60
3.8.4 Fastkrafttilgang frem til år 2000. 63
3.8.5 Utnyttelse av tilfeldig kraft. 65
3.8.6 Utbygging av nettsystemet. 68
3.8.7 Utvikling på varmeenergisektoren. 71
3.9 Oppgaver man står overfor i organisasjonsmessig sammenheng. 71
3.9.1 Ønskelig utvikl. av organisasjonsmønsteret over tid. 72
3.9.2 Status i omorganisering av elforsyningen. 72
3.9.3 Mulige virkemidler med sikte på endret organisasjonsopplegg for norsk elforsyning. 73
3.10 Finansøkonomiske og skattemessige spørsmål. 73
3.10.1 Finansiering av kraftverksprosjekter. 73
3.10.2 Skattemessige forhold - deres likviditetsvirkning. 74
3.10.3 Elverkenes regnskapsopplegg. 75
3.11 Konsesjonskraft. 75
3.12 Elforsyningens industripolitiske betydning. 76
3.13 Energiforskning. 78
3.13.1 NVE og energiforskningen. 78
3.13.2 Hvordan finansiere fellestiltak innen energisektoren. 79
3.14 Internasjonalt faglig engasjement og samarbeid. 80
Bilag A. Definisjoner og måleenheter. 81

FORORD

NVE legger med denne uttalelse frem et underlag for departementets arbeid med ny energimelding. Fremstillingen bygger på etatens uttalelse av 1.11.79 i forbindelse med St. meld. nr 54 (1979-80) «Norges fremtidige energibruk og -produksjon». Dokumentet må også ses i sammenheng med andre uttalelser fra NVE i den senere tid.

I uttalelsen er det gitt en kort oversikt over viktige oppgaver vi står overfor i energisektoren de nærmeste år. Hovedproblemet er fortsatt å sikre energibalansen med minst mulig samfunnsøkonomiske kostnader og ulemper. Etterspørselen etter elkraft ventes fortsatt å øke. Den bør inntil videre dekkes med fortsatt utbygging av vannkraft og ved økt satsing på energiøkonomisering både i forsyningssystemet og hos forbrukeren. De viktigste barrierer mot en rasjonell utvikling i energisektoren er omtalt med forslag til løsninger.

Økonomiske sparetiltak i kraftforsyningssystemet er nærmere behandlet i NVE's uttalelse 84-04-10 til OED, som ble utarbeidet som grunnlag for departementets arbeid med stortingsmelding om energiøkonomisering 1984.

1. Sammendrag og hovedstyrets tilråding

Dette avsnittet gir en oppsumering av viktige oppgaver vi står overfor i energisektoren de nærmeste år og Hovedstyrets forslag til løsning.

1.1 FORBRUKSUTVIKLINGEN

I tiden etter at forrige energimelding, St.meld. nr.54 (1979-80) ble fremlagt, har oljeprisene på verdensmarkedet økt langt sterkere enn forutsatt i meldingen. Dette har gitt Norge viktige fordeler som olje- og gasseksportør og vannkraften er blitt mer verdifull. Prisoppgangen på oljeprodukter har ført til økt etterspørsel etter elektrisitet fordi kostnadene for ny vannkraft og elektrisitetsprisene generelt ikke har økt tilsvarende. Mens økningen i energiprisene og lavere økonomisk aktivitet enn tidligere har ført til en utflating av energiforbruket *totalt,* har elektrisitetsforbruket fortsatt å øke omtrent etter samme gjennomsnittstrend som vi har hatt senere år. Elektrisitetsandelen av totalt energiforbruk, energiinhold i bærere levert forbruker har økt fra ca. 42% i 1978 til ca. 49% i 1984. I *stasjonært* (utenom transport) nyttiggjort energiforbruk har elandelen økt fra 55% i 1978 til 70% i 1984.

Den overgang fra ikke-fornybar til fornybar energi som har skjedd i Norge har vært gunstig ressursmessig sett både i global sammenheng og for vårt land. Men samtidig har utviklingen ført til økte motsetninger mellom brukerinteressene i våre vassdrag og derfor en mer omfattende og langvarig politisk avklaringsprosess i forbindelse med nye kraftprosjekter. Dette har igjen ført til forsinkelser og problemer med kraftdekningen enkelte steder. Med de siste par års meget gode tilsigsforhold har ikke disse problemene vært akutte, men de har forårsaket en restriktiv salgspolitikk fra en del elverkers side, bl.a. i de største byene.

Med de prisrelasjoner på energibærere som fortsatt gjelder og forventes i fremtiden er det sannsynlig at etterspørselen etter mer elektrisitet vil fortsette i de nærmeste år.

1.2 PRINSIPIELT GRUNNLAG FOR PLANLEGGINGEN

Landets gunstige ressurssituasjon for energi gir oss stor handlefrihet. Målsettingen for planlegging av den videre utviklingen i energisektoren bør fortsatt være å sikre energibalansen på gunstigste måte for forbrukeren og til lavest mulig økonomiske kostnader og ulemper for samfunnet. For kraftforsyvningen betyr dette et utbyggingsprogram hvor de billigste og minst kontroversielle prosjekter utbygges først.

Økningen i energiprisene i senere år har imidlertid ført til at det nå er blitt mer lønnsomt å investere i tapsreduserende tiltak både i det eksisterende forsyningssystem og i forbrukersystemet. Den energi som frigjøres ved tapsreduksjon både hos forbruker og i leveringssystemet er likeverdig med tilgang av ny energi. Tiltak for tapsreduksjon og/eller overgang til annen energiform (ENØK) bør følgelig prioriteres like høyt som utbygging av nye energiprosjekter. På tilgangssiden har alltid ENØK vært ivaretatt av el- og energiforsyningen som en del av den økonomiske planlegging. Hos forbrukerne, og spesielt hos de mindre forbrukere, har ENØK-tiltak i eksisterende energianlegg vært begrenset av bl.a. manglende forståelse og manglende beslutningsevne.

Tidligere har energiplanleggingen vesentlig vært rettet mot tilgangssystemet. Det er nå grunn til å legge større vekt på rasjonell energibruk.

Hovestyret mener at et overordnet mål for planleggingen må være å tilstrebe minimalisering av de samfunnsmessige kostnader ved å dekke energietterspørselen. Energibrukerne bør fortsatt ha fritt konsumvalg, men det bør legges vekt på ENØK-arbeidet. Det bør drives på frivillig basis ved, så langt råd er, kostnadsriktige priser på energivarer og tilbud om tjenester og informasjon om faktiske forhold i energimarkedet.

Avsnitt 3.2 gir en nærmere omtale av det prinsipielle grunnlaget for NVE's planlegging.

1.3 KOSTNADER

Tiltak for å sikre energibalansen i fremtiden er forbundet med kostnader av økonomisk og velferdsmessig art som må veies mot nytten av tiltaket. De rent økonomiske kostnadene gir bl.a. uttrykk for tiltakets behov for investeringskapital og den økonomiske nytteverdi kan beregnes som en årlig avkastning på investeringen. Andre velferdsmessige virkninger forbundet med tiltaket, så som miljøvirkninger, lar seg neppe kvantifisere direkte i økonomiske termer. De blir likevel tatt med i en helhetsvurdering av beslutningstakeren. For kraftprosjekter foregår en slik total vurdering i konsesjonsbehandlingen hvor Stortinget foretar den endelig avveining. Når f.eks. miljøhensyn vurderes å være viktigere enn de økonomiske fordelene ved et kraftprosjekt slik at prosjektet ikke blir realisert, betyr det at prosjektet må erstattes av andre og dyrere prosjekter nå og spesielt i fremtiden når andre og dyrere produksjonsalternativ må tas i bruk. Den konkrete utbyggingsplan som blir endelig vedtatt gir derfor indirekte uttrykk også for de økonomiske kostnader forbundet med vernehensyn og andre velferdsmessige kostnader.

1.3.1 Kalkulasjonsrenten

Utbygging av energisystemet er kapitalkrevende. Særlig gjelder dette utbygging av vannkraft og andre fornybare energikilder, nettutbygging og tiltak for å redusere energitap både i tilgangssystemet og hos energibrukerne.

Samfunnets krav til avkastning på investert kapital uttrykkes gjerne ved den såkalte kalkulasjonsrente. I prinsippet skal kalkulasjonsrenten være den rentesats som gir langsiktig balanse mellom tilgang på sparekapital og etterspørsel etter lånekapital i samfunnet. I vårt land hvor både kredittmarkeder og sparing er gjenstand for politisk styring og hvor gjeldsrenter gir skattefradrag for enkelte kategorier låntakere og ikke for andre, er gjeldende rentenivå neppe brukbart som kalkulasjonsrentesats.

Finansdepartementet anbefalte i 1975 en kalkulasjonsrentesats på 10 % i offentlige investeringer. I 1978 reduserte departementet satsen til 7 %. Rentesatsen ble begrunnet ut fra teoretiske analyser som bl.a. inkluderte størrelser knyttet til forventningsverdien for den økonomiske vekst og publikums sparing.

Med de forventningsverdier for fremtidig økonomisk vekst som legges til grunn i et basisalternativ i NOU 1983:37 «Perspektivberegninger for norsk økonomi frem til år 2000», har NVE beregnet en tilsvarende kalkulasjonsrentesats på 5,8 %. Avkastningen av investeringer i norsk realkapital i senere år er av SSB beregnet til 5-6 % p.a.

Konsekvensene av en senkning i kalkulasjonsrentesatsen er at kapitalintensive energiprosjekter blir mer konkurransedyktige i forhold til prosjekter med høye driftskostnader og lavere investeringskostnader. Vannkraft blir f.eks. billigere i forhold til kullkraft, og vannkraftbasert elektrisitet blir mer konkurransedyktig hos brukerne i forhold til fast eller flytende brensel.

Økonomisk effektivitet tilsier at kapitalen bør investeres der den gir størst avkastning. Samme kaptalavkastning bør derfor tilstrebes i alle sektorer.

1.3.2 Langtidsgrensekostnad og indifferenskostnad for fastkraft

Kraftsystemet i landet utgjør en viktig del av infrastrukturen. I praksis skal elektrisk energi fremføres til praktisk talt alle boliger og all stasjonær virksomhet. Den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å øke leveringsevnen for fastkraft fra elsystemet til allerede tilknyttede abonnenter benevnes systemets langtidsgrensekostnad. Dersom dyrere kraftkilder må tas i bruk for å dekke et økende fastkraftbehov vil langtidsgrensekostnaden stige.

Lønnsomheten av investeringer i energiinnvinningsprosjekter (ENØK) i forsyningssystemet eller hos forbruker avhenger av langtidsgrensekostnaden for ny fastkraft – ikke bare idag, men hvordan denne utvikler seg over prosjektets levetid. Kostnaden for fastkraft, beregnet på grunnlag av vedtatt oppdekningsplan for hvert år i ENØK- prosjektets levetid og diskontert til idriftssettelsestidspunktet betegnes prosjektets indifferenskostnad for fastkraft (uttrykt i kr/kWh innvunnet energi per år eller på annuitetsform uttrykt i øre/kWh). Langtidsgrensekostnad gir uttrykk for kostnaden ved det enkelte prosjekt som tilskudd til systemet mens indifferenskostnaden forteller om kostnaden ved en forutsatt langsiktig utvikling av systemet.

Langtidsgrensekostnad for fastkraft fra systemet, levert til alminnelig forsyning er pr. 1.1.84 beregnet til 15 øre/kWh referert kraftstasjon og 23 øre/kWh referert abonnentens vegg ved 5 % kalkulasjonsrente. Med det byggeprogram som nå er igang ventes LTGRK å stige til 16 øre/kWh referert kraftstasjon og 24 øre/kWh referert abonnent i 1990 ved 5 % kalkulasjonsrente (pengeverdi 1.1.84). (Tabell 3.3.2-1 viser LTGRK også for kraftintensiv industri og for 7 % kalkulasjonsrente).

NVE har beregnet indifferenskostnad for fastkraft for ENØK- prosjekter av forskjellig levetid. Ved 5 % kalkulasjonsrente vil det i 1984 ved oppisolering av en eldre bolig med antatt gjenværende levetid på 25 år være samfunnsøkonomisk riktig å investere inntil 3,90 kr/(kWh spart per år) eller på annuitetsform, 28 øre/kWh per år. Tabellene 3.3.3-1 og 2 gir en mer detaljert oversikt over indifferenskostnad for fastkraft.

Hovedstyret vil peke på den sentrale rolle kalkulasjonsrenten spiller i offentlig planlegging og spesielt dens betydning for omfang og sammensetning av energisystemene både på tilgangs- og brukersiden. Hovedstyret foreslår at departementet tar skritt til avklaring av den kalkulasjonsrentesats som bør legges til grunn i offentlige investeringskalkyler og anbefaler en sats på 5 %. Samme kalkulasjonsrentesats bør benyttes i alle sektorer.

Hovedstyret foreslår at langtidsgrensekostnad for fastkraft fra systemet legges til grunn for økonomisk analyse ved valg av så vel energiressurs som ved sammenligning av konkurrerende energisystemer på brukersiden. Ved introduksjon av nye energisystemer bør kostnadene ved bygging og langsiktig utvikling av ethvert nytt system vurderes mot kostnaden ved en forutsatt langsiktig utvikling av det bestående system.

Elforsyningssystemet må betraktes som basis energisystem i Norge.

ENØK-tiltak i brukersystemet for elektrisk energi som for annen energi, bør søkes realisert opp til et kostnadsnivå som tilsvarer kostnader for økt kraftlevering.

Kostnadsbegreper innen energiplanlegging er nærmere omtalt i avsnitt 3.3.

1.4 KRAV TIL LEVERINGSPÅLITELIGHET OG KVALITET I ENERGIFORSYNINGEN

Krav til energiforsyningens kvalitet og leveringspålitelighet har øket i takt med samfunnets energiavhengighet. For oljeprodukter og annet brensel vil konkurransen i markedet i normale tider sikre en praktisk talt 100 % leveringspålitelighet. Energibrukeren kan dessuten sikre seg ved å ha egen lagerkapasitet. Det er derfor neppe nødvendig med spesielle krav til leveringspålitelighet fra myndighetenes side når det gjelder oljeprodukter. Beredskapstiltak er imidlertid nødvendig i krig og krisetider.

Over 60% av all nyttiggjort energi i Norge leveres imidlertid som elektrisk energi, det alt vesentlige som fastkraft. Fastkraft har under normale forhold så høy leveringssikkerhet at det på de fleste steder og for de fleste anvendelser er unødvendig med reserveforsyning basert på annen energibærer.

Utbyggingskostnadene for kraftsystemet øker med økende krav til leveringssikkerhet. Det er ikke samfunnsøkonomisk optimalt å legge opp til 100% leveringssikkerhet, men den bør være så høy at avbrudd og leveringsinnskrenkninger kan tåles av det store flertall av abonnenter uten for store ulemper og slik at elverkene kan håndtere situasjonen. Dersom leveringssikkerheten blir lavere enn hva abonnentene er villige til å akseptere, kan det føre til investeringer i anlegg for reserveenergi hos abonnentene, og dette vil bli en samfunnsøkonomisk dyrere løsning enn om leveringssikkerheten for fastkraft hadde vært tilfredsstillende.

Etter NVE's oppfatning bør leveringssikkerheten for fastkraft i Norge være minimum 99,5% når tilsiget i perioden 1931-1960 legges til grunn for energitilgangen. Innskrenkningene på 0,5% av totalt etterspurt fastkraftkvantum vil imidlertid skje i de tørreste år. Dette tilsier en innskrenkning på ca. 7 % i det tørreste året og det innebærer ca. 12 % innskrenkning i årets vinterperiode. Publikums ulemper ved leveringsinnskrenkninger er da verdsatt gjennom de såkalte avsavnsverdier, kvantifisert ved markedsundersøkelser.

I grisgrendte strøk av landet er det økonomisk sett vanskeligere å klare en så høy leveringssikkerhet og kvalitet i kraftforsyningen fordi kostnadene per abonnent er så mye høyere enn i byer og tettsteder. Dette er grunnen til at leveringspåliteligheten i kraftforsyningen mange steder har vært lavere i slike strøk enn i byene. Det bør stilles minimumskrav til leveringspålitelighet og kvalitet i kraftforsyningen. Idag stilles det krav om leveringsplikt som vilkår for områdekonsesjon for levering av elektrisk energi. Minimumskrav til kraftforsyningens leveringssikkerhet og kvalitet bør inngå som vilkår for områdekonsesjon.

Hovedstyret vil peke på den velferdsmessige betydning av en sikker og pålitelig kraftforsyning. På den annen side er en økende leveringspålitelighet forbundet med kostnader. Hovedstyret vil anbefale at distribusjonsverkene for sin fastkraftlevering inntil videre legger til grunn en leveringssikkerhet som innebærer at leveringsinnskrenkning i det tørreste år som må forventes, ikke blir større en 7% regnet over året og ikke større enn 12% i vinterhalvåret.

For å sikre kvaliteten i kraftforsyningen i alle strøk av landet bør det utarbeides minimumskrav til fastkraftens kvalitet som bør knyttes til vilkår for områdekonsesjon.

1.5 PROGNOSER FOR FORBRUKSUTVIKLINGEN I ALMINNELIG FORSYNING

1.5.1 Prognosearbeidet

Regjeringen har i senere år basert sine programmer på prognoser utarbeidet av det permanente Energiprognoseutvalg. NVE uttalte seg sist om elektrisitetsprognoser i sin innstilling av 1.11.79 til OED i tilknytning til arbeidet med siste Energimelding. Som statens koordinerende organ i elforsyningen har NVE også oppgaven med å tilrettelegge arbeidet med el- og energiprognoser i distriktene. For å få samsvar med fylkesplanene har etaten lagt opp til at prognosearbeidet innen hvert fylke koordineres av fylkeskommunene.

Det praktiske prognosearbeidet i fylkene foregår i fylkets energiverk, i større engrosverk eller i noen tilfelle i prognoseutvalg med representanter for elforsyningen og fylkeskommunen. Det har i senere år vært nedlagt et betydelig arbeid med å bedre metodikk og organisasjon av prognosearbeidet.

Fylkesprognosene vurderes og sammenstilles av NVE til en landsprognose.

El-/energiverkene er tillagt det juridiske og økonomiske ansvaret for kraftdekningen i sine respektive områder. Verkene vil disponere ut fra sine egne prognoser og kraftbalanser. Det er derfor viktig at elforsyningens syn kommer klart til uttrykk når Regjering og Storting skal vurdere kraftdekningen i landet.

1.5.2 Nye fylkesprognoser

De siste fylkesprognoser er stort sett utarbeidet i løpet av 1983 og bygger på forutsetninger om økonomisk utvikling og energipriser som er i samsvar med fylkesplanene. Disse er på dette området i harmoni med sentralt anbefalte forutsetninger.

Fylkesprognosene for alminnelig forsyning summert til en landsprognose gir følgende utvikling:

ÅR	1980	1985	1990	1995	2000
Alm. forsyning (TWh)	52,2	65,6	74,4	82,2	89,7

Gjennomsnittlig årlig vekst i perioden 1980-2000 er ca 1,8 TWh/år eller 2,7% p.a. De fleste fylker har i tillegg til den mest sannsynlige forbruksutvikling under normale forhold tatt med et påslag for usikkerhet i anslagene.
NVE har vurdert fylkesprognosene og funnet at påslagene er rimelige sett fra lokale forhold. På den annen side er det neppe grunnlag for et usikkerhetstillegg for landet sett under ett lik summen av fylkenes tillegg. Dersom fylkesprognosene korrigeres for alle usikkerhetspåslag, manglende korreksjon av forbruket i basisåret, for unormale temperaturforhold og ulikt statistikkgrunnlag, dvs. i forhold til SSB's offisielle statistikk, blir NVE's landsprognose basert på fylkesprognosene som vist i tabellen nedenfor. Tabellen viser også Regjeringens offisielle prognose slik denne er gjengitt i St.prp. 130 (1981-82). (Alminnelig forsyning, TWh/år).

	1980	1985	1990	1995	2000
NVEs landsprognose 1984	52,2	63	71	79	86
Regjeringens prognose	50,5	59	70		

1.5.3 Nødvendig tilgang på fastkraft til alminnelig forbruk

Anslag på fremtidig forbruksutvikling er usikre. Usikkerheten illustreres ved at det faktiske fastkraftforbruk som er registrert i 1983 har nådd et nivå som Regjeringens offisielle prognose forutsetter først i 1985. Årsaken til dette er bl.a. at oljeprisen har steget vesentlig sterkere enn forutsatt. Det er fortsatt stor usikkerhet om prisutviklingen for oljeprodukter og den økonomiske utvikling generelt i landet.
Blant annet på grunn av samkjøringsforbindelsene med våre naboland er de økonomiske kostnader forbundet med en overutbygging av kraftsystemet vesentlig mindre enn kostnadene ved en tilsvarende underutbygging. (Dette fremgår av fig. 3.8.4-1). Dersom prognoseanslaget oppfattes som den mest sannsynlige utvikling, vil det derfor være økonomisk grunnlag for å ta hensyn til usikkerheten ved et påslag. Energireserven på grunn av ekstra kalde vintre og prognoseusikkerhet generelt bør settes til 2 TWh/år i 1990 og 3 TWh/år i 2000. Usikkerheten i forbindelse med økonomisk utvikling og energipriser kan imidlertid gi større utslag i forbruket enn 2-3 TWh/år.
Den sterke prisøkning på energibærere og spesielt oljeprodukter i senere år har ført til at det i mange tilfelle er lønnsomt å investere i energisparende tiltak hos forbrukerne. Erfaringen tyder på at energimarkedet vil tilpasse seg til de økte energiprisene over tid, men dette skjer ofte meget langsomt på grunn av bl.a. manglende informasjon. Energimodellene som brukes i prognoseberegninger tar hensyn til denne «naturlige» markedstilpasning ved at energiforbruket reduseres når prisen øker. Det kan imidlertid være lønnsomt for samfunnet at tiltak blir satt iverk for å fremskynde markedstilpasningen til nye energipriser. Der dette skjer, som i Oslo Lysverkers forsyningsområde, er det grunnlag for å regne med virkningen av ENØK i prognosene – ut over modellrelasjonene. Dette er gjort i de fylker hvor konkrete ENØK-tiltak er satt i verk. Det er sannsynlig at flere fylker etter hvert vil sette igang spesielle støttetiltak til ENØK-arbeidet i prognoseperioden. NVE finner imidlertid ikke grunnlag for å anslå virkningene av eventuelle støttetiltak før de er konkretisert.

Hovedstyret vil, med henvisning til sin instruks, peke på at NVE har behov for å vurdere forbruksutviklingen i fremtiden i forbindelse med utbyggingsplaner og ENØK-tiltak og hovedstyret ønsker å gi uttrykk for sitt syn også i prognosespørsmål til departement og offentlighet.

De organer som er tillagt det juridiske og økonomiske ansvar for kraftforsyningen og som er pålagt leveringsplikt av sentrale myndigheter, bør ha det primære ansvar for prognosearbeidet. NVE ser det som sin oppgave å koordinere dette arbeidet med den samfunnsplanlegging som foregår sentralt.

Med utgangspunkt i prognoser som er utarbeidet i elforsyningen, koordinert av fylkeskommunene og vurdert og korrigert av NVE, vil Hovedstyret foreslå at kraftoppdekningen baseres på følgende prognoser i årene frem mot år 2000:

	1983	1985	1990	1995	2000
Alm. forsyning	59,1	63	71	79	86
Kraftint. industri	29,6	31	33	33	33
Sum fastkraft	88,7	94	104	112	119
+ Påslag for kaldvinter og usikkerhet		2	2	3	3
Sum nødvendig fastkrafttilgang		96	106	115	122
Gj.sn. økn. pr. år (TWh)		2,0	1,6	1,2	

Hovedstyret er kjent med at Regjeringen i nær fremtid vil legge frem en melding om ENØK-arbeidet hvor konkrete tiltak vil bli foreslått. Hovedstyret har intet grunnlag for å vurdere virkningene av ENØK-arbeidet, men antar at med den prioritet dette arbeidet synes å få og de erfaringer som hittil er høstet der ENØK-tiltak er gjennomført, vil det gi virkninger som vil redusere etterspørselen etter energivarer. Virkningen på kraftbalansen gjennom de nærmeste 5-10 år er vanskelig å anslå.

For kraftintensiv industri er her forutsatt en forbruksutvikling i samsvar med Regjeringens plantall (St.prp. 130 (1981-82)).

Forbruksutviklingen i årene frem mot år 2000 er nærmere omtalt i avsnitt 3.5.

1.6 RASJONELL ENERGIBRUK

I prognosene for forbruksutviklingen i alminnelig forsyning er det tatt hensyn til den «naturlige» markedstilpasning som skjer hos forbrukerne når prisene endres. Undersøkelser som er foretatt i senere år både i vårt land og i utlandet tyder imidlertid på at tregheten i den naturlige markedstilpasning er stor og at den enkelte og samfunnet taper store verdier fordi lønnsomme ENØK-tiltak ikke blir gjennomført samtidig med at store summer investeres i nye energiprosjekter. Rasjonell energibruk oppnås når det foretas like lønnsomme investeringer i tapsreduserende tiltak hos forbruker som i nye produksjonsanlegg for energi.

Undersøkelser som er foretatt i Norge tyder på at f.eks. industrien kan redusere sitt energiforbruk med størrelsesorden 10-15 % dersom lønnsomme ENØK-tiltak gjennomføres i rimelig omfang. Nyttevirkningen av energien for forbruker vil være den samme eller høyere etter gjennomføring av slike tiltak og samtidig spares investering i ny energiproduksjon.

Samfunnets ressurser bør selvsagt investeres der avkastningen (nytten) er størst og investeringer i tiltak som reduserer energiforbruket hos forbruker må sees i sammenheng med investeringer i ny energiproduksjon. Energibalansen bør sikres på rimeligste måte, totalt sett. Virkningsfulle tiltak for å nå dette mål er:

- Energiprisen som forbruker betaler, er i samsvar med kostnadene for videre utbygging av energisystemet.
- Publikum informeres om de teknisk/økonomiske forhold i energimarkedet og ENØK-muligheter i sin egen situasjon.
- Investeringskapital er tilgjengelig for gjennomføring av lønnsomme ENØK-prosjekter og denne kapital bør stilles til disposisjon på vilkår som er i samsvar med prosjektenes samfunnsøkonomiske virkning.

Når det gjelder pris på økt kraftuttak bør det være en rettesnor at disse tilsvarer kostnadene for ny og mer kraft (langtidsgrensekostnad). Det er imidlertid store variasjoner, fra sted til sted, så vel når det gjelder kostnadene ved fremskaffelse av ny kraft som i prisene. Enkelte steder er prisene høyere enn områdets LTGRK. Mange steder er de fortsatt lavere.

Informasjon og rådgiving til publikum er nødvendig fordi investeringsanalyser for ENØK-tiltak krever bl.a. teknisk innsikt. Generell informasjon er ikke nok.

Kreditt-tilgangen til kraftutbygging har vært høyt prioritert i hele etterkrigstiden. Lånekapital til vedlikehold og oppisolering av gammel bebyggelse har derimot vært prioritert lavt. En energienhet spart er likeverdig med en ny energienhet. Derfor bør kredittilgangen til lønnsomme ENØK-tiltak sikres på linje med kreditt til kraftutbygging.

Hovedstyret vil peke på at økende energipriser i senere år har gjort det lønnsomt å investere i energisparende tiltak hos forbrukerne. Det er en sentral oppgave for landet at forholdene legges til rette slik at ENØK-potensialet kan realiseres så raskt som mulig.

I prinsippet bør kraftbalansen sikres på rimeligste måte for samfunnet. Det er praktisk at energiverkene, som har ekspertise på energiområdet og kjenner kostnadsstrukturen for nye energianlegg, får hovedansvaret for ENØK-arbeidet. Den sentrale koordinering bør i større grad enn hittil legges til NVE-Energidirektoratet.

Avsnitt 3.6 omhandler rasjonell energibruk nærmere.

1.7 KRAFTTILGANGEN

Anslagene for etterspørselsutviklingen i årene frem mot år 2000 er som nevnt usikre. Den faktiske etterspørsel kan derfor bli liggende høyere

eller lavere enn prognosen. Dekningsstrategien bør være fleksibel slik at vesentlige avvik fra de forutsetninger som er lagt til grunn kan håndteres uten for store tap og ulemper. Konsesjonsbehandling og utbygging av større kraftprosjekter tar idag 10-12 år eller mer. De store kostnader påløper først under selve anleggsfasen som kan ta 4-6 år. En forsvarlig handlingsberedskap tilsier derfor at en bør ligge på forskudd med planlegging og konsesjonsbehandling. Det bør legges opp til en reserve av avklarte prosjekter slik at anleggsarbeidet kan settes igang på kort varsel etter Regjeringens anvisning.
Den langsiktige strategi bør ta sikte på å sikre energibalansen i fremtiden på rimeligste måte for samfunnet. Den virkelige utvikling kan vise seg å avvike vesentlig fra forutsetningene. Det bør derfor legges opp til kortsiktige (beredskaps)- tiltak som kan settes iverk raskt. Eksempler på slike tiltak er utnyttelse av tilfeldig kraft i overskuddsperioder eller sterkere satsing på ENØK i en periode med kraftknapphet. Av hensyn til anleggsdriften og leverandørindustrien bør tempoet i kraftutbyggingen være så jevn som mulig.

1.7.1 Kraftbalansen for landet

Tabellen nedenfor viser kraftbalansen for landet med de prognoser som er omtalt i avsnitt 1.5 og det byggeprogram som er igang.

	1983	1985	1990	1995	2000
1. Nødvendig fastkraft	88,7	96	106	115	122
2. Kraftsystemet pr. 1.1.84[1])		93	93	93	94
3. Under bygging		2,7	7,5	7,5	7,5
4. Sum sikret fastkraft pr. 1.1.84		95,7	100,5	100,5	101,5
5. Balanse (4—1)		- 0,3	- 5,5	- 14,5	- 20,5

1) Tallene angir systemets samlede leveringsevne for fastkraft. Det norske vannkraftsystem forutsettes samkjørt innenlands og med naboland over eksisterende utvekslingsforbindelser. Det er forsøkt å ta hensyn til at det kan bli tidvise flaskehalser i nettet og til forsyningsenhetenes individuelle disposisjoner.

Linje 1, nødvendig fastkraft, er omtalt i foregående avsnitt. Leveringsevnen for fastkraft i systemet som var i drift pr. 1.1.84, inklusive samkjøringsgevinst innenlands og med utlandet, er vist i linje 2. Tallserien gir uttrykk for NVE's vurdering av systemets yteevne sett under ett. Vurderingen bygger på en samfunnsøkonomisk analyse hvor kravet til avkastning på realkapital (kalkulasjonsrenten) er satt til 5% p.a. En høyere kalkulasjonsrente vil gi høyere utbyggingskostad for vannkraft. Det vil da være samfunnsøkonomisk forsvarlig å selge mer fastkraft fra det bestående system. Ved 7% kalkulasjonsrente øker leveringsevnen med 2-3 TWh/år. Fastkraftsalget antas i 1984 å komme opp i 94 TWh.
I sin vurdering av leveringsevnen for fastkraft har NVE tatt hensyn til mulighetene for samkjøring av systemet, både teknisk og organisasjonsmessig.
Våre naboland har et visst midlertidig overskudd i sine kraftbalanser i 80-årene slik at importkraften antas å bli relativt billig. Utbyggingskostnadene for norsk vannkraft har øket sterkere enn det generelle prisnivå i senere år. Dette tilsier at mer fastkraft bør presses ut av det eksisterende system. Organisasjonsmessige bindinger har ført til at det har vært vanskelig å få kontraktfestet et så stort fastkraftkvantum som det etter NVE's vurdering er dekning for. Resultatet er at en del kraft av fastkraftkarakter har vært omsatt som tilfeldig kraft. På den annen side har en del av den tilfeldige kraft som har vært omsatt gjennom Samkjøringen gått til fastkraftforbruk hos verk med underdekning.
Det fastkraftnivå som er angitt i linje 2 innebærer at systemet «presses» hardere enn hittil, men det bygger på visse forutsetninger (jfr. avsnitt 3.8).
En økning av fastkraftsalget vil føre til at prisnivået for tilfeldig kraft innenlands vil øke. Leveringssikkerheten vil reduseres noe fordi underskuddene i tørrår blir større og kraftimporten må økes. Dessuten vil det bli mer lønnsomt å realisere nye kraftprosjekter.
NVE vil arbeide for å få realisert forutsetningene for økt fastkraftsalg fra systemet.
Linje 3 viser tilskuddet fra prosjekter som nå er under bygging. Fastkrafttilskuddet fra disse prosjekter inkluderer all samkjøringsgevinst med resten av systemet og med utlandet.
Kraftbalansen, linje 5, viser at systemets produksjonsevne for fastkraft må økes med 5,5 TWh innen 1990 og med henholdsvis 14,5 og 20,5 TWh/år innen 1995 og 2000 i tillegg til prosjekter som nå er under utbygging.

1.7.2 Kraftoppdekningen

Regjeringen vil legge frem sitt forslag til «Samlet plan» samtidig med den nye energimeldingen. Da den endelige prioritering i planen ennå ikke er kjent har det liten hensikt at NVE foreslår en konkret oppdekningsplan på dette tidspunkt. NVE går imidlertid ut fra at forbruksøkningen minst frem mot århundreskiftet blir dekket med fortsatt vannkraftutbygging. De konsesjonssøkte prosjekter, som ikke er med i «Samlet plan», vil forsiktig anslått kunne gi ca. 5,5 TWh innen år 2000. Det gjenstår da ca. 15 TWh som må dekkes i perioden. Sum prodduksjonsevne for fastkraft av prosjekter som inngår i «Samlet plan» er ca. 36 TWh.

Med den rikelige tilgang på importkraft til gunstige priser som påregnes i årene frem mot 1990 vil det bare være spesielt gunstige varmekraftverk som kan være av interesse de nærmeste år. Det er imidlertid grunn til å vurdere varmekraft mer konkret enn hittil i planleggingen:

- De prosjekter som blir prioritert for utbygging i «Samlet Plan» kan bli dyrere enn antatt i utbyggingsplaner som er lagt til grunn hittil.
- Gassfelter på kontinentalsokkelen, og spesielt nord for 62°N, kan muligens gi grunnlag for kraftproduksjon til akseptable kostnader.
- Kullprisene er for tiden meget lave, og det forventes at prisutviklingen fremover kan bli mer stabil enn tilsvarende prisutvikling for olje og gass.
- Kostnad for øket krafttilgang gjennom bygging av varmekraft i Norge bør følges nøye for å ha et sammenligningsgrunnlag.

Hovedstyret vil understreke betydningen av å utnytte leveringsevnen for fastkraft fra systemet fullt ut. Arbeidet med å effektivisere utnyttelsen av kraftsystemet, som er omtalt i avsnitt 3.8, bør gis høy prioritet.

For å få omsatt fastkraftpotensialet som fastkraft mener Hovedstyret at de enheter som står for kraftproduksjonen i landet og som deltar i kraftsamarbeidet, må sørge for at all kraft som har fastkraft karakter blir omsatt som fastkraft til brukerne. De enheter som periodevis har overskudd av fastkraft forutsettes å inngå kontrakter med dem som har underskudd.

Hovedstyret mener at det ikke er grunnlag for restriksjoner i fastkraftsalget fra verkene de nærmeste år vurdert ut fra påregnelig krafttilgang for landet som helhet.

Hovedstyret vil avvente fremleggelsen av «Samlet plan» for gjenværende vassdrag før en utbyggingsplan kan vurderes nærmere. Hovedstyret mener at det er teknisk/økonomisk forsvarlig å dekke forventet forbruksutvikling med vannkraft minst frem mot århundreskiftet.

For å kunne utnytte produksjonssystemet for kraft best mulig er det nødvendig at overføringssystemet innenlands og mot nabolandene utbygges tilstrekkelig. Et for svakt overføringssystem kan føre til store økonomiske tap ved at produksjonssystemet ikke kan utnyttes så godt som mulig. Fjerning av «flaskehalser» i overføringssystemet koster lite i forhold til økt kraftutbygging for å oppnå økt leveringsevne fra systemet totalt.

Hovedstyret mener det må legges stor vekt på at utbyggingsprogrammet for kraftproduksjonsanlegg og overføringsnett utformes med tanke på jevnest mulig aktivitet for entreprenører og industri som deltar i dette.

Hovedstyret vil foreslå at en planleggingsreserve med prod. evne på tilsammen ca. 2,0 TWh/år utredes og avklares så langt råd er ved konsesjonsbehandling og Stortingsbeslutning, og slik at vedtak om igangsetting av utbygging kan fattes av Regjeringen.

Innenfor en slik planleggingsreserve bør også tilgang på varmekraft utredes som alternativ til vannkraftutbygging.

1.8 UTNYTTELSE AV OG PRISER PÅ TILFELDIGKRAFT

Energitilgangen til vannkraftsystemet varierer med nedbørsforholdene over året og fra år til år. Produksjonen i dagens system kan variere mellom ca. 80 TWh i det tørreste år til ca. 110 TWh i det våteste, dvs. et variasjonsområde på 30 TWh/år. Med et optimalt utbygget system vil en de fleste år ha muligheter for å produsere betydelig mer enn fastkraftforpliktelsene. Dette overskuddet produseres når det er marked for denne såkalte tilfeldigkraften innenlands eller til eksport og når det er ledig kapasitet i nettet. Tilfeldig kraft omsettes innenlands til elektrokjeler med brenselsfyrt reserve eller til industrien for utnyttelse av ledig produksjonskapasitet under gode konjunkturer. I våre naboland erstatter eksportkraften ofte annen kraftproduksjon basert på varmekraft med høye driftskostnader.

Det har vært vanlig i elforsyningen at tilfeldigkraft til bruk i elektrokjeler ble tilbudt til pris omtrent lik ekvivalent oljepris (alternativ energi). Dette virket rimelig så lenge ekvivalent oljepris var vesentlig lavere enn fastkraftprisene innenlands og da eksportmulighetene var begrenset. Etter hvert som oljeprisene økte og samkjøringsforbindelsene med naboland ble utbygget førte prissetting etter det såkalte oljeekvivalentprinsippet til en stagnerende utvikling av markedet for tilfeldigkraft innenlands. Tilfeldigkraft i store kvanta er blitt solgt til utlandet til priser som har vært vesentlig lavere enn prisene til elektrokjeler i Norge selv når prisene omregnes til samme spenningsnivå i leveringssystemet.

Etter NVE's vurdering er det fortsatt lønnsomt

å øke utnyttelsen av tilfeldig kraft i Norge og etaten har arbeidet aktivt med å få til en slik utvikling. NVE mener at omsetningen av tilfeldigkraft i Norge bør foregå på grunnlag av en prissetting for denne kraften som tilfredsstiller følgende hovedkrav:

- Markedsprisen for tilfeldigkraft (samkjøringsprisen) bør slå igjennom til brukerne, kun tillagt tapskostnader.
- Faste kostnader forbundet med investeringer og vedlikehold av overføringsnettet, administrasjon samt en rimelig fortjeneste for verket, bør dekkes gjennom årsbeløp.
- Tariffene bør være så enkle at de kan benyttes i praktisk avregning.

Disse prinsipper er nå iferd med å bli innarbeidet i elforsyningen og markedet for tilfeldigkraft har økt meget sterkt de siste par år.
En bedre utnyttelse av tilfeldigkraft innenlands fører ikke nødvendigvis til redusert utbyggingsbehov. Årsaken til dette er at kraft til elektrokjeler som erstatter lette oljeprodukter har en alternativ kostnad som til dels ligger betydelig høyere enn fastkraftprisene de fleste steder. Dette tilsier at disse kjelene vil få en meget lang brukstid og belaste systemet nesten like sterkt som en fastkraftkontrakt. Målet må være å oppnå lavest mulig samfunnsøkonomiske kostnader for å dekke energietterspørselen. Fastkraft og tilfeldig kraft kan ikke betraktes uavhengig av hverandre.
En sterkere utnyttelse av tilfeldigkraft vil føre til mindre oljeforbruk i gjennomsnitt. Men oljeforbruket vil svinge sterkt fra år til år. Dette vil øke kostnadene med lagerhold og transport.

Hovedstyret understreker at tilfeldig overskuddskraft, som er tilgjengelig de fleste år, representerer en betydelig ressurs for landet. Arbeidet med en bedre utnyttelse av tilfeldigkraft etter de retningslinjer som er trukket opp av NVE bør fortsette. Sikring av oljetilførselen i tørrår når tilfeldigkraft ikke er tilgjengelig, bør vies oppmerksomhet.

1.9 ELFORSYNINGENS ORGANISASJON

NVE har som oppgave å arbeide med organisasjonen av norsk elforsyning,- i den senere tid også en integrert energiforsyning. I utgangspunktet besto oppgaven i å få elektrifisert landet og få til hensiktsmessige enheter i den sammenheng. Utbyggingen av kraftkildene er også blitt tatt hånd om av enheter som er formet med dette spesielle formål for øye. Resultatet er blitt at elforsyningen totalt sett fremstår med et meget differensiert organisasjonsmønster som altså er blitt formet ut fra oppgaven å bygge ut forsyningssystemet og produksjonsanleggene. Etter hvert som dette energisystemet øker i omfang og betydning, er det blitt klart at mønsteret tildels er blitt uhensiktsmessig når det gjelder oppgaven å utnytte ressursene best mulig og å drive systemet optimalt med tanke på ressursutnyttelse og kostnadsreduksjon. I enkelte fylker kan det være 20-30 enheter mens det i andre fylker er 1 eller 2 enheter. NVE har ut fra sin innsikt og på grunnlag av det materialet som etterhvert er innsamlet ment at antall enheter bør reduseres slik at det blir et fåtall og helst bare èn enhet pr fylke. NVE har ved flere anledninger kommet inn på spørsmålet om rasjonalisering av organisasjonsstrukturen,- eksempelvis i forbindelse med uttalelse av 1.11.79 til Stortingsmelding nr. 54 (1979-80) «Norges framtidige energibruk og -produksjon», foruten i budsjettinnstilling om statsstønad til elforsyningen i utkantstrøk.
Med få unntak merker NVE en meget liten solidaritetsfølelse mellom by og landdistrikter når det gjelder elektrisitetsforsyning, hvilket innebærer motstand mot sammenslåing av enheter som dekker tettbygde, dvs. lett forsynte, områder og utkantstrøkene der forsyningen faller langt mer kostbar.
Det eksisterende organisasjonsmønster kan i mange deler av landet ses som en hindring for gjennomføring av målsettinger på energifeltet. Sikring av effektive organisatoriske opplegg er ikke dekket i lovverket fordi det i det vesentlige er utformet med tanke på utbygging av kraftforsyningssystemet.
Det forutsettes at det regjeringsoppnevnte utvalg som skal se på lovverket på energiområdet vurderer disse spørsmål.

Hovedstyret vil understreke betydningen av at det blir arbeidet med å komme frem til en rasjonell organisasjonsstruktur når det gjelder energiforsyningen i landet. Hovedstyret mener at dette mest effektivt kan skje gjennom revisjon av lovverket som bør utformes også med tanke på å oppnå en hensiktsmessig organisasjonsstruktur. Hovedstyret vil drøfte dette nærmere på grunnlag av energilovutvalgets innstilling.

1.10 FORSKNING INNEN ENERGI OG VANNRESSURSER

Midler til forskning innen sektorene energi og vannressurser kommer idag for en del direkte fra energisektoren. En vesentlig andel bevilges over statsbudsjettet og kanaliseres direkte fra Departementet. NVE sitter inne med betydelig kunnskap om hvor forskningsmidler burde satses, men har i realiteten forholdsvis liten direkte innflytelse på dette. Slik elforsyningen er organisert, har det vært vanskelig å fremskaffe midler til generell energiforskning direkte fra elektrisitetsforsyningen. Elforsyningen hevder på sin side at energiforskning er en oppgave

som bør kunne finansieres over statsbudsjettet på grunnlag av de betydelige avgiftsmidler som innbetales til statskassen. Innen såvel vannressurs- som energisektoren arbeider et meget stort antall forskningsinstitusjoner og forskningsenheter. Det er også mange som styrer deler av forskningen.
NVE mener at statsmidler i langt større grad enn hittil bør kanaliseres via NVE når det gjelder forskning såvel på energifeltet som når det gjelder vannressursene. Dette er forøvrig i tråd med anbefaling fra det regjeringsoppnevnte råd for energiforskning. Resultatet av en slik kanalisering, ville innebære et sterkere engasjement og medvirkning i energiforskningen og forskning innen vannressursene.

Hovedstyret mener at en større del av statens midler til forskning på områdene energiforsyning og vannressurser bør kanaliseres gjennom NVE.
Hovedstyret mener videre at energiforsyningen selv i større grad bør komme i inngrep med energiforskningen og forskning innen vannressursene. Hvis midler ikke kan skaffes direkte fra elforsyningen, bør deler av avgiftsprovenyet gå tilbake til norsk elforsyning for dette formål.

1.11 FINANSIERING PÅ ENERGISEKTOREN

Norsk kraftforsyning finansieres i stor grad med lånopptak og i noen grad med egne midler. Statskraftverkenes virksomhet reguleres over statsbudsjettet. Hovedfordelings- og lokalfordelingsnett finansieres for største delen ved egenfinansiering.
Ved lånefinansiering blir kostnadene svært høye de første årene etter at prosjektet er ferdig og anlegget satt i produksjon. Dette representerer i en del tilfelle en hindring for rasjonelle opplegg på energisektoren.
Kredittvilkårene følger ofte et tradisjonelt mønster som innebærer avskrivning over en tid som er kortere enn den økonomiske levetiden for anlegget. Med høy nominell rente blir de bedriftsøkonomiske kostnadene store den første tiden, mens de kan bli meget lave senere i anleggets levetid. NVE har arbeidet med å få til mer rasjonelle låneformer der tilbakebetalingsprofilen mer er i samsvar med den virkelige verdiutviklingen for prosjektet og uten at långiver i lengden skal tape på dette. Finansdepartementet har i prinsippet gitt sin tilslutning til at slike låneformer kan prøves. Imidlertid har det ennå ikke blitt praktisert i forbindelse med opplåning til kraftverkssektoren.
Ved en regulering av kapitaltilgangen bør det sørges for at også tiltak som fører til redusert etterspørsel etter energi blir tilgodesett. Midler til dette formål bør frigjøres også for de tilfelle der låntaker kan trekke rentene fra i sin skattbare inntekt som gjør lånebetingelsene svært gunstige sammenlignet med de som gjelder for kraftforsyningsenheter som ikke har slik fradragsrett. Sett samlet fra forbrukerens side, er det økonomisk mer interessant å sikre kraftbalansen gjennom tiltak hos forbrukeren enn ved å bygge ut mer leveringsevne i forsyningssystemet, så lenge energiøkonomiske prosjekter finnes hos forbrukerne.

Hovedstyret mener at det bør arbeides videre med å få mer rasjonelle låneformer for finansiering av energiprosjekter og vil understreke den hindring de nåværende former representerer for rasjonelle tiltak på bl.a. energiområdet. Lånemidler bør sikres også for tiltak som reduserer energietterspørselen.

2. ENERGISYSTEMET I DAG

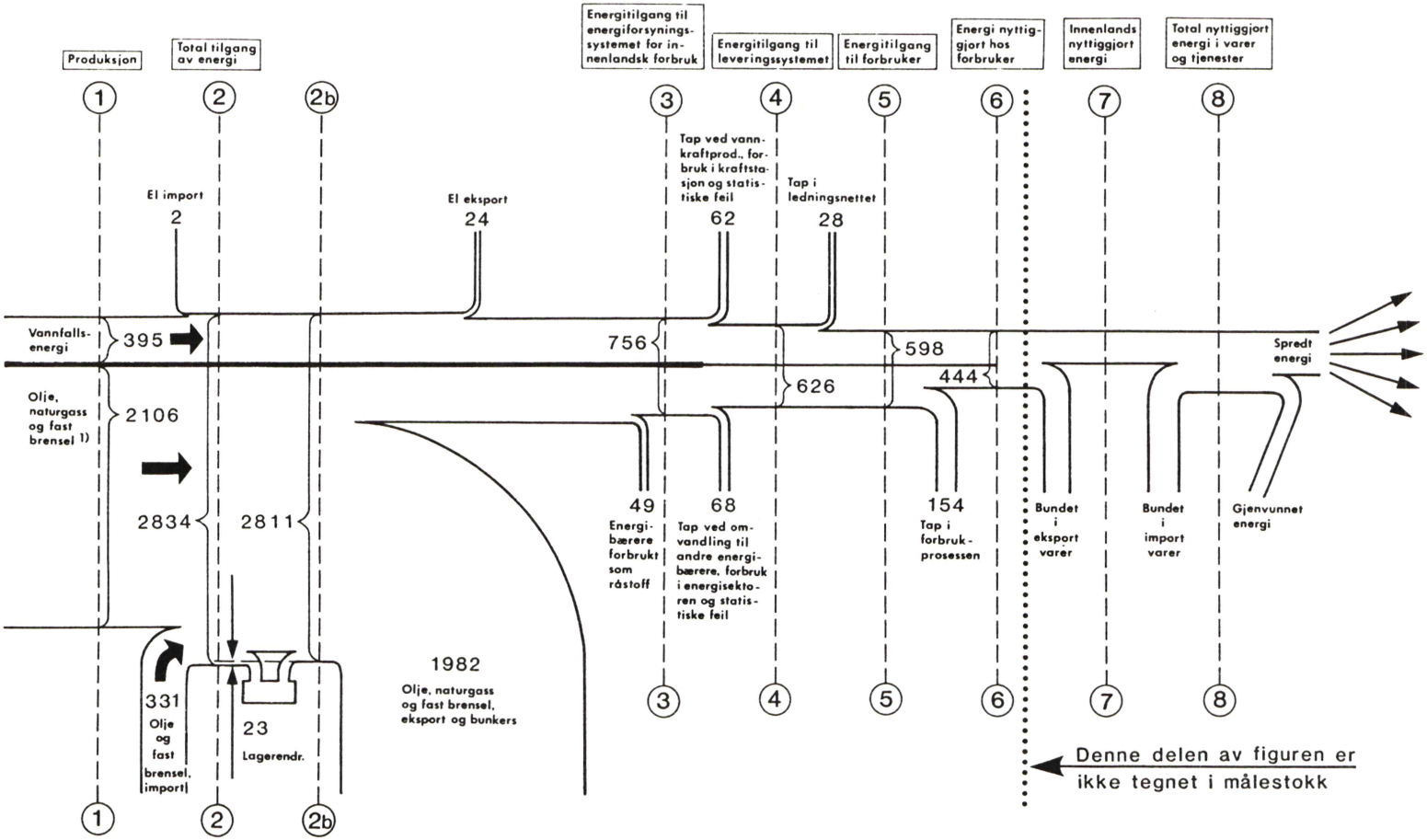
2.1 FORBRUK AV ENERGI I NORGE

2.1.1 Energiflyt

Hovedtrekkene ved energiforsyningen i et samfunn kan hensiktsmessig vises i et energiflytdiagram. Ved hjelp av dette kan en skjematisk vise energiens gjennomløp fra uttaket i naturen (produksjon) og import via omvandlinger og distribusjon før den til slutt nyttiggjøres hos forbruker.
Fig. 2.1.1 gir en illustrasjon av Norges energiflyt i 1982. Diagrammet gir med sin oppdeling i ulike snitt muligheter for en presisering og bedre forståelse av de ofte nokså kompliserte energibalanser som beskrives i ulike sammenhenger.
Landets samlede produksjon av energibærere, dvs. energiinnholdet i egenprodusert brensel og vannfallsenergien eksklusiv flomtap, er illustrert i snitt 1. Sammen med import av fossilt brensel (olje, kull, gass) og elektrisitet gir dette «total tilgang» av energi i snitt 2. Når eksport av elektrisitet og brensel trekkes fra, fås «primært energiforbruk». Dette er ikke angitt ved eget snitt på figuren, men kan tenkes som et snitt 2c, mellom snitt 2b og 3.
Det primære energiforbruket uttrykker energiinnholdet i de energibærere som anvendes innenlands. Gjøres det ytterligere fratrekk for energibærere forbrukt som råstoff, fås «energitilgang til energiforsyningssystemet for innenlandsk forbruk», snitt 3. Før energibærerne leveres til forbrukerne blir en del av dem omvandlet (f.eks. fra kull til koks, råolje til raffinert

Fig. 2.1.1

ILLUSTRASJON AV NORGES ENERGIFLYT 1982



1) Produksjon (og leveranser til forbruker) av ved og avlut etc. utgjør 28 PJ

ALLE TALL I PJ(10^{15}J)

Den norske utenriksflåtens forbruk (ref.snitt 5) i 1982 var 239 PJ
Flytdiagrammet omfatter ikke dette forbruket

EE, 84–9
NVE–ENERGIDIREKTORATET

olje eller fra vannfallenergi til elektrisitet), og under denne prosessen kan det oppstå betydelige tap (seksjon 3-4). Frem til snitt 5, «energitilgang til forbruker», er det gjort ytterligere fradrag for tap som oppstår under fordelingen av energibærere til forbrukerne. P.g.a. de lave virkningsgradene ved bruk av fast og flytende brensel går en vesentlig energimengde tapt i selve forbruksprosessen. Dermed gjenstår den energimengde som nyttiggjøres av forbrukerne, snitt 6. I fig. 2.1.1 er også antydet «netto energiinnhold» i import- og eksportvarer. Det foreligger imidlertid ikke statistikk for dette. Snitt 7 og 8 tjener derfor bare til kvalitativ illustrasjon.

Den norske handelsflåtens forbruk av olje i utenriksfart er ikke medtatt i diagrammet for Norges energiflyt. I størrelsesorden dreier dette seg om et forbruk rundt 4/5 av det innenlandske oljeforbruket (239 PJ i 1982).

Internasjonale sammenligninger mellom landenes energiforbruk knytter seg ofte til tall for *primært energiforbruk* (mellom snitt 2b og 3) og *netto sluttforbruk av energi* (nær identisk med snitt 5). Spesielt ved angivelser av primært energiforbruk må en være oppmerksom på hvilken metode som brukes i den energibeskrivelsen man studerer. I norsk energistatistikk har det hittil vært vanlig å omregne vannfallsenergien etter det teoretiske energiinnholdet. Ved omvandling til elektrisitet i vannkraftstasjonene blir det antatt at gjennomsnittlig 15 prosent av vannfallsenergien går tapt.

Norges rolle som nettoeksportør av energi avleses lett av energiflytdiagrammet. Siden 1975 har olje- og gassproduksjonen i Nordsjøen vært større enn det innenlandske oljeforbruket, regnet i energiekvivalenter. I 1982 tilsvarte produksjonen vel seks ganger det innenlandske forbruket, og forholdstallet antas å øke i fremtiden.

2.1.2 Utviklingen i energiforbruket 1978 - 1984

Energi totalt

For en kortfattet beskrivelse av utviklingen i Norges totale energiforbruk de senere år og dets fordeling på de ulike energibærere, velges snitt 5 i flytdiagrammet (jfr. fig. 2.1.1) som referanse. Dette snittet angir det termiske energiinnholdet i energibærerne som går til sluttforbruk hos forbrukerne, og representerer som regel siste omsetningsleddet for energi som sådan. Dersom hensikten hadde vært å gi et bilde av *ressursforbruket* som knytter seg til vår bruk av energi, burde vi heller betrakte snitt 3 - energitilgang til energiforsyningssystemet for innenlandsk forbruk.

Ettersom NOS Energistatistikk i skrivende stund bare dekker årene t.o.m. 1982, brukes et noe annet datagrunnlag for å muliggjøre at også årene 1983 og 1984 kommer med.

I tabell 2.1.2a nedenfor, som gir en oversikt over Norges totale energiforbruk i årene 1978 - 1984, er tallene frem t.o.m. 1983 for elektrisitet hentet fra NOS Elektrisitetsstatistikken (foreløpige tall for 1983), mens oppgavene for fast brensel og petroleumsprodukter er beregnet med utgangspunkt i oppgaver fra Statistisk Sentralbyrå (upubliserte tall).

Tallene for 1984 er i sin helhet basert på NVE's egne anslag gjort i sept. 1984 og er derfor beheftet med store usikkerheter.

Tabell 2.1.2a NVE-E 84/9

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Fastkraft, alm.fors.	151,1	162,8	165,6	174,6	179,7	180,3	190,3
Fastkraft, k.int.ind.	94,0	103,8	100,3	97,1	92,8	103,7	113,4
Fastkraft ialt	245,1	266,6	265,9	271,7	272,5	284,0	303,7
Tilfeldig kraft	4,3	5,4	4,4	9,4	7,9	12,1	14,5
Elektrisitet ialt	249,4	272,0	270,4	281,1	280,4	296,1	318,2
Kull, koks	30,1	39,8	38,1	37,3	40,7	37,0	45,0
Ved, torv, avlut	20,2	23,8	25,5	30,3	31,1	32,9	33,8
Faste brensler ialt	50,3	63,6	63,6	67,6	71,8	69,9	78,8
Lette fyringsoljer	85,1	89,9	78,1	67,9	58,0	49,9	51,6
Tungolje	59,8	62,8	56,6	43,1	36,6	29,4	29,9
Fyringsoljer ialt	145,0	152,7	134,7	111,0	94,6	79,3	81,5
Transportoljer	149,5	155,5	150,6	148,9	151,6	157,6	167,0
LPG, LNG	3,1	3,2	3,4	3,3	3,2	3,3	3,7
Petroleumsprod. ialt	297,5	311,3	288,7	263,1	249,4	240,2	252,2
ENERGI IALT	597,3	647,0	622,6	611,8	601,6	606,2	649,2
ENERGI IALT, TEMPERATUR-KORRIGERT	(592)	(636)	(618)	(606)	(603)	(611)	(649)

NORGES TOTALE ENERGIFORBRUK 1978 - 84 (PJ)
Energiinhold i energibærere levert forbrukere, inklusive energisektorene, regnet i PJ.
Forbruket til norske skip i utenriksfart og norske selskapers direkte kjøp i utlandet er holdt utenfor.

Tabell 2.1.2b er satt opp på grunnlag av tabell 2.1.2a og angir den relative sammensetningen i det totale energiforbruket, fordelt på de samme hovedgrupper av energibærere.

Tabell 2.1.2b NVE-E 84/9

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Fastkraft, alm.fors.	25,3	25,2	26,6	28,5	29,9	29,7	29,3
Fastkraft, k.int.ind.	15,7	16,0	16,1	15,9	15,4	17,1	17,5
Fastkraft ialt	41,0	41,2	42,7	44,4	45,3	46,8	46,8
Tilfeldig kraft	0,7	0,8	0,7	1,5	1,3	2,0	2,2
Elektrisitet ialt	41,8	42,1	43,4	45,9	46,6	48,8	49,0
Kull, koks	5,0	6,1	6,1	6,1	6,8	6,1	6,9
Ved, torv, avlut	3,4	3,7	4,1	5,0	5,2	5,4	5,2
Faste brensler ialt	8,4	9,8	10,2	11,1	11,9	11,5	12,1
Lette fyringsoljer	14,3	13,9	12,5	11,1	9,6	8,2	8,0
Tungolje	10,0	9,7	9,1	7,0	6,1	4,9	4,6
Fyringsoljer ialt	24,3	23,6	21,6	18,1	15,7	13,1	12,6
Transportoljer	25,0	24,0	24,2	24,3	25,2	26,0	25,7
LPG, LNG	0,5	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6
Petroleumsprod. ialt	49,8	48,1	46,4	42,9	41,5	39,6	38,9
ENERGI IALT	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

RELATIV SAMMENSETNING AV NORGES TOTALE ENERGIFORBRUK 1978 - 84 (%)

Energiinnhold i energibærere levert forbrukere, inklusive energisektorene, regnet i % av totalt. Forbruket til norske skip i utenriksfart og norske selskapers direkte kjøp i utlandet er holdt utenfor.

Det totale energiforbruket nådde en foreløpig topp i 1979 med 647 PJ, mot bare noe i overkant av 600 PJ i 1982 og 1983. Forbruket i 1984 ser ut til å bli 649 PJ. Ettersom rundt 1/5 av det totale energiforbruket går til romoppvarming, vil rimeligvis også totalforbruket være følsomt for gjennomsnittlig utetemperatur. Årene 1978 - 1981 var i varierende grad kaldere enn normalt, med 1979 som det desidert kaldeste. 1982 var mildere og 1983 markert mildere enn normalt. 1984 er antatt nær normalt. Energiforbruket totalt, korrigert for unormale temperaturforhold, er anslått i siste linje i tabell 2.1.2a. Da tabellen er basert på omsetningstall for energibærere, vil en antatt lageroppbygging av oljeprodukter hos forbrukerne i 1979 - p.g.a. forventninger om sterke prisøkninger -, bidra ytterligere til inntrykket av et forholdsvis stabilt nivå for totalt energiforbruk i perioden frem t.o.m. 1983. I 1984 inntreffer imidlertid en markant stigning i energiforbruket.

Elektrisiteten har år for år øket sin andel og stod i 1984 for nær halve totalforbruket - 49,0%, mot 41,8% i 1978. I disse prosenttallene er medregnet tilfeldig kraft levert til elektrokjeler til erstatning for olje. Det vil derfor være riktig å vurdere den tilfeldige kraften i sammenheng med fyringsoljene, og heller la fastkraftens voksende andel være et uttrykk for samfunnets økende avhengighet av elektrisitet. Sterkest har forbruksveksten vært i fastkraft til alminnelig forsyning, som i de tre siste årene har utgjort tett oppunder 30% av totalt energiforbruk.

Forbruket av *faste brensler* har også vist stigning, mest markert for ved og avlut m.v. Selv om tallene er usikre, antas forbruket av selvhugget ved i husholdningene å ha øket sterkt de senere år, – dette som en reaksjon på stigende realpriser på fyringsoljer og elektrisitet. Av kull- og koksforbruket går det meste til produksjon av anoder som forbrukes innenfor den kraftintensive industrien.

Selv om forbruket av de faste brenslene har øket, gir de likevel ikke noe dominerende bidrag til totalforbruket – andelen ser inntil videre ut til å holde seg i området 11-12 %.

Det er *petroleumsproduktene* som sammen med elektrisitet utgjør hovedtyngden i energiforbruket i Norge. Men fra å utgjøre knappe 50% av totalforbruket i 1978, er petroleumsproduktenes andel falt jevnt til under 40% i 1983 og antagelig videre til under 39% i 1984. Hele reduksjonen er å finne på fyringsoljesiden - oljeprodukter til transportformål står for en stabil fjerdedel av totalenergiforbruket og gass utgjør en liten og nær konstant energimengde. Siden 1978 er salget

av fyringsoljer ialt sunket med 44% på årsbasis; 40% for lette fyringsoljer og 50% for tungolje. Totalt utgjør salgsnedgangen mer enn 1,5 mill. tonn fyringsolje på årsbasis.

Kraftintensiv industri

Det har i de senere år bare skjedd marginale endringer i de kraftkvanta den kraftintensive industrien er sikret gjennom egenproduksjon og kontraktfestede fastkraftleveranser – i underkant av 30 TWh pr. år referert kraftstasjon. Variasjoner i industriens kraftforbruk år for år gjenspeiler derfor svingningene i konjunkturer og avsetningsmuligheter.

Tabell 2.1.2c NVE-E 84/9

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Brutto forbruk i kraftintensiv industri	26,9	29,7	28,7	27,8	26,6	29,7	32,4

BRUTTOFORBRUKET I KRAFTINTENSIV INDUSTRI. TWh.

Som det fremgår av oppstillingen ovenfor, tok den kraftintensive industrien både i 1978 og 1983 ut kraftmengder omtrent likt med rettighetene. I 1984 var kapasiteten nær fullt utnyttet, og supplert med ikke-garantert og tilfeldig kraft ser forbruket ut til å bli 32,4 TWh.
Referert fabrikkvegg og fordelt på de tre næringshovedgruppene har forbruket utviklet seg som vist i tabell 2.1.2d.

Tabell 2.1.2d NVE-E 84/9

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Netto forbruk i kraftintensiv industri .	26 112	28 825	27 875	26 963	25 790	28 820	31 500
Prod. av kjemiske råvarer	4 765	5 479	5 293	5 395	5 183	6 060	6 450
Prod. av jern, stål og ferrolegeringer .	7 314	8 802	8 118	7 462	6 922	8 242	9 250
Prod. av aluminium og andre metaller	14 033	14 543	14 465	14 105	13 686	14 518	15 800

NETTOFORBRUKET I KRAFTINTENSIV INDUSTRI FORDELT PÅ NÆRINGSHOVEDGRUPPER. GWh.

Kilde: Statistisk Sentralbyrå. Foreløpige tall for 1983.
For 1984: Eget anslag NVE.

1979 var et «kronår» for den kraftintensive industrien. I 1980 begynte tilbakeslaget med fallende produktpriser på verdensmarkedet. Nedgangen fortsatte gjennom hele 1981 og frem til 4. kvartal 1982 da bunnen ble nådd. Deretter fulgte et oppsving gjennom 1983, med bl.a. et stort prispluss for aluminium – opp ca. 25% fra 1982. For ferrolegeringer var prisøkningene gjennomgående noe mindre, men med store variasjoner for de ulike produkttyper.

Alminnelig forsyning

Nettoforbruket i alminnelig forsyning har i perioden 1978 - 1984 utviklet seg som vist i tabell 2.1.2e.

Tabell 2.1.2e NVE-E 84/9

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	Gj.sn. årlig vekst 78—84(%)
Nettoforbruk fastkraft	41 974	45 226	46 000	48 497	49 906	50 080	52 870	3,9
Treforedling bergverk og industri ellers og anleggskraft.....	10 768	11 548	11 798	11 923	11 647	11 670	12 140	2,0
Priv. og off. tjenesteyting og transport	9 290	10 225	10 577	11 482	11 898	11 950	12 670	5,3
Husholdninger og jordbruk	21 916	23 452	23 625	25 092	26 361	26 460	28 060	4,2

NETTOFORBRUK I ALMINNELIG FORSYNING (GWh)

Kilde: 1978 -1982: NOS Elektrisitetsstatistikk
1983 -1984: NVE's foreløpige anslag

Forbruksveksten har vært sterkest i offentlig og privat tjenesteyting og svakest i bergverk og in-

dustri. Husholdninger og jordbruk har hatt en gjennomsnittlig vekst på linje med alminnelig forsyning samlet.
Siden 1977 har det alminnelige elektrisitetsforbruket steget langt sterkere enn forutsatt i basisprognosen presentert i Energimeldingen 1980. Dette er fortsatt Regjeringens offisielle prognose. En sammenstilling av det faktiske, temperaturkorrigerte forbruket og basisprognosen forutsatt jevn vekst fra 1977 (46 TWh) til 1985 (59 TWh) er gjort i tabell 2.1.2f.

Tabell 2.1.2f NVE-E 84/9

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
A. Alm. forsyning temp. korrigert	46,0	47,5	50,6	52,2	55,5	57,4	59,1	61,4
B. Energimeldingens basisprognose	46,0	47,5	49,0	50,0	52,1	53,7	55,4	57,2
Avvik (A-B)	0	0	1,6	1,7	3,1	3,7	3,7	4,2

ALMINNELIG ELEKTRISITETSFORBRUK REFERERT KRAFTSTASJON: FAKTISK, TEMPERATURKORRIGERT FORBRUK OG BASISPROGNOSEN FRA ENERGIMELDINGEN 1980. TWh.

Ifølge tabell 2.1.2f har det temperaturkorrigerte bruttoforbruket økt med 4,2% pr. år i gjennomsnitt for perioden 1977-84, mens basisprognosen forutsetter en vekst på 3,1% p.a. i perioden 1977-85. Både i 1982 og 83 ble forbruket 3,7 TWh høyere enn prognosert. Dette vil si at det alminnelige forbruk i 1983 ble på høyde med prognosen for 1985. Forbruket i 1984 ser ut til å bli 61,4 TWh eller 4,2 TWh høyere enn prognosert.
Den sterke veksten i det alminnelige elektrisitetsforbruket antas i all hovedsak å skyldes den sterke prisstigningen på oljeprodukter i senere år som har gjort fastkraft sterkt konkurransedyktig med lette oljeprodukter til varmeformål. Noen vesentlig annen forklaringsfaktor til at forbruket har ligget over prognosen er vanskelig å finne; det private konsumet har utviklet seg omtrent som forutsatt, mens industriproduksjonen fra 1980 med unntak for 1984 har vist en jevn nedgang og har i denne perioden isolert trukket forbruket nedover.

2.2 ENERGIPRISENES BETYDNING

2.2.1 Grunnlaget for prispolitikken

Den rikelige tilgangen på energi – i første rekke rimelig vannkraft og olje/gass fra Nordsjøen – gir Norge en handlefrihet på energiområdet som få andre land har. Mens de fleste land må bestrebe seg på å redusere sin importavhengighet av energivarer, kan vi legge opp vår energipolitikk med hovedvekt på å fremme en rasjonell ressursutnytting.
Det har en stund nå vært myndighetenes syn at energiprisene, slik de fremstår for forbrukerne, er det viktigste og mest effektive virkemidlet til å påvirke utviklingen i totalt energiforbruk og fordelingen på ulike energibærere. Energipriser som reflekterer de samfunnsøkonomiske kostnader ved økt bruk av ressurser for energilevering betraktes som viktige for å styre bruken av energi i overensstemmelse med målsettingen om optimal ressursutnytting og dermed også energiøkonomisering.
For de to viktigste energibærerne, elektrisitet og olje, gis det nedenfor en kort omtale av prispolitikken.

Elektrisitet

Det skjelnes her mellom elektrisitet levert til alminnelig forsyning og kraftintensiv industri.
For den kraftintensive industrien og deler av treforedlingsindustrien har Stortinget vedtatt lettelser i leveringsbetingelser m.v. for statskraft som klart ivaretar industri – og distriktspolitiske hensyn fremfor energipolitiske.
Etter Stortingets behandling av siste Energimelding i 1980, har det vært et siktemål at forbrukerprisen på kraft til alminnelig forsyning skulle bringes på nivå med langtidsgrensekostnad innen 1985. Med langtidsgrensekostnad menes den samfunnsøkonomiske kostnaden ved å føre frem ny og mer kraft til forbrukerne. Ved beregning av langtidsgrensekostnad til prissettingsformål har Regjeringen lagt til grunn en kalkulasjonsrente (realrente) på 5% p.a.
I praksis er det imidlertid de enkelte el/energiverkene som fastsetter prisene i sitt forsyningsområde, tradisjonelt ut fra hensynet til dekning av utgifter. Resultatet i dag er at prisene varierer mellom fylker og enda mer innen enkelte fylker.
De sentrale myndigheter har påvirket elektrisitetsprisene til alminnelig forsyning i første rekke gjennom en generell elektrisitetsavgift og fastsettelse av prisen ved engrossalg av statskraft, samt en mer direkte kontroll med tariffene for de el/energiverk som mottar statsstø-

nad. I tillegg kommer at for abonnenter innen husholdning og jordbruk skal det nyttes differensierte merverdisatser tilpasset det enkelte el/energiverks prisnivå. Ordningen tar sikte på at merverdi*beløpet* pr. kWh som den enkelte abonnent betaler, skal være tilnærmet likt i hele landet (unntatt for de tre nordligste fylkene som er fritatt for merverdiavgift på elektrisk kraft).

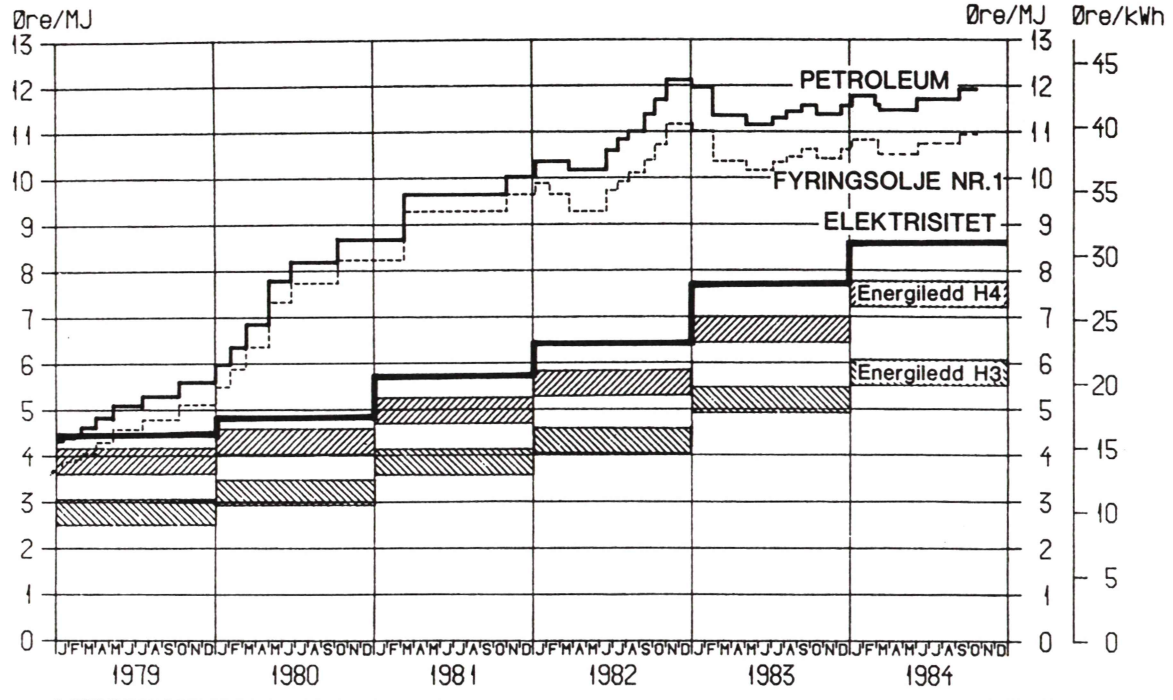
Oljeprodukter

Selv om Norge siden 1975 har vært nettoeksportør av olje, har prispolitikken hele tiden vært at de innenlandske prisene på oljeprodukter skal baseres på verdensmarkedets priser fastlagt i langtidskontrakter. I tillegg oppkreves ulike særavgifter som mineraloljeavgift og bensinavgift. Av disse er det spesielt bensinavgiften som virker fordyrende.

Myndighetenes kontroll med oljeselskapenes produktpriser gjennom en maksimalprisordning ble siste gang opphevet ved årsskiftet 1981/82. Etter den tid har oljeselskapene kun hatt en meldeplikt overfor prismyndighetene ved hver prisendring.

2.2.2 Faktisk prisutvikling

Fig. 2.2.2 NVE-E 84/9



GJENNOMSNITTSPRIS PA ELEKTRISITET TIL HUSHOLDNING OG JORDBRUK INKL. MVA OG ELAVGIFT.
KILDER : FOR 1979/80/81/82 : STATISTISK SENTRALBYRA.
FOR 1983/84 : NVE, FORELØPIGE ANSLAG.
DE TO ANDRE KURVENE VISER BEREGNET PRIS PR. MJ NYTTIGGJORT ENERGI FOR PETROLEUM OG FYRINGSOLJE NR. 1. UTGANGSPUNKTET FOR BEREGNINGENE ER FORBRUKERPRIS INKL. MVA I 0-SONE, ENERGIINNHOLD LIK BRENNVERDI OG EN BRUKSVIRKNINGSGRAD LIK 0,75 FOR PETROLEUM OG 0,70 FOR FYRINGSOLJE NR.1.
KILDE FOR FORBRUKERPRISER : NORSK PETROLEUMSINSTITUTT.

For å illustrere prisvridningen mellom olje og el siden fremleggelsen av siste energimelding, gjengis et prisdiagram som utarbeides i NVE-Energidirektoratet. Diagrammet viser gjennomsnittsprisen på elektrisitet til husholdninger og jordbruk sammenlignet med beregnet pris pr. nyttiggjort energienhet ved bruk av petroleum og fyringsolje nr. 1 til oppvarming. Selv om diagrammet har størst gyldighet for eiere av småhus i deres vurderinger av oppvarmingsalternativ, viser det klart hvor ugunstig prismessig lettoljer faller ut sammenlignet med fastkraft.

For en huseier med H4-tariff – som er den dominerende tarifftypen – vil det være relevant å sammenligne tariffens energiledd med de variable energikostnader ved oljefyring. H4-tariffens energiledd i gjennomsnitt ligger lavere enn elprisen vist i diagrammet.

I fireårsperioden 1974-78 hadde vi et relativt stabilt prisforhold mellom lettolje og elektrisitet. I begynnelsen av 1979 begynte imidlertid en sterk og vedvarende prisstigning på oljeprodukt-

ter frem til årsskiftet 1982/83, hvoretter prisene har vist en fallende og deretter utflatende tendens. Regnet i fast pengeverdi var oljeprisene på sitt høyeste våren 1981. Da var de også høyere enn hva selv høyt oljeprisalternativ i prognoseforutsetningene (til energiprognosene fremlagt i Energimeldingen 1980) tilsa i 1985.
Av oljeprisdiagrammet (fig. 2.2.2) fremgår det at de variable energikostnadene ved lettoljefyring både i 1981 og 1982 var nær det dobbelte av energileddet i en gjennomsnittlig H4-tariff. Men prisforskjellen har avtatt både relativt og absolutt i 1983 og 84.

Konkurranseforholdet olje/elektrisitet er forskjellig rundt i landet, se fig 2.4.4-2.
I tabell 2.2.2 gis en oppstilling av priser pr. okt. 1984 for forskjellige energibærere brukt til romoppvarming. For elektrisitet vil en energipris uten moms på 20 øre/kWh være mest representativ for landsgjennomsnittet. Det fremgår av tabellen at kull er det klart rimeligste energialternativ når utelukkende de variable kostnader medregnes. I motsetning til elektrisitet og olje, som har hatt realprisstigning siden 1979, har kull heller sunket i realpris de senere år.

Tabell 2.2.2 NVE-E 84/10

ENERGIBÆRER	HANDELS-ENHET	PRIS UTEN MOMS	ENERGIINNHOLD VED IDEELL FORBRENNING	ENERGIPRIS VED IDEELL FORBRENNING	INDIVIDUELL OPPVARMING				FJERNVARME UTEN INDIVIDUELL AVREGNING			
					VIRKNINGS-GRAD	VARMEFOR-BRUKSTALL	PRIS NYTTIG-GJORT VARME		VIRKNINGS-GRAD	VARMEFOR-BRUKSTALL	PRIS NYTTIG-GJORT VARME	
							(kr/ GJ)	(øre / kWh)			(kr/ GJ)	(øre/ kWh)
				(kr/GJ)	(%)	(%)			(%)	(%)		
ELEKTRISITET	kWh	15 øre/kWh	3,6	41,7	100	100	42	15	90	120	56	20
		20 øre/kWh	MJ/kWh	55,6	100	100	56	20	90	120	74	27
		25 øre/kWh		69,4	100	100	69	25	90	120	92	33
PARAFIN [1]	liter	244 øre/l	33,7 MJ/l	72,4	75	110	106	38				
FYRINGSOLJE 1 [1]	liter	225 øre/l	35,1 MJ/l	64,1	70	110	101	36	80	120	96	35
FYRINGSOLJE 6A	tonn	1879 kr/t	41,9 GJ/t	44,8					80	120	67	24
BJØRKEVED [2]	favn	1000 kr/f	13,4 GJ/f	74,6	60	115	143	51				
BARVED [2]	favn	900 kr/f	11,7 GJ/f	76,9	60	115	147	53				
FLIS [3]	$f.m^3$	260 kr/m^3	8,4 GJ/m^3	31,0	65	110	52	19	80	120	46	17
SLIPTØMMER [4]	$f.m^3$	197-252 kr/m^3	8,4 GJ/m^3	23,5-30					80	120	35-45	13-16
SKURTØMMER [4]	$f.m^3$	236-484 kr/m^3	8,4 GJ/m^3	28,1-57,6					80	120	42-86	15-31
LØVTRE [4]	$f.m^3$	ca. 215 kr/m^3	8,4 GJ/m^3	25,6					80	120	38	14
KOKS [5]	hl	82 kr/hl	1,28 GJ/hl	64,1	65	115	113	41				
KULL [6]	tonn	400 kr/t	28,1 GJ/t	14,2					75	120	23	8

1) PRIS TIL FORBRUKER I O-SONE, KVANTUM 1000-2399 LITER
2) VEILEDENDE PRIS, TILKJØRT
3) CELLULOSEFLIS LEVERT FRA SILO PÅ SAGBRUK + FRAKT 30 kr/m^3
4) LISTEPRIS FOR VIRKE LEVERT BILVEG + FRAKT 35 kr/m^3
5) PRIS TIL FORBRUKER, SMÅ KVANTA
6) OMTRENTELIG PRIS OPPGITT AV KULLAGENT

HANDELSENHETER FOR TREVIRKE:
1 favn : 4 x 1 x 0,6 m STABLET
1 $f.m^3$: 1 m^3 FAST MÅLT

* * * PRISER FOR FORSKJELLIGE ENERGIBÆRERE BRUKT TIL ROMOPPVARMING * * *

2.2.3 Konsekvenser for forbruksmønstret

Med utgangspunkt i tabell 2.1.2a og underlagsmaterialet for denne, lar det seg gjøre å sette opp en tabell for nyttiggjort energi til stasjonære formål utenom kraftintensiv industri.
Tabell 2.2.3 og den grafiske fremstillingen i fig. 2.2.3 viser klart at totalt nyttiggjort energi til stasjonære formål var synkende i perioden 1979-83 (ikke temperaturkorrigert). I 1984 var det igjen en klar stigning i energiforbruket (+5,8%).

Innenfor denne rammen har fastkraftforbruket økt til fortrengsel for fyringsoljeforbruket. Sistnevnte forbruk er redusert til nær halvparten eller med 51 PJ fra 1978 til 1984, fordelt med 25,3 PJ på lette fyringsoljer og 25,7 PJ TWh på tungolje.

Ved utregningen av *nyttiggjort* energi er brukt flg. *virkningsgrader.*

Fastkraft:	1,00
Tilfeldig kraft:	0,95
Faste brensler:	0,60
Parafin:	0,75
Fyringsolje nr. 1:	0,70
Fyringsolje nr. 2:	0,80
Spesialdestillat:	0,80
Tungolje:	0,85

Tabell 2.2.3 NVE-E 84/9

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Fastkraft, alm. fors.	151,1	162,8	165,6	174,6	179,7	180,3	190,3
Tilfeldig kraft	4,1	5,1	4,2	8,9	7,5	11,5	13,8
Elektrisitet ialt	155,2	167,9	169,8	183,5	187,2	191,8	204,1
Faste brensler	13,7	16,2	17,6	21,9	24,3	25,1	27,3
Lette fyringsoljer	64,1	67,6	58,7	50,9	43,5	37,5	38,8
Tungoje	48,7	51,3	46,0	34,5	29,0	22,8	23,0
Fyringsoljer ialt	112,8	118,8	104,6	85,4	72,5	60,3	61,8
TOTALT NYTTIGGJORT ENERGI	281,7	303,0	292,0	290,8	283,9	277,1	293,2

NYTTIGGJORT ENERGI TIL STASJONÆRE FORMÅL UTENOM KRAFTINTENSIV INDUSTRI, EKSKL. LPG OG LNG. **ALLE TALL I PJ**

(Ekvivalent mengde elektrisk energi regnet i TWh fås ved å dividere med 3,6)

Gjenværende teoretisk mulig potensiale for overgang fra olje til elektrisitet blir etter tabell 2.2.3, 61,8 PJ (17 TWh) - 38,8 PJ (10,5 TWh) til erstatning for lettoljen og 23 PJ (6,5 TWh) for tungoljen regnet som nyttiggjort energi. Ved vurderingen av potensialet for overgang fra olje ut fra forbruket i 1984 må det imidlertid tas hensyn til det spesielt høye forbruket av tilfeldig kraft dette året; det «normale» oljeforbruket ville være større enn hva som er registrert.

2.3 DET FYSISKE ENERGISYSTEM

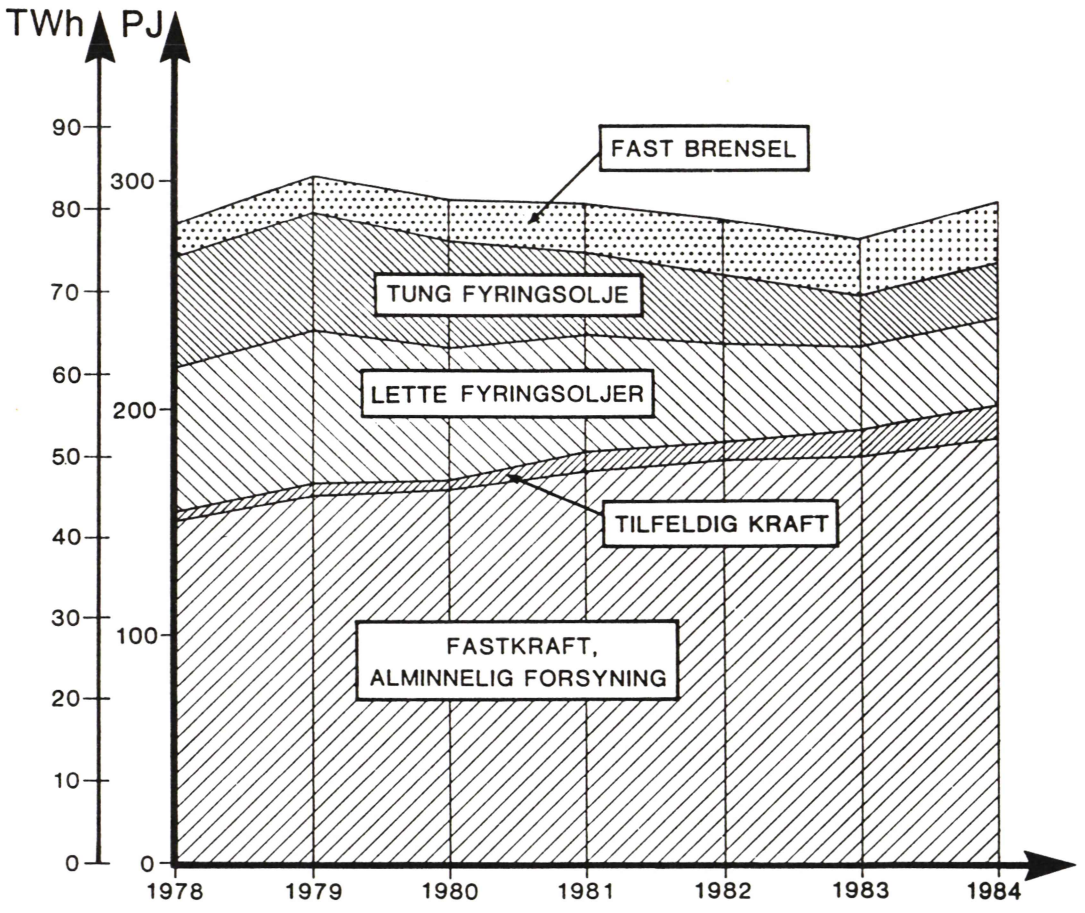
2.3.1 Elkraftsystemet

Produksjonssystemet

Elektrisk energi genereres i vårt land i et sammenmasket system med ca. 480 vannkraftstasjoner med installasjon over 1 MW og med noenlunde jevn spredning over hele landet. Installert stasjonsytelse pr. 1.1.84 var ca. 22 500 MW. Produksjonsevnen for vannkraftsystemet kan uttrykkes ved produksjonen i et år med normale (midlere) tilsig. Denne, såkalte midlere produksjonsevne er en fysisk bestemt størrelse som pr 1.1.1984 var ca 100 TWh/år. Kraftsystemets leveringsevne for fastkraft er den fastkraftmengde som gir det beste samfunnsøkonomiske driftsresultat. Denne er avhengig av en rekke økonomiske størrelser i energimarkedet og av kostnaden ved å øke produksjonsevnen, som igjen er avhengig av krav til avkastning på samfunnets kapital (kalkulasjonsrenten). Ved 5 % p.a. er leveringsevnen for fastkraft fra systemet ca. 93 TWh/år. Leveringsevnen endrer seg ca. 1 TWh/år pr. 1 øre/kWh endring i utbyggingskostnad for ny kraft (langtidsgrensekostnad). Leveringsevne for varmekraft utgjør ca. 300 MW og varmekraftsystemet består stort sett av mottrykksaggregater ved noen større industribedrifter. Innenlands varmekraftproduksjon er ubetydelig i et normalt vannår.

Vannkraftstasjonene har svært forskjellige tekniske karakteristikker og hydrologiske forhold. Eksempelvis varierer reguleringsgraden – som er forholdet mellom magasinvolum og tilsiget i

Fig. 2.2.3



NYTTIGGJORT ENERGI TIL STASJONÆRE FORMÅL UTENOM KRAFTINTENSIV INDUSTRI

EE, 84–10
NVE–ENERGIDIREKTORATET

et middels år – mellom 0% og ca. 300%. Hydrologien skifter fra kystklima til innlandsklima og fra lavland til høyfjell. Det alt vesentlige av kraftstasjonene eies og drives av mellom 60 og 70 driftsenheter. De 30 største driftsenhetene disponerer 92% av produksjonen.

De selvstendige driftsenhetene kan utveksle tilfeldig kraft gjennom Samkjøringen og dette medvirker til en god samlet utnyttelse av vannkraftsystemet.

Det norske vannkraftsystem samkjører gjennom NVE-Statskraftverkene med nabolandene som har kjernekraft- og konvensjonelle varmekraftverk i sine produksjonssystemer. Produksjonspotensialet for fastkraft og det økonomiske utbytte økes betydelig gjennom dette samarbeidet.

Produksjonssystemet er komplisert både teknisk og organisatorisk, og det er vanskelig å lage en modell for beregning av produksjonseevnen til dette systemet med en god representasjon av virkeligheten. Alle beregningsresultater er derfor beheftet med betydelige usikkerheter.

Kraftsystemets leveringsevne for fastkraft

Fastkraft er kraft som leveres med høy leveringssikkerhet. Det vil si at forbrukerne har kontraktfestet krav på å få denne levert fullt ut utenom i spesielt tørre år. Kraftbalansene gjelder for fastkraft.

Kontraktfestet kraft til sluttforbrukere er fastkraftleveranser. Kraften leveres med forbrukets fordeling over året og til fast pris. For å kunne dekke etterspørselen etter fastkraft må leverandørene skaffe seg krafttilgang i samsvar med denne. Krafttilgangen kan komme fra egne kraftstasjoner og ved kjøp på kontrakter fra andre kraftprodusenter. Kontraktene behøver ikke ha samme årsfordeling som fastkraftetterspørselen. Leverandøren må tilpasse disse til karakteristikken av sin øvrige krafttilgang. En kraftleverandør som har overskudd av vinterkraft kan for eksempel supplere seg med sommerkraft for å kunne øke sitt fastkraftsalg.

Fastkraftmengden fra et gitt system er avhengig av markedsforholdene for tilfeldig kraft dersom det tilstrebes et best mulig økonomisk resultat for eieren. Dersom markedet og prisene for tilfeldig kraft øker i forhold til andre økonomiske faktorer – både ved kjøp og salg – vil økonomisk optimal fastkraftmengde reduseres. Fastkraftkvantum kan fastsettes for hver enkelt kraftstasjon, for et kraftselskaps kraftstasjoner eller for hele landet som en enhet. Fastkraftmengden blir større om hele systemet beregnes som en enhet enn for eks. om alle kraftselskapenes fastkrafttilgang summeres til en landssum. Bedre samkjøring når alle kraftstasjonene disponeres som en driftsenhet utgjør forskjellen.

Ut fra en best mulig samfunnsøkonomisk utnyttelse av systemet må det tilstrebes et resultat så nær som mulig opp mot det en samlet drift ville gi. Å nå dette fullt ut er vanskelig i en elforsyning med mange selvstendige eiere slik vårt system er organisert. Ved samdrift gjennom Samkjøringen og kontraktstilpasning mellom produksjons- og engrosverk kommer en imidlertid rimelig nær dette resultat. For å få dette til bør verk som har overskudd for en tid være innstilt på å inngå kontrakter med dem som har underskudd, eller ved at fastkraftoverskudd, som blir omsatt som tilfeldigkraft gjennom Samkjøringen, blir registrert som fastkraft hos sluttforbrukerne.

Statskraftverkene har utnyttet samkjøringen med nabolandene til å øke sitt fastkraftpotensial. Statskraftverkene har høyere reguleringsgrad og relativt rikeligere maskinkapasitet enn resten av det norske systemet. Nyttevirkningen av utenlandsforbindelsene er derfor størst for den ikke-statlige delen av produksjonssystemet. Sett fra totalsystemet kan imidlertid Statskraftverkene for en stor del ta vare på restsystemets nytte av utenlandsmarkedet gjennom kjøp og salg av tilfeldig kraft gjennom Samkjøringen.

Betydelig ubalanse i fastkraftdekningen mellom driftsenhetene de senere år har ført til at det har vært solgt for lite fastkraft i forhold til totalsystemets potensial. Kraftselskapene som har hatt underdekning, har ikke våget å regne overskuddet fra dem som har hatt det som påregnelig. Fastkraftetterspørselen i underskuddsområdene har som følge av dette ikke blitt dekket fullt ut. Dette har ført til restriksjoner på fastkraftsalget ved enkelte enheter («skjult rasjonering»), samtidig med at det som kunne vært fastkraft har blitt omsatt som tilfeldig kraft. Dette har bidratt til lave priser for tilfeldig kraft (korttids grensekostnad). Ved optimal tilpassing mellom tilgang og fastkraftsalg skal korttids grensekostnad i gjennomsnitt være lik utbyggingskostnaden for ny kraft (langtids grensekostnad). En sterkt medvirkende faktor til lave priser for tilfeldig kraft de siste år er at den kraftintensive industrien ikke har tatt ut sitt fastkraftkvantum på grunn av konjunkturforholdene. Den fastkraften de ikke har benyttet har blitt omsatt som tilfeldig kraft.

De lave priser på tilfeldig kraft har ført til at verk som har kjøpt tilfeldig kraft gjennom Samkjøringen for å dekke fastkraftetterspørselen har tjent på dette i forhold til hva det koster å bygge ut ny kraft. Tilsvarende har selgerne til Samkjøringen tapt fordi de ikke har fått dekning for sine faste (finansielle) kostnader. For å få et økonomisk sett rettferdig system er det ønskelig at produksjonsverkene har samme dekningsgrad og leveringssikkerhet for fastkraft. Kontraktstilpassing for den enkelte enhet og optimalt salg av fastkraft fra totalsystemet vil løse dette problem.

Samkjøring. Samkjøringsgevinst

Samkjøring betyr at en rekke kraftstasjoner med forskjellige karakteristikker opererer i samdrift slik at hele systemet får et større fastkraftkvantum, et bedre økonomisk resultat, høyere driftssikkerhet og mindre reservebehov.

Vi kan skjelne mellom en rekke former for samkjøring:

- Hydraulisk samkjøring. Kraftstasjoner i samme vassdrag.
- Hydrologisk samkjøring. Kraftstasjoner med forskjellige hydrologiske forhold.
- Samkjøring mellom kraftstasjoner med forskjellige tekniske karakteristikker (reguleringsgrad og maskinkapasitet).
- Samkjøring på forbrukssiden. Forskjellig fordeling over tid (døgn, uke, måned og år) kan gi samkjøringsgivinst.
- Elektrisk samkjøring. Det er nødvendig at kraftstasjonene opererer på et *felles nettsystem* for å kunne oppnå samkjøringsgevinstene nevnt ovenfor.
- Organisatorisk samkjøring. Samarbeid mellom flere eiere som fører til mulighet og villighet til å utnytte det fysiske system optimalt.
- Samkjøring mellom forskjellige produksjonsformer for elektrisitet (vannkraft, varmekraft, import/eksport)
- Samkjøring mellom elektrisitet og andre energibærere (elektrisitet/olje, elektrisitet/fjernvarme, elektrisitet/varmepumper).

Alle disse former for samkjøring gir grunnlag for gevinst, og det arbeides med å forbedre så vel datagrunnlag som metodikk for å utnytte systemet bedre. Til tross for samarbeidet gjennom Samkjøringen er det nok på organisasjonsplanet det kan oppnåes mest. Ved større enheter med vertikalt ansvar for produksjon og sluttlevering oppnåes det samtidig samkjøringsgevinst på produksjons- og forbrukssiden.

Samkjøringens beregninger for 1983 illustrerer dette godt. Sum fastkraft fra de ansvarlige driftsenheter (65 driftsenheter) viste en fastkrafttilgang på ca. 2 TWh lavere enn sum fastkraftprognoser. Statskraftverkene lå med et «oversalg» på ca. 5,8 TWh over optimalt fastkraftsalg. De øvrige driftsenheter besto i 1983 av en stor gruppe med balanse mellom fastkrafttilgang og fastkraftetterspørsel, en gruppe lå med ca. 1,4 TWh underdekning og en gruppe med i alt ca. 5,1 TWh overdekning. Uten det store oversalget fra Statskraftverkene ville underdekningen hos de andre verkene vært tilsvarende større. Statskraftverkene bidro således i betydelig grad til en utjevning av skjevhetene i kraftdekningen over landet.

Summen av driftsenhetenes fastkrafttilgang inklusive Statskraftverkenes «oversalg» stemmer godt overens med beregnet fastkrafttilgang fra totalsystemet om hele systemet hadde blitt drevet som en enhet. Når de enkelte driftsenheter beregner sin fastkrafttilgang, beregnes denne kun på grunnlag av krafttilgang fra egne ressurser samt kontrakter. Samkjøringsgevinst med andre driftsenheter taes det ikke hensyn til. I 1983 realiserte Statskraftverkene samkjøringsgevinsten ved sitt «oversalg». Statskraftverkene kan realisere et slik oversalg ved å kjøpe opp tilfeldig kraft fra resten av det norske vannkraftsystem og ved samkjøringsmulighetene med utlandet. Dette gir en bra realisering av samkjøringsgevinsten.

Dersom Statskraftverkene skulle redusere sitt «oversalg» og tilsvarende kvantum ikke ble realisert som fastkraft på annen måte, ville en del av fastkraftpotensialet tilflyte markedet for tilfeldig kraft. Samfunnsøkonomisk sett gir ikke dette noe vesentlig tap fordi tilfeldig kraft i betydelig grad går til høyverdige formål som reduksjon av oljeforbruk og øket produksjon i den kraftintensive industri. Det kan også gå til eksport. Utbyggingen planlegges imidlertid ikke for eksport av kraft med fastkraftkarakter.

Statskraftverkene har påpekt at deres «oversalg» er en bedriftsøkonomisk belastning fordi prisen på tilfeldig kraft (Samkjøringsprisen) periodevis har ligget høyere enn statskraftprisen. Dersom det skjer en reduksjon i salget fra Statskraftverkene, bør samkjøringsgevinster søkes realisert på en annen måte. Dette kunne for eksempel skje ved at de andre driftsenhetene øket sitt fastkraftsalg tilsvarende. Hvordan importmulighetene da skulle disponeres må klarlegges. Med Statskraftverkenes monopol på utenlandsforbindelsene kan vanskelig de andre verkene uten videre regne med samkjøringsgevinst med utlandet.

Nettsystemet

Kraftstasjonene ligger spredt i vassdragene over hele landet. Det elektriske nettsystemet har som hovedoppgave å overføre energien fra produksjonsverkene til forbrukerne. Elektrisk energi må i praksis forbrukes i samme øyeblikk som den produseres. Dette stiller meget strenge krav til sikkerhet og pålitelighet i driften av nettsystemet. Mens leveringsinnskrenkninger på grunn av langvarig nedbørssvikt vil kunne planlegges og varsles i god tid vil leveringssvikt på grunn av tekniske feil i forsyningssystemet normalt inntreffe uten forutgående varsel. Regnet pr. kWh ikke levert energi vil de samfunnsøkonomiske konsekvenser av utfall av nettkomponenter derfor være langt større enn konsekvensene av energisvikt. Forsyningssystemet for elektrisitet bør derfor dimensjoneres slik at de fleste tekniske feil ikke fører til leveringssvikt hos forbruker bl.a. ved at det finnes alternative forsynings-

veier ved feil i produksjonssystemet eller nettsystemet.
Det elektriske ledningsnettet består av komponenter med forskjellig systemspenning (230 V – 420 kV) som har forskjellig funksjon. Det er vanlig å skjelne mellom hovednettet, hovedfordelingsnettet og det lokale (høyspennings- og lavspennings-) fordelingsnettet.
Hovednettet er et landsomfattende nett på det høyeste spenningsnivå, stort sett 300-420 kV i Sør-Norge og 132 – 420 kV i Nord-Norge.
Dette nettet gjør det mulig å overføre elektrisk energi mellom landsdeler og til/fra våre naboland. Et hensiktsmessig utbygget hovednett er en forutsetning for å oppnå en høy leveringssikkerhet hos forbrukerne, for en rasjonell utnyttelse av kraftverkene og for effektiv samkjøring med våre naboland.
Hovedfordelingsnettet binder sammen de lokale fordelingsnett og virker som ett hovednett innen den enkelte landsdel. Hovedfordelingsnettet består stort sett av komponenter med systemspenning 66-132 kV. Det er bindeleddet mellom det landsomfattende hovednett og de lokale fordelingsnett.
Det lokale fordelingsnett overfører energien fra hovedfordelingsnettet til den enkelte abonnent. Spenningsnivået i dette nettet varierer fra 230 V på det laveste trinn til 22 kV på det høyeste. Langt de fleste abonnenter er tilknyttet nettet på 230 V nivå. Storforbrukere forsynes på høyere spenningsnivå.
Elektrisk kraft blir i dag fremført til praktisk talt alle boliger og de aller fleste foretak i landet. Når elektrisk kraft først skal fremføres til en abonnent koster det marginalt sett lite å øke kapasiteten på linjesystemet.
Kraftoverføring gjennom nettsystemet er forbundet med energitap. Nettapene utgjør ca 11% av all elektrisk energi levert forbruker. De største tapene opptrer i fordelingsnettet. For alminnelig forsyning, sett under ett, utgjør nettapene totalt ca. 16 % av levert elenergi. For kraftintensiv industri, som stort sett er tilknyttet hovednettet, er tilsvarende tall ca. 3 %.

2.3.2 Tilgangssystemet for annen energi

Elektrisitetsforbruket i vårt land dekkes som nevnt praktisk talt 100 % av vannkraft under normale nedbørsforhold. I spesielt tørre år vil varmekraft, vesentlig fra import, kunne utgjøre opptil 7-8% av forbruket. Innenlands varmekraftproduksjon foregår i dag vesentlig som egenproduksjon i større treforedlingsbedrifter og i kraftintensiv industri. Treforedlingsindustrien har en del mottrykksaggregater med olje, kull eller avlut/avfall som brensel.
Brukstiden for disse aggregatene er avhengig av prisen på tilfeldig kraft. I kraftintensiv industri er det installert enkelte energigjenvinningsanlegg med varmekraftaggregater. Pr 1.1.84 var det i landet installert varmekraftaggregater med en samlet ytelse på 278 MW.
Energiforbruket utenom elektrisitet dekkes vesentlig av oljeprodukter, kull, ved, torv og avfall (vesentlig i treforedlingsindustrien). I den senere tid planlegges og bygges det en del forbrenningsanlegg for avfall og søppel i kommunene. Varmeenergien som produseres utnyttes vesentlig i fjernvarmeanlegg eller i industrien.
Oljeprodukter, som fortsatt utgjør en vesentlig del av energiforbruket i landet, raffineres i 3 oljeraffinerier med en samlet årskapasitet på 12,3 mill tonn (råolje). Dette er vesentlig mer enn forbruket innenlands. Import og eksport av oljeprodukter var i 1983 i nær balanse. Oljeproduktene omsettes i det vesentligste gjennom 6 oljeselskaper. Distribusjon til forbruker skjer i hovedsak med tankbiler. Tap og svinn i raffineriene og i distribusjon utgjør 6-7 % av levert energi. Leveringspåliteligheten for oljeprodukter økes ved lagertankanlegg og ved konkuranse mellom oljeselskapene. Av beredskapshensyn stilles det visse krav til normal lagerbeholdning. I normale tider er leveringspåliteligheten for oljeprodukter nær 100%.
Forbruket av kull og koks dekkes grovt regnet med 1/3 av egen produksjon på Svalbard og 2/3 av import. Omsetningen av kull og koks foregår ved salg fra egne forhandlere. De største forbrukerne importerer selv for eget forbruk og enkelte også for videresalg på det innenlandske marked.
Trevirke til energiformål produseres som ved og som avfall ved sagbruk og i treforedlingsindustrien. Ved som omsettes gjennom vedforhandlere faller dyrere enn elektrisitet og olje i dag og omsetningen er derfor beskjeden. Selvhugst av ved har imidlertid tatt seg sterkt opp i senere år, se tabell 2.1.2a.
Rørbunden varme (fjernvarme) har liten utbredelse i Norge. Enkelte mindre anlegg forekommer i de største byene. Interessen for slike anlegg er imidlertid økende. Varmeenergien produseres i dag i varmesentraler basert på olje, el eller avfall/søppel. Varmeenergien distribueres som varmt vann eller damp via et rørsystem. Energitapene forbundet med distribusjon er vanligvis i området 8-15 % av levert energi.

2.3.3 Forbrukersystemet

Forbruket av energi i vårt land går til dekning av behov for lys, varme, drivkraft og til prosesser i industrien. En stor del av forbruket er i realiteten bundet til én energibærer, nemlig elektrisk kraft. Dette gjelder særlig lys i bygninger, park- og idrettsanlegg, gater osv. Det gjelder også drivkraft i form av motordrift i de fleste stasjonære anlegg samt jernbaner og sporveier. Mange industriprosesser så som elektrolyse, er

elspesifikke. Når vi i Norge dekker en større andel av vårt energiforbruk med el enn noe annet land, så skyldes dette at elektrisiteten har vært konkurransedyktig med annen energi i flere anvendelser enn det som er vanlig i andre land. Dette gjelder spesielt dekking av varmebehov i bygninger og industri. Over halvparten av romoppvarmingen dekkes i vårt land med elektrisk energi og koking og tilberedning av varmt tappevann er hovedsakelig basert på elektrisitet. Forbrukeren ønsker å dekke sitt behov på billigste og mest bekvemme måte. Økende krav til regulerbarhet, renslighet og automatisk styring har gjort at elandelen i energiforbruket er økende i vårt land og i andre industriland.
Fastkraftens leveringssikkerhet er i dag så høy at det for de fleste anvendelser og for normale samfunnstilstander ikke er nødvendig med reserve basert på energibærer som kan lagres, som f.eks. olje. Reserve øker selvsagt kostnadene. På den annen side har den norske bygningsmasse ofte betydelig reservekapasitet i form av alternative oppvarmingssystemer som ofte er installert av beredskapsmessige hensyn. I industrien er det vanlig at varmeenergi produseres i elektrokjeler med brenselsfyrt reserve - oftest olje. Elektrokjelene benyttes når elverket tilbyr priser på tilfeldig kraft som er lavere enn alternativ brenselskostnad. Interessen for utnyttelse av tilfeldig kraft er økende (se avsnitt 3.8.5). Forbrukssystemet for energi er kapital-utstyr med til dels meget lang levetid, og som er tilpasset vesentlig lavere energipriser enn vi har i dag. Det er derfor i mange tilfelle lønnsomt å investere i mer energieffektivt utstyr og i substitusjon med annen energibærer (se avsnitt 3.6).

2.4 ENERGIFORSYNINGENS ORGANISASJON/FORVALTNING OG ØKONOMI

2.4.1 Organisasjon

Omsetningen av oljeprodukter og fast brensel tas hånd om av selskaper og foretak som opptrer uavhengig og uten annen offentlig regulering enn for vanlig næringsvirksomhet. Rasjonell omsetning sikres gjennom konkurransen i markedet. Statens virkemidler i dette markedet er gjennom oljeselskapet NOROL og ved skatter og avgifter på produktene.
Kraftforsyningen er i det alt vesentlige offentlig: kommunal, fylkeskommunal eller statlig. En del industriselskaper har egen kraftproduksjon.
Kraftforsyningen tas hånd om av tilsammen 268 elektrisitetsverk/energiverk (fordelingsverk) - heretter kalt everk, foruten 21 lokale gårds- og grendeverk. Disse forsyner tilsammen ca. 2 mill. abonnenter. Everkene forsynes av ialt 70 engrosverk og rene kraftproduksjonsselskaper. Dessuten finnes 94 industriverk med egenproduksjon. Tilsammen består kraftforsyningen i Norge av 453 selvstendige enheter.
Fig. 2.4.1 viser prinsippet for norsk kraftomsetning.

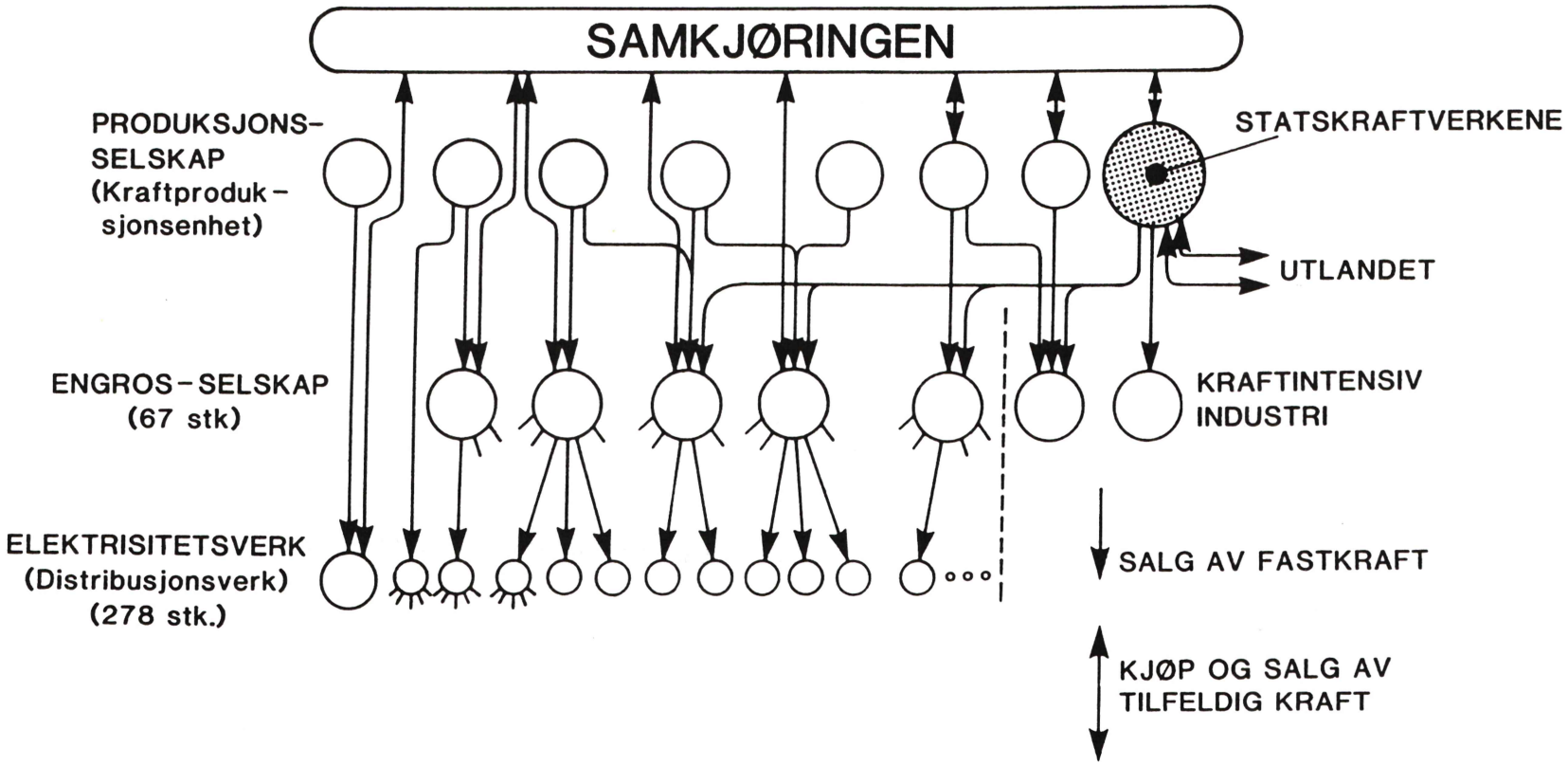
Tabell 2.4.1 viser hvordan abonnentmassen fordeler seg på everkene etter størrelse. 170 av everkene, dvs. 63%, har 5 000 eller færre abonnenter og forsyner bare 15% av den totale abonnentmasse. 27 everk har 1 000 eller færre abonnenter.

Tabell 2.4.1 NVE-E 84/9

Størrelse av everk Antall abonnement	Antall elverk	Pros. av forsynte abonnement	Kumulert prosent
100 000—1 000 000	2	18,8	18,8
40 000— 100 000	7	16,8	35,6
20 000— 40 000	8	10,3	45,9
10 000— 20 000	24	16,0	61,9
5 000— 10 000	57	19,1	81,0
1 000— 5 000	143	18,2	99,2
0— 1 000	27	0,8	100,0

ANTALL FORDELINGSVERK I 1983

De 17 største everkene forsyner ca. 46 % av abonnentene. De 41 største, som alle har 10 000 abonnenter eller mer, forsyner ca. 62 % av abonnentene.



KRAFTOMSETNINGSENHETER

PRINSIPPSKISSE
EKSEMPLER PÅ KONTRAKTSFORHOLD

EE, 82-09
NVE-ENERGIDIREKTORATET

Tabell 2.4.2 viser fordelingsverkenes organisasjonsform.

Tabell 2.4.2 NVE-E 84/9

Størrelse av everk Antall abonnement	Offentlig antall	Prosent abonnement	Privat antall	Prosent abonnement
100 000—1 000 000	2	18,8	0	0,0
40 000— 100 000	7	16,8	0	0,0
20 000— 40 000	8	10,3	0	0,0
10 000— 20 000	23	15,3	1	0,7
5 000— 10 000	54	18,0	3	1,1
1 000— 5 000	113	15,1	30	3,1
0— 1 000	14	0,4	13	0,3

FORDELINGSVERK, ORGANISASJONSFORM

Statskraftverkene eier (1984) ca. 31 % av landets kraftstasjonsytelse (ca. 7 000 MW av totalt 22 700 MW).
Kommunale, interkommunale og fylkeskommunale enheter eier 52% og private selskaper og industriselskaper eier resten – 17%.
Statskraftverkene eier 80-90% av hovedoverføringsnettet, – 420 kV, 300 kV og noen 132 kV-ledninger.
Samkjøringen av kraftverkene i Norge er en forening av kraftprodusenter med i alt 120 medlemmer. Kraftprodusenter med minst 100 GWh/år produksjonsevne kan være medlem av Samkjøringen. *(Alle som var* medlemmer før omdannelsen (1970) fikk fortsette og bestemmelsen om egenproduksjon for medlemsskap fikk derved liten betydning.) Samkjøringen samordner medlemmenes kraftproduksjon og former et marked for tilfeldigkraft til utveksling mellom medlemmene.
Statskraftverkene er også medlem av Samkjøringen. Statskraftverkene, som i formen i det vesentlige er en produksjonsenhet, selger kraft til kraftintensive industribedrifter og til engrosselskaper eller fordelingsverk for alminnelig forsyning.
Statskraftverkene tar hånd om kraftutvekslingen med naboland.
NVE er ut fra instruks for NVE og St.prp. nr. 100 (1959-60), pålagt oppgaven bl.a. å «foreta undersøkelser omkring landets elektrisitetsforsyning, og energiforsyning og energibruk, våke over offentlige og almene interesser i samband med denne og derunder fremme forslag til vedkommende departement, samt forestå elektrisitetstilsynet», og «være rådgivende organ for vedkommende departement i vassdrags-, elektrisitets- og energisaker .....».

2.4.2 Lovgrunnlag av betydning for organisasjon av norsk kraftforsyning

Kraftforsyningen i vårt land reguleres i det vesentligste av følgende lover:

- Elektrisitetsloven
- Tilsynsloven
- Konsesjonsloven
- Ervervsloven

Dessuten finnes noen i og for seg viktige lover, som har perifer interesse i denne sammenheng:

- Vassdragsreguleringsloven
- Oreigningsloven
- Lov om sivilforsvarsmessig sikring av kraftforsyningen
- Lov om rasjonering av elektrisk energi
- Krigsloven – om beredskap.

Elektrisitetsloven krever at myndighetene må gi tillatelse til å bygge og drive elektriske installasjoner. Overføringsanlegg for høyere spenning enn 24 kV krever tillatelsle fra myndighetene. Slik myndighet er delegert til NVE.
For overføringsanlegg under dette nivå gis generell tillatelse – såkalt områdekonsesjon – til den organisatoriske enhet som står for kraftforsyningen til abonnentene innen det geografisk bestemte området. Alle fordelingsverkene og en del industriverk har slik områdekonsesjon.
Elektrisk maskineri i kraftproduksjonsanlegg og fordelingsanlegg for spenning under 1000 Volt kan bygges og drives uten konsesjon.
Lovverket gir ikke grunnlag for å kreve anlegg bygget med mindre konsesjon er søkt og gitt.
Så vel konsesjon på elektriske anlegg som områdekonsesjon er gitt i det alt vesentlige for å etablere anlegg og forsyningsenheter. Organisasjonsmønsteret er sterkt farget av dette og av at denne utvikling har foregått over en lang periode – snart 100 år.

2.4.3 Gjeldende målsettinger for rasjonalisering av norsk kraftforsyning

Rollefordeling, rettigheter og plikter

Olje- og energidepartementet har ansvaret for utforming av forslag til Stortinget og gjennomføring av statens energipolitikk. En del oppgaver er delegert til NVE som antydet i foregående

avsnitt. Spesielt har Energidirektoratet oppgaver med koordinering av planleggingen og andre fellestiltak innen elforsyningen. Direktoratets arbeid på dette området resulterer i forslag til NVE's Hovedstyre og OED.
Moderne everksdrift er basert på distribusjonssystemer med spenning som krever konsesjon. Til disse konsesjoner (områdekonsesjoner) er som regel knyttet vilkår, som f.eks. plikt til å dekke etterspørselen etter elektrisk energi i det aktuelle område med tilfredsstillende kvalitet. NVE kan etter søknad gi midlertidig dispensasjon fra leveringsplikten.
Everkene bestemmer tariffer og priser innen sine leveringsområder. Verkene er de juridiske kontraktsparter for leverandørsiden ved inngåelse av nye forpliktelser.
Staten kan påvirke prispolitikken gjennom fastsettelse av statskraftprisen, og ved skatter og avgifter på energi. I senere år har Statskraftverkene ikke vært istand til å dekke etterspørselen etter statskraft fullt ut med de gitte priser. Statskraftprisens normerende betydning er derfor også redusert.

2.4.4 Elforsyningens økonomi

Investering og finansiering

I 1982 ble det investert i alt 7783 mill.kr i elforsyningen. Dette fordelte seg med 58 % på produksjonsanlegg, 11 % på overføringsanlegg, 23 % på fordelingsanlegg og 8 % på andre formål. Tabell 2.4.4-1 viser investeringene fordelt på ulike finansieringsformer gjennom tidsrommet 1978 - 1983. Med unntak av 1982 er fordelingen gjort etter skjønn fordi det mangler offisiell statistikk på området.

Tabell 2.4.4-1

	1978	1979	1980	1981	1982	1983[3])
Totale invest.[4])	5 459[1])	5 784[1])	6 459[1])	7 218[2])	7 783[2])	7 435[2])
Statskraftverkene	1 768	1 937	1 924	2 069	1 898	2 182
Andre	3 691	3 847	4 535	5 149	5 885[2])	6 253[2])
Statsstønad	98	100	117	123	107	102
Kommunalbank	198	162	165	153	154	118
Partialobl.lån	0	0	1 186	2 750	2 790	3 000
Utlandet	2 437	2 780	1 422	551	395	350
Egenfinans m.v.	958	728	1 479	1 572	2 435	2 683

INVESTERINGER OG FINANSIERINGSFORMER I ELFORSYNINGEN I LØPENDE MILL.KR

1) Kilde: SSB Elektrisitetsstatistikk
2) Inkl. fjernvarme
3) Foreløpige tall
4) Inkl. renter i byggetiden

Oversikten omfatter såvel produksjonsanlegg som ledninger og andre investeringsformer i sektoren. Denne viser at investeringene i denne sektor utgjør meget betydelige beløp, også sett i forhold til de samlete brutto investeringene i landet. Regnet i faste kroner har investeringsvolumet i perioden 1978-83 holdt seg nokså jevnt på ca. 7 milliarder 1981-kroner. Dette er ca. 35 % over gjennomsnittet for perioden 1974 – 77. Sektorens andel av de samlede investeringer i landet har også vært ganske jevn (gj.sn. 8,5 %), og markert (ca. 47 %) høyere enn for perioden 1974 - 77. Dette fremgår av tabell 2.4.4-2.

Tabell 2.4.4-2

	Gj.snitt 1974–77	1978	1979	1980	1981	1982	1983[3])
Totale invest. i elforsyningen[4])	3 311[1])	5 459[1])	5 784[1])	6 459[1])	7 218[1])	7 783[2])	8 435[2])
DO, i faste 1981-kroner deflatert etter konsumprisindeks	5 343	7 210	7 288	7 388	7 218	6 993	6 988
Volumendring fra året før			1,1 %	1,4 %	- 2,3 %	- 3,1 %	- 0,1 %
Andel av landets samlete invest.	5,8 %	9,0 %	8,8 %	8,2 %	8,6 %	8,0 %	8,6 %

INVESTERINGER I ELFORSYNINGEN I LØPENDE OG FASTE PRISER, VOLUMENDRINGER FRA ÅRET FØR OG I FORHOLD TIL TOTALE INVEST. I NORGE (MILL.KR)

[1]) Kilde SSB. [2]) Inkl. fjernvarme. [3]) Foreløpige tall. [4]) Inkl. renter i byggetiden.

Statskraftverkenes forholdsvise andel av investeringene nådde en topp på 38,3% i 1976, men har senere hatt en relativt sett avtagende tendens og utgjorde i 1983 ca. 24,5%. På grunnlag av antatt mulig energitilgang i årene fremover, er det beregnet at de samlede investeringer i elforsyningen vil ha en svakt stigende tendens frem til 1987-1988 for deretter å flate ut på et nivå på ca. 8,5 Mrd. faste 1984-kroner (7,4 Mrd 1982-kroner) (ekskl. renter i byggetiden). Statskraftverkenes andel av de samlede investeringene antas å stige og nå en topp på ca. 36% (ekskl. renter) og ca. 41 % (inkl. renter) i 1990.
For regnskapsåret 1982 foretok NVE en spørreundersøkelse hos everkene med sikte på å kartlegge nærmere finansieringsforholdene innen norsk elforsyning. Tabell 2.4.4-3 viser hovedresultatene.

Tabell 2.4.4-3 NVE-E 84/9

Investeringsarter / Finansieringsform	Total inkl. renter	Prod. anlegg	Overf. anlegg	Fordelingsanlegg: Hoved-ford.	Fordelingsanlegg: Detalj-ford.	Annet
Lån	45,5	59,8	16,3	34,2	11,1	33,2
NVE-S (Statsregnskapet)	24,4	27,3	77,9	—	—	10,7
Eksterne tilskott	3,8	0,1	0,7	8,9	15,4	8,0
Egen finansiering	26,4	12,8	5,1	56,9	73,5	48,1
I alt (pst.)	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
I alt (mill. kr.)	7 783	4 019*)	857*)	516*)	1 215*)	620*)

FINANSIELL FORDELING AV TOTALE INVESTERINGER PÅ ARTER. 1982. PROSENT.

*) Ekskl. renter i byggetiden (i alt 556 mill.kr)

Av tabellen fremgår at av de totale investeringene er 45 prosent finansiert med lån, 26 prosent med egne midler og 24 prosent gjelder statens investeringer som er finansiert med bevilgninger over statsbudsjettet, og dekket over statsregnskapet for 1982.
Dekningsmåten innen de enkelte deler av forsyningssystemet er vesentlig forskjellig. Innen gruppen «Detaljfordeling» ble 89 prosent av investeringene i 1982 dekket via egne midler og eksterne tilskott, mens bare 13 prosent av investeringene innen gruppen «Produksjonsanlegg» ble finansiert med tilsvarende type midler.
Investeringene i fjernvarmeanlegg – i størrelsesorden 100 mill.kr i 1982 – er med i tallene. Anslagsvis 60 mill.kr er tatt med under «Produksjonsanlegg», mens resten er ført under «Fordelingsanlegg» og «Annet».
På grunn av Statskraftverkenes spesielle finansieringsform er det vanlig å holde disse investeringene utenfor når en vurderer finansieringsmønsteret. Tabell 2.4.4-4 nedenfor gir derfor en oversikt der Statskraftverkenes investeringer ikke er tatt med. Innen gruppen «Produksjonsanlegg» er 82 prosent lånefinansiert (herav 72 prosentenheter via partialobligasjonsmarkedet), mens bare 11 prosent ble lånefinansiert (herav 5 prosentenheter via Kommunalbanken) innen gruppen «Detaljfordelingsanlegg». I denne gruppen ble forøvrig 5 prosent av investeringene finansiert med statstilskott.

Tabell 2.4.4-4 NVE-E 84/9

Investeringsarter / Finansieringsform	Total inkl. renter	Unntatt renter i byggetiden: Prod. anlegg	Overf. anlegg	Fordelingsanlegg: Hoved-ford.	Fordelingsanlegg: Detalj-ford.	Annet
Lån i Kommunalbanken	2,6	0,9	2,4	11,7	4,7	0,8
Ihendehaverobl.	47,5	71,8	58,9	14,5	0,5	20,6
Andre låneformer	10,0	9,6	12,6	8,0	5,9	15,7
(Lån i alt)	(60,1)	(82,3)	(73,9)	(34,2)	(11,1)	(37,1)
Statstilskott	1,8	0,1	1,1	7,4	5,3	0,2
Andre tilskott	3,1	0,1	1,7	1,5	10,1	8,8
Egen finansiering	35,0	17,5	23,3	56,9	73,5	53,9
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

FINANSIELL FORDELING AV INVEST., UNNTATT STATSKRAFTVERKENE, PÅ ARTER 1982. PROSENT

Bortsett fra Statskraftverkenes anlegg finansieres elforsyningen ved statsstønad, lån og egne midler. Bevilgningene til statsstønad har de senere år holdt seg omtrent på samme nivå – vel 100 mill.kr pr. år. Derimot er Kommunalbankens kvote for elforsyning redusert til under det halve i samme periode – regnet i løpende kroner, og er for 1984 bare på 75 mill.kr. Når det gjelder annen lånefinansiering av kraftutbyggingen har denne hovedsaklig skjedd ved partialobligasjonslån på innlandet. Fra og med 1977, til og med første halvår 1980 ble imidlertid lånefinansiering av kraftutbygging stort sett henvist til utlandet. Den finansieringskilde som viser størst variasjon er imidlertid den som i oversikten betegnes som «egenfinansiering m.v.». Denne andelen lå i 1979 på et lavmål av 17 % av de samlete investeringer, ekskl. Statskraftverkene, men har siden økt til 35 % i 1982 og 37 % i 1983. Om en ser spesielt på kraftverksbygging ligger imidlertid egenfinansieringsandelen bare på ca. 17,5 %.

Nesten alle lån legges nå ut med løpetider på 23 – 25 år, med henholdsvis 3 og 5 års avdragsfri periode. Nedbetalingsprofilen er tilnærmet annuitet.

Så sent som i slutten av 1970-årene lå renten for kraftverkslån fremdeles på ca. 7,5 %. Etter at kraftverksutbygging i 1980 ble henvist til det innenlandske marked har rentenivået steget drastisk, og nådde toppen med 13,5 % i 1982. P.g.a. forventningene om et kommende fall i rentenivået finnes det i nesten alle lån en klausul om justering av renten etter ulike tidsintervaller. I annet halvår 1983 og begynnelsen av 1984 har det vært en svak rentenedgang, således at renten for kraftverkslån i 1. halvår 1984 ligger mellom 12,5 og 13 % alt etter hvilken form renteregulerings-klausulen har. På grunn av høy nominell rente og en synkende inflasjon har man idag en realrente som er større enn noen gang siden krigen.

Pris på statskraft til alminnelig forbruk.

Statskraftprisen til alminnelig forsyning fastsettes av Stortinget med 6 mndrs. varsel til kraftkjøperne. Slike prisforhøyelser er skjedd 9 ganger etter 1974. Utviklingen fremgår av nedenstående tabell.

Tabell 2.4.4-5 NVE-E 84/9

Prisen gjelder fra	Nominell pris pr. kWh/øre	Nominell økning %	Realpris i 1984-priser	Økning %
1. juli 1938	0,98	—	12,84	
1. juli 1948	1,00	2	8,27	- 36
1. juli 1949	1,17	17	9,67	17
1. juli 1954	1,50	28	8,76	- 9
1. juli 1956	2,01	34	11,21	28
1. jan. 1964	2,22	10	9,57	- 15
1. jan. 1965	2,42	9	10,00	5
1. jan. 1967	2,67	10	10,25	3
1. juli 1971	2,93	10	8,98	- 12
1. jan. 1973	3,23	10	8,58	- 4
1. jan. 1975	3,88	20	8,44	- 2
1. jan. 1976	4,50	16	8,97	6
1. juli 1977	4,95	10	9,05	1
1. juli 1978	5,94	20	10,04	11
1. juli 1980	7,13	20	10,36	3
1. juli 1981	8,56	20	10,95	6
1. juli 1982	11,13	30	12,79	17
1. juli 1983	13,36	20	14,16	11
1. juli 1984	14,70	10	14,70	4

STATSKRAFTPRIS TIL ALMINNELIG FORSYNING VED 6000 BRUKSTIMER PR. ÅR.

I fig. 2.4.4-1 er statskraftprisen satt i relasjon til konsumprisindeksen og prisutviklingen på kraft til alminnelig forbruk til abonnent i gjennomsnitt for landet. Kurven viser en klar realprisøkning fra 1981 – 1982. Realprisøkningen for statskraft har siden 1980 vært vesentlig sterkere enn gjennomsnittlig elprisøkning i landet. Dette kommer av at statskraftprisen tidligere lå lavt. Fremdeles er statskraftprisen under leveringskostnaden for ny kraft.

Statskraftverkenes andel av kraftproduksjonen i Norge dreier seg om ca. 30 %, men ca. halvpar-

ten av dette går til kraftintensiv industri. En økning av statskraftprisen til alminnelig forsyning gir derfor ikke sterke utslag i elprisene til alminnelige forbrukere. En 10 % forhøyelse av statskraftprisen antas å ville slå ut med 2 - 2,5 % i landsgjennomsnittet i forbrukerprisene. Men utslaget vil variere meget sterkt fra distrikt til distrikt, etter hvor stort islettet av statskraft er. Statskraftprisens anvendelighet som energipolitisk virkemiddel er derfor begrenset.

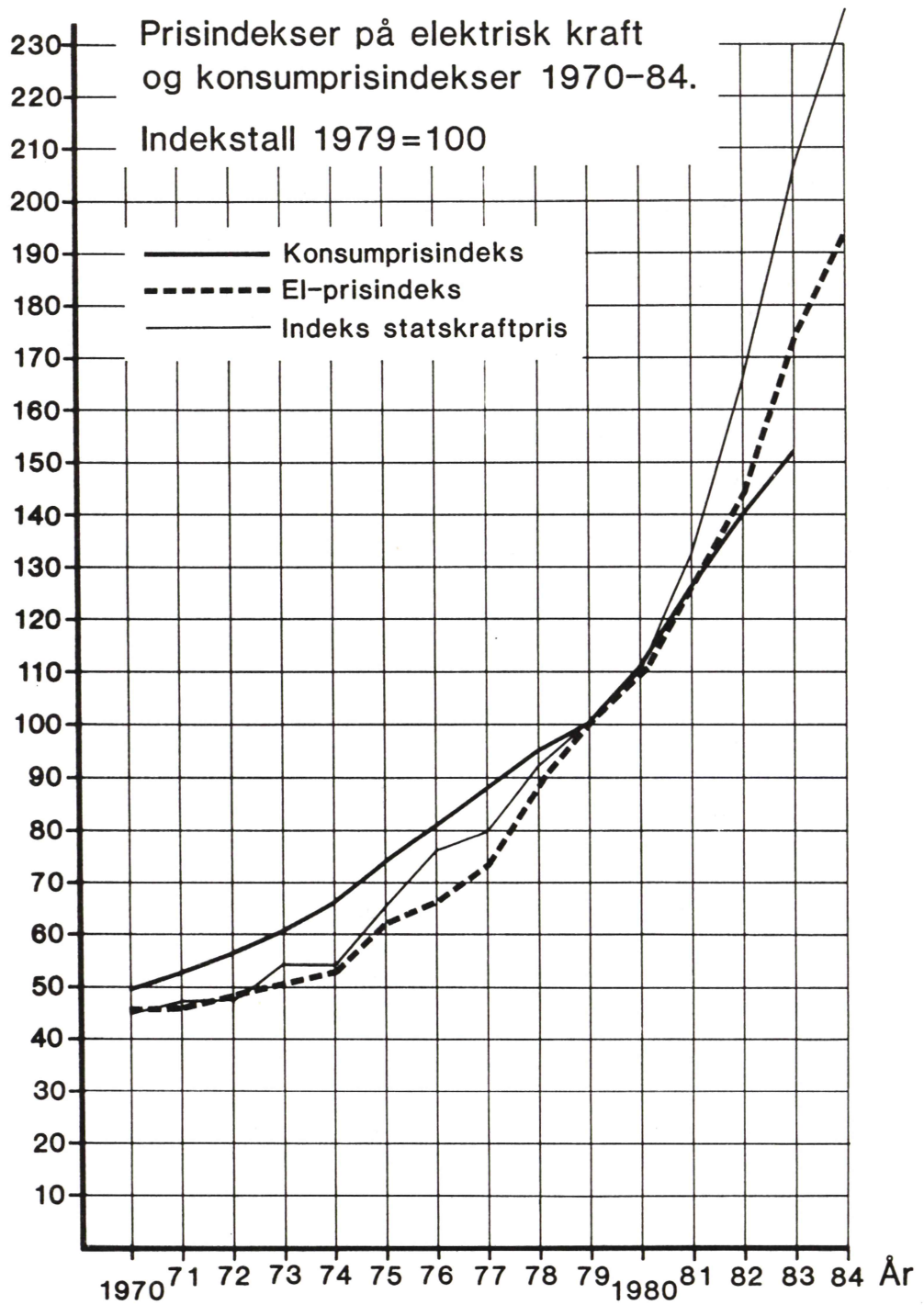


Fig. 2.4.4-1

ESF, 84-2
NVE-ENERGIDIREKTORATET

Elpriser til husholdninger og jordbruk

Tabell 2.4.4-6 viser utviklingen i gjennomsnittlig pris på elektrisitet til husholdninger og jordbruk i perioden 1951-84. Elektrisk kraft har som nevnt steget noe sterkere enn konsumprisen de senere år. Dette har flere årsaker:

- Elforsyningen er en kapitalintensiv sektor, og prisen på kapital dvs. lånerenten har vært på et høyt nivå de senere år, og er ikke blitt redusert etter hvert som inflasjonen har avtatt.
- De mange prisstopper i 70-årene ledet til at mange forsterknings- og fornyingsprosjekter ble utsatt. Samtidig har etterspørselen etter elkraft spesielt til oppvarmingsformål økt som følge av prisøkningen på fyringsolje og parafin.
  Everkene har dermed måttet foreta økte investeringer i nettet for å dekke etterspørselen.
  Det økte behov for kapital til disse oppgavene er ikke alltid fulgt opp med tilsvarende lånerammer og statsstønad til elforsyningen, med det resultat at verkene i større utstrekning har måttet dekke investeringene over de løpende strøminntektene.
- Elektrisitetsavgiften er også økt de senere år. Tabellen viser prisene på elektrisk kraft fra 1951 til 1984 inklusive elavgift og MVA.

Elprisene varierer betydelig fra distrikt til distrikt, avhengig av den lokale elforsyningsøkonomiske situasjon. Figur 2.4.4-2 viser hvordan kraftomsetningen til husholdninger og jordbruk er fordelt på energipris pr. 1.1.1984. Hovedtyngden av omsetningen ligger i prisintervallet 26 - 38 øre/kWh. Enkelte distrikter har priser like ned til 16 øre/kWh mens i andre må forbrukerne betale helt opp til 46 øre/kWh.

Det har lenge vært et politisk mål for sentrale myndigheter å arbeide for en utjevning av prisene. Med dagens organisasjonsstruktur i elforsyningen er dette meget vanskelig. De virkemidler som kan komme på tale er nærmere omtalt i avsnitt 3.9.

Elavgift og MVA på elektrisk kraft

Elavgift er i 1984 fastsatt til 2,7 øre/kWh. Provenyet fra denne avgiften antas å utgjøre ca. 2080 mill.kr dette året.

De tre nordligste fylker er fritatt fra å betale MVA på elkraft til husholdninger. I resten av landet er MVA-satsen 20 % i gjennomsnitt, men satsen varierer betydelig fra distrikt til distrikt avhengig av elprisen på stedet. Avgiften brukes som et virkemiddel for prisutjevning. Provenyet fra MVA antas i 1984 å gi ca. 1487 mill.kr.

3.VIDERE UTVIKLING I ENERGISEKTOREN

3.1 INNLEDNING

Samfunnsutviklingen er idag mer enn tidligere avhengig av en tilstrekkelig og pålitelig tilgang av energi. For knapp eller uregelmessig energiforsyning fører ganske snart til store produksjonstap i nærlingslivet og til vesentlige ulemper i husholdningene. I helsesektoren er liv og helse avhengig av høy sikkerhet i energitilgangen. De økonomiske og sosiale konsekvensene av selv kortvarige avbrudd i energiforsyningen kan derfor bli betydelige.

Leveringssikkerheten er spesielt viktig for elektrisk energi fordi denne energiform kan ikke lagres hos forbrukeren i nevneverdig grad og fordi vitale funksjoner i samfunnet er mer avhengig av elkraft enn av andre energiformer. Dette skyldes utviklingen i senere år mot stadig økende bruk av elektrisitet til drivkraft, styring og regulering av industriprosesser, til maskiner og til automatiske anlegg i jordbruks- og fiskerinæringene, til livsnødvendige funksjoner innen helsevesenet og ikke minst den økende bruk av elektronisk databehandling i alle bransjer. Hverken varehandelen eller bankvesenet kan idag funksjonere ved alvorlig svikt i krafttilgangen.

Målet for planleggingen av den videre utvikling innen energisektoren må fortsatt være å oppnå en akseptabel sikkerhet i energidekningen med rimelige økonomiske kostnader og samfunnsmessige ulemper.

Den energidekning som oppfattes som en norm idag er resultatet av mange års forberedelser. Det tar typisk 10 år å planlegge og bygge større produksjonsanlegg for energi. Disse anlegg skal, når de står ferdige, betjene et samfunn som kan være vesensforskjellig fra det samfunn vi har i dag.

Usikkerheten om den fremtidige samfunnsutvikling synes større idag enn på lenge. Den jevnt sterke økonomiske vekst med lav arbeidsledighet, som den vestlige verden opplevde i etterkrigsårene frem til begynnelsen av 70-årene synes nå avløst av langt svakere økonomisk utvikling og stor arbeidsledighet i de fleste industriland. Strategien for energidekningen bør, på grunn av usikkerheten om fremtiden, være fleksibel så handlefriheten bevares lengst mulig.

Den kraftige prisøkning på olje i 70-årene har gjort vannkraften langt mer konkurransedyktig med olje enn før. Dette har ført til stor substitusjon fra olje til el. Selv om kostnadene ved å fremskaffe mer elkraft fra vannkraftsystemet fremdeles er lavere enn ekvivalent varmeenergi fra f.eks. lettolje, er det mange som mener at vannkraftutbygging bør dempes for å bevare uberørt natur. Striden omkring vannkraftutbyggingen har ført til at konsesjonsbehandling og

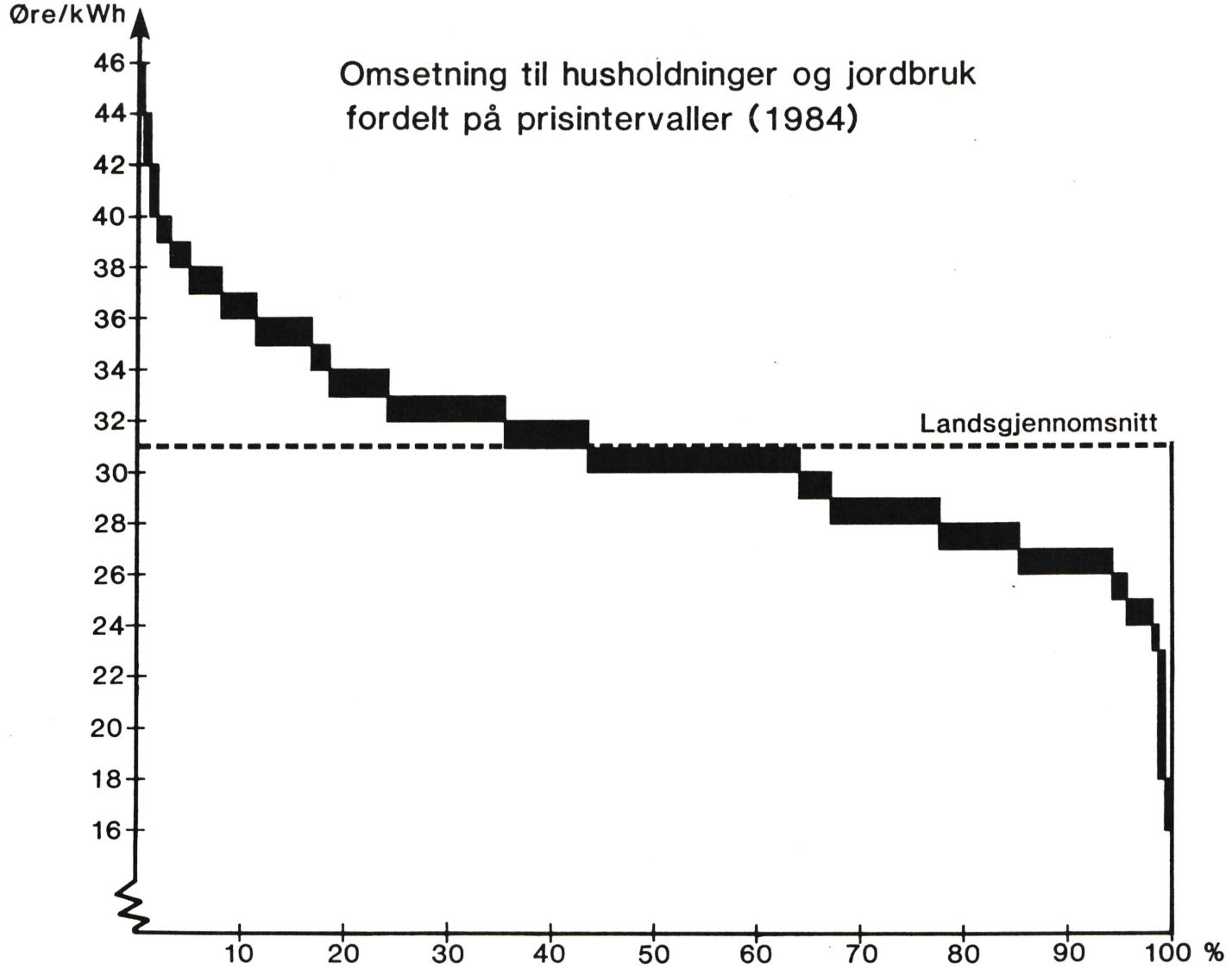

Øre/kWh
Omsetning til husholdninger og jordbruk
fordelt på prisintervaller (1984)
46
44
42
40
38
36
34
32
30
28
26
24
22
20
18
16
Landsgjennomsnitt
10
20
30
40
50
60
70
80
90
100 %
ESF, 84–2
NVE–ENERGIDIREKTORATET

Fig. 2.4.4-2

Tabell 2.4.4-6 NVE-E 84/6

År	Pris inkl. el.avgift og moms	Pris inkl. el.avgift[1]) og moms, korrigert etter konsumprisindeks 1982-kroner	Perioder med prisstopp eller skjerpet prisregulering
1951	3,47	20,46	
1952	3,57	19,34	
1953	3,72	19,77	
1954	3,73	18,96	
1955	4,00	20,11	
1956	4,28	20,78	
1957	4,48	21,16	
1958	4,61	20,80	
1959	4,78	21,02	
1960	4,71	20,72	
1961	4,76	20,42	
1962	5,10	20,74	
1963	5,13	20,33	
1964	5,21	19,54	
1965	5,30	19,07	
1966	5,45	19,02	
1967	5,81	19,41	
1968	6,04	19,53	
1969	6,32	19,79	10.08.69 —
1970	7,34	20,76	1.10.70 20.11.70 —
1971	7,34	19,58	15.11.71
1972	7,73	19,23	7.09.72 — 31.12.72
1973	8,02	18,54	1.11.73 —
1974	8,43	17,81	1.09.74
1975	9,92	18,78	1.09.75 — 31.12.75
1976	10,60	18,38	
1977	11,71	18,63	18.05.77 — 31.12.77
1978	14,19	20,87	10.02.78 — 01.09.78
1979	16,01	22,46	12.09.78 — 31.12.79
1980	17,48	22,11	1.01.80 tillatt økn. 1,2 øre/kWh
1981	20,12	22,40	
1982	22,99	22,99	
1983[2])	27,80	25,64	
1984[2])	31,00	26,98	

GJENNOMSNITTLIG PRIS PÅ ELEKTRISITET TIL HUSHOLDNINGER OG JORDBRUK: ØRE PR. KWH.

1) Elavgift 0,1 øre/kWh 1.7.51
0,2 øre/kWh 1.7.56
0,4 øre/kWh 1.1.71
1,0 øre/kWh 1.5.74 husholdninger unntatt
2,0 øre/kWh 1.7.78
2,2 øre/kWh 1.1.81
2,5 øre/kWh 1.1.83
2,7 øre/kWh 1.1.84
Merverdiavgift på husholdningsstrøm fra 1. januar 1970, unntatt for Nordland, Troms og Finnmark.

2) Foreløpige anslag beregnet av NVE.

politisk avklaring tar mye lengre tid enn tidligere, bl.a. fordi det forlanges at flere alternativer og konsekvenser skal utredes.

Et alternativ som har fått økende oppmerksomhet i senere år er energiøkonomisering både i energiforsyningen og hos forbrukerne. Den kraftige absolutte og relative prisøkning vi har hatt på energibærere, særlig på oljeprodukter, har gjort det lønnsomt å investere i tiltak for å redusere energitapene på alle trinn i energiflyten. Energiøkonomisering eller ENØK blir sett på som en ny «energiressurs» fordi en energienhet spart ved f.eks. bedre isolering av eldre boliger åpenbart er minst like verdifull som en energienhet produsert og overført til forbrukeren – så lenge etterspørselen etter energi er økende. Siden det er *nytteverdien* av energien som har betydning for energibrukeren er det klart at balansen mellom tilgang på og etterspørsel etter energi kan sikres ved å redusere tapene i de forskjellige deler av distribusjonssystemet eller hos forbrukerne eller ved å tilføre mer energi til systemet ved å investere i nye produksjonsanlegg, eller ved en kombinasjon av begge deler.

3.2 PRINSIPIELT GRUNNLAG FOR PLANLEGGINGEN

Ved planlegging av den videre utvikling av energisystemet vil NVE legge følgende prinsipper til grunn:

1. All planlegging baseres på forutsetninger som ligger innenfor rammer trukket opp av folkevalgte organer.
2. Innenfor disse rammer er det overordnede mål for planleggingen å tilstrebe energiøkonomisering i produksjon, distribusjon og bruk av energi i alle sektorer, dvs. samfunnsøkonomiske optimale løsninger.
3. Energibrukerne bør fortsatt ha fritt konsumvalg. Dette innebærer at etterspørselen fortrinnsvis bør påvirkes gjennom prisen på energivarer og tjenester og informasjon om faktiske forhold i energimarkedet.
4. For å oppnå størst mulig samfunnsøkonomisk nytte må en prøve å få minimalisert kostnadene for alle energiforsyningssystemene. (Dette betyr at hvert prosjekt må vurderes som tilskudd til det bestående energisystem og mot alternative løsninger for å dekke det gitte energibehov.) I praksis skal elektrisk energi fremføres til alle. Ved vurdering av alternativt energisystem, f.eks. fjernvarme, må derfor totalkostnaden for dette sammenlignes med kostnaden for å oppdimensjonere det elektriske system.
5. Det må sikres at det prinsipielt stilles samme krav til avkastning på alle investeringer for alle prosjekter og på alle sektorer.
6. Minimum totalkostnad oppnås ved å introdusere nye energiinnvinningsprosjekter etter økende kostnad. Ny energiproduksjon betraktes her på linje med energiinnvinning gjennom redusert tap i det bestående energisystem inklusive energitap hos energibrukerne.

3.3. KOSTNADSBEGREPER

Energibalansen i landet bør søkes realisert med minst mulig kostnad og ulemper for samfunnet. En del av ulempene, så som forurensing av luft og vann og belastning på uberørt natur, lar seg vanskelig kvantifisere i kroner og øre. De tas imidlertid indirekte med i nytte-kostnadsvurderingen under konsesjonsbehandlingen av nye energiprosjekter når Stortinget foretar den endelige avveining. Når et prosjekt som rent kostnadsmessig er det billigste, blir nektet konsesjon fordi ikke-kvantifiserbare ulemper er for store, betyr det at andre og dyrere prosjekter (som har mindre ulemper) må velges.
Dette fører til høyere kostnader og priser for vedkommende energibærer, og denne kostnadsøkningen gir uttrykk for Stortingets vurdering av «miljø-kostnadene». Dette er også tilfelle når konsederte prosjekter blir dyrere som følge av krav til utførelse av miljøhensyn.
I det følgende omtales kort de vanligst brukte kostnadsbegreper i samfunnsøkonomisk analyse.

3.3.1 Kalkulasjonsrenten

Utbyggingen av elektrisitetsforsyningen er kapitalkrevende. Dette gjelder særlig der energiproduksjonen er basert på fornybare energikilder som f.eks. vannkraft eller solenergi og for kjernekraft. Utvinning av olje, gass og kull er også kapitalkrevende. Denne kostnad reflekteres i prisene, mens kapitalkostnadene for kraftanlegg basert på slike energibærere faller rimeligere.
Energisystemet kan betraktes som et hele. De forskjellige aktører i dette opptrer som uavhengige økonomiske enheter. De gjennomfører sine prosjekter, dvs. de tilfører dette systemet komponenter, med eller uten tillatelse avhengig av lovverket. For prosjekter som krever konsesjon må konsesjonsmyndigheten kunne vurdere om prosjektet er lønnsomt sett i samfunnsmessig sammenheng. Prosjektene må da presenteres med likeartede økonomiske karakteristikker for å gjøre en sammenligning mulig. Her nyttes faktorer som forteller om prosjektets faktiske (reelle) verdi for samfunnet. Dette uttrykkes i kalkulasjonsrenten, som representerer samfunnets krav til avkastning på den kapital som stil-

les til disposisjon for realisering av prosjektet, dets økonomiske levetid (nyttbarhetstid) og løpende utgifter til drift og vedlikehold.
Prosjektenes samfunnsøkonomiske lønnsomhet vil også kunne være en hensiktsmessig referanse for prosjekter som gjennomføres uten konsesjon, det vil si gi grunnlag for å tilrettelegge politikk som fører til de samfunnsøkonomisk riktige resultater også på områder som ligger utenfor konsesjonsmyndighetens direkte ansvarsområde.
Kalkulasjonsrentesatsen vil være avgjørende for en rekke viktige valg under planleggingen:

a. Hvorvidt vannkraftressurser er interessante sammenlignet med annen kraftproduksjon.
b. Dimensjonering av komponenter i energiforsyningssystemet.
c. Hvor mye fastkraft det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å avsette fra det eksisterende forsyningssystem.
d. Når og hvordan energiforsyningssystemet skal bygges videre ut.
e. Hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å satse på å oppnå mindre forbruk av energi ved energiøkonomisering i stedet for å øke leveringsevnen i systemet.

Hvis prisene skal fastsettes på samfunnsøkonomisk grunnlag, vil dessuten kalkulasjonsrenten innvirke på prisene og dermed i noen grad på kraftetterspørselen.
En høy kalkulasjonsrente betyr at planleggingen blir mer kortsiktig fordi inntekter og utgifter forbundet med et investeringsobjekt på lengre sikt tillegges mindre vekt. Prosjekter med lave kapitalkostnader og høye driftskostnader, som varmekraftverk, vil derfor bli relativt mer interessante. Enøktiltak for å redusere energitap i tilgangssystemet eller hos forbruker hvor kostnadene er vesentlig kapitalkostnader blir også mindre interessante samfunnsøkonomisk sett. På den annen side vil det være lønnsomt å omsette relativt mer fastkraft, dvs. senke leveringssikkerheten fra et gitt vannkraftsystem. Dimensjoneringen av nye vannkraftprosjekter vil dessuten bli slik at naturinngrepene reduseres.

Utvikling av kalkulasjonsrentesatsen

Kravet til avkastning på offentlig investert kapital vil være avhengig av den generelle økonomiske utvikling i samfunnet og av hvordan folk prioriterer sparing i forhold til konsum i dag.
Gjennom sosialøkonomiske analyser kan kalkulasjonsrentesatsen avledes av forventningsverdier knyttet til den økonomiske utvikling og sparepreferansen.
Fra ca. 1970 og fram til 1979 benyttet NVE en kalkulasjonsrentesats i området 8-10 % i den samfunnsøkonomiske planlegging av kraftforsyningssystemet.
I rundskriv R-3/1975 anbefalte Finansdepartementet at 10 % skulle benyttes ved offentlige investeringer. I 1978 reduserte departementet denne satsen til 7 %.
Under Stortingets behandling av energimeldingen nr. 54 (1979-80) og som grunnlag for prissettingen ble det tatt til orde for en ytterligere reduksjon av avkastningskravet.
For tiden (1984) er det uklart hvilken kalkulasjonsrentesats vi skal bruke i de samfunnsøkonomiske analyser som gjøres i Energidirektoratet, bl.a. ved vurderingen av konsesjonssøkte prosjekter.

Valg av kalkulasjonsrentesats, sett fra Energidirektoratets side

Når langtidsgrensekostnad er rettesnor for prissettingen, blir prisnivået, som tidligere nevnt, avhengig av kalkulasjonsrenten. I NOU 1983:25 «Bruk av kalkulasjonsrente i staten» hevdes at det bør brukes samme kalkulasjonsrente for prosjektvurderinger som for prissettingsformål. Dette var visstnok også forutsetningen under Stortingets behandling av St.meld. nr. 54 (1979-80).
Den fremtidige økonomiske utvikling i Norge er behandlet bl.a. i NOU 1983:37 «Perspektivberegninger for norsk økonomi frem til år 2000». Ut fra et basisalternativ i disse beregninger avledes en kalkulasjonsrentesats på 5,8 %. Det er også vist til at avkastningen ved å øke norsk realkapital gjennom de senere år er beregnet til 5-6 % p.a.

Energidirektoratets konklusjon

På grunnlag av direktoratets eget arbeide med samfunnsøkonomiske analyser innen energisektoren, og da først og fremst kraftsektoren, og de opplysninger som foreligger om forventet fremtidig økonomisk utvikling, Stortingets målsetting når det gjelder kraftdekningen m.v., synes det rimelig å legge til grunn en kalkulasjonsrentesats i området 5 – 6 % for den samfunnsøkonomiske planlegging av energiforsyningsprosjekter. Energidirektoratet vil anbefale at man velger en sats på den lave siden og foreslår følgelig en kalkulasjonsrentesats på 5 % p.a. for investeringsformål innen kraftsektoren.

3.3.2 Langtidsgrensekostnad for fastkraft (LTGRK)

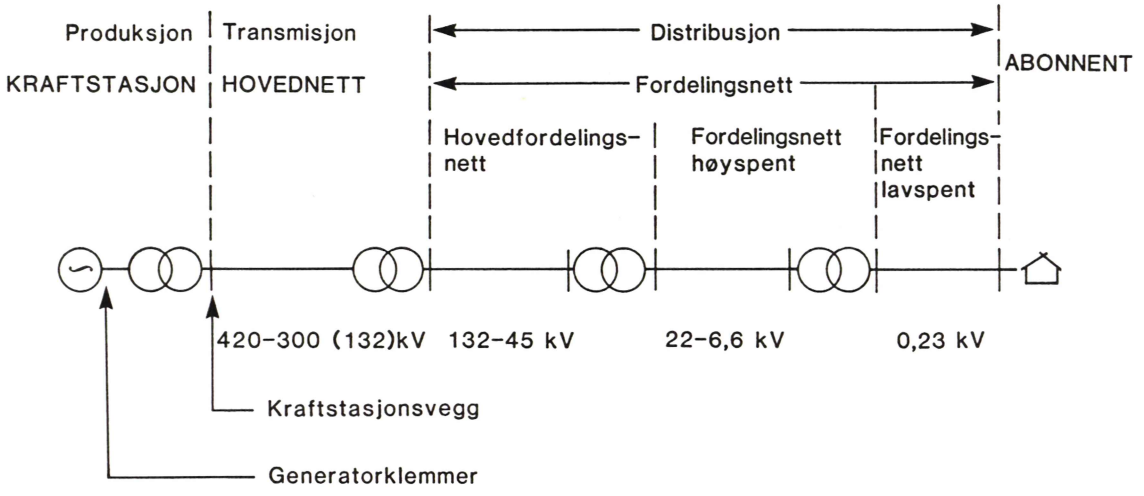
Elektrisitetssystemet er uten sammenligning det viktigste energisystem i vårt land. Det er et integrert system som praktisk talt alle husstander og alle stasjonære virksomheter er tilknyttet. Spørsmålet om det er riktig å øke ytelsen fra dette systemet eller dekke økende etterspørsel med annen energiform eller ENØK-tiltak må sees på bakgrunn av hva den økede ytelsen fra elektrisitetssystemet koster i forhold til kostnader for alternativene.
Langtidsgrensekostnad for fastkraft uttrykker

hva det samfunnsøkonomisk koster å øke kraftsystemets evne til å produsere og levere fastkraft til mottakere som allerede er tilknyttet kraftsystemet. Langtidsgrensekostnaden er således en marginalkostnad. Dersom dyrere kraftkilder må tas i bruk for å dekke et økende fastkraftbehov vil LTGRK stige med årene (realprisstigning).
Den fullstendige kostnadsfunksjon for leveranse av fastkraft til en abonnent består av et forbruksavhengig ledd og et forbruksuavhengig ledd. Det forbruksavhengige ledd (øre/kWh) uttrykkes ved langtidsgrensekostnaden for fastkraft. Det forbruksuavhengige ledd (årskostnad pr. abonnent) skyldes hovedsakelig everkets kostnader for tilknytning av nye abonnenter, vedlikehold og administrasjon av abonnementet.
Langtidsgrensekostnaden er avhengig av hvilket snitt i kraftsystemet kraftuttaket refereres til. Ved beregning av LTGRK er det vanlig å operere med en tredeling av kraftsystemet.

- Kostnader ved *produksjon*: Bygging og drift av nye kraftstasjoner, evt. utvidelse av eksisterende stasjoner.
- Kostnader ved *overføring (transmisjon)*: Forsterkning og drift av hovednettet.
- Kostnader ved *fordeling (distribusjon)*: Forsterkning og drift av fordelingsnettet.

Ved summasjon må kostnadsbidragene korrigeres for *energitap* i bakenforliggende nett. Fig. 3.3.2-1 viser en skjematisk oppdeling av det norske kraftsystem.

Fig. 3.3.2-1 NVE-E 84/9



Følgende beregninger er gjort samlet for hele det norske kraftsystem. Det er tatt utgangspunkt i en prognose for framtidig fastkraftforbruk som gitt i St.prp. 130 (1981-82) som er Regjeringens siste offisielle prognose, og en dertil hørende dekningsplan stilt opp av NVE. Beregningene er gjort med 7 % og 5 % kalkulasjonsrente og tallene er gitt med *pengeverdi 1.1.84.*
Vannkraftprosjekter er forutsatt å dekke økningen i fastkraftbehovet fram mot århundreskiftet. Deretter er behovsøkningen forutsatt dekket med kullkraft.
Tabell 3.3.2-1 viser langtidsgrensekostnad for fastkraft til alminnelig forsyning og kraftintensiv industri referert tre ulike snitt i kraftsystemet (øre/kWh) for årene 1984 og 1990.

Tabell 3.3.2-1 NVE-E 84/9

Snitt:		Kraftstasjon/ hovednett		Hovednett/ fordelingsnett		Fordelingsnett/ abonnent	
	År	5 %	7 %	5 %	7 %	5 %	7 %
Alm.....	1984	15	20	18	24	22	29
forsyning	1990	16	21	20	26	24	31
Kr. int.	1984	14	19	16	21		
industri.....	1990	15	20	17	23		

LANGTIDSGRENSEKOSTNAD FOR FASTKRAFT TIL ALM. FORSYNING OG KR.INT. INDUSTRI FOR ÅRENE 1984 OG 1990 REFERERT ULIKE SNITT I KRAFTSYSTEMET (ØRE/KWH). 5 OG 7 % KALKULASJONSRENTE. PENGEVERDI 1.1.84.

Det må understrekes at beregningen av LTGRK, særlig i 1990, er usikker. Den er bl.a. avhengig av en usikker prognose for forbruksutviklingen som grunnlag for et planlagt utbyggingsprogram. Den teknologiske utvikling og forhold på arbeidsmarkedet kan også føre til endringer i kostnadsnivå i årene fremover. I senere år har f.eks. gjennomføringen av arbeidsmiljøloven ført til vesentlig kostnadsøkning ved kraftanlegg. Utviklingen av anleggsteknikken har derimot bidratt til å redusere utbyggingskostnadene over tid.

3.3.3 Indifferenskostnad for fastkraft (IDFFK)

Lønnsomheten av investeringer i energiinnvinningsprosjekter i forsyningssystemet eller hos forbruker avhenger av langtidsgrensekostnaden for ny fastkraft – ikke bare idag, men hvordan denne utvikler seg over prosjektets levetid. Dersom langtidsgrensekostnaden antas å stige i prosjektets levetid vil det være riktig å investere noe mer pr. kWh innvunnet energi enn dagens LTGRK tilsier.

Indifferenskostnaden for fastkraft (IDFFK) (kr/kWh pr. år) for et gitt prosjekt beregnes ved at langtidsgrensekostnaden for hvert år over prosjektets levetid diskonteres til tidspunkt for idriftssettelse. Indifferenskostnaden kan også angis på annuitetsform (øre/kWh) og gir da verdien av en kWh fra prosjektet veid over prosjektets levetid.

IDFFK angir kostnadsgrensen for samfunnsøkonomisk lønnsomme (dvs. energiøkonomiserende) investeringer i kraftforsyningssystemet og hos forbrukere av elektrisk kraft. Det kan være investeringer for å øke kraftproduksjonen, redusere nettapene eller redusere kraftbehovet hos forbruker. IDFFK angir f.eks. kostnadsgrensen for marginale deler av et vannkraftprosjekt, det kan være for valg av damhøyde, tunneltverrsnitt, marginale vannoverføringer m.v. På samme måte som langtidsgrensekostnaden avhenger også indifferenskostnaden av i hvilket snitt i kraftsystemet investeringen foretas.

Med utgangspunkt i verdiene for langtidsgrensekostnad i årene framover (tabell 3.3.2-1) beregnes indifferenskostnaden for fastkraft til alminnelig forsyning.

Tabell 3.3.3-1 og 3.3.3-2 viser indifferenskostnader for fastkraft til alminnelig forsyning for årene 1984 og 1990 på h.h.v. annuitetsform (øre/kWh) og diskontert (kr/kWh pr.år). Indifferenskostnaden er beregnet for prosjekter med økonomisk levetid på 15 år, 25 år og 40 år.

Tabell 3.3.3-1 NVE-E 84/9

Snitt:		Kraftstasjon/ hovednett			Hovednett/ fordelingsnett			Fordelingsnett/ abonnent		
Øk. levetid:		15 år	25 år	40 år	15 år	25 år	40 år	15 år	25 år	40 år
1984	5 %	16	20	22	19	23	25	23	28	30
	7 %	21	23	25	25	28	29	30	33	34
1990	5 %	21	23	24	24	27	28	29	32	33
	7 %	25	26	27	29	31	32	34	37	37

INDIFFERENSKOSTNAD FOR FASTKRAFT TIL ALM. FORSYNING FOR ÅRENE 1984 OG 1990.ANNUITETSFORM (ØRE/KWH). PENGEVERDI 1.1.84

Tabell 3.3.3-2 NVE-E 84/9

Snitt:		Kraftstasjon/ hovednett			Hovednett/ fordelingsnett			Fordelingsnett/ abonnent		
Øk. levetid:		15 år	25 år	40 år	15 år	25 år	40 år	15 år	25 år	40 år
1984	5 %	1,7	2,8	3,7	2,0	3,3	4,3	2,4	3,9	5,1
	7 %	1,9	2,7	3,3	2,3	3,3	3,9	2,7	3,9	4,6
1990	5 %	2,1	3,3	4,2	2,5	3,8	4,9	3,0	4,5	5,7
	7 %	2,2	3,1	3,6	2,7	3,6	4,3	3,1	4,3	5,0

INDIFFERENSKOSTNAD FOR FASTKRAFT TIL ALM. FORSYNING FOR ÅRENE 1984 OG 1990.DISKONTERT FORM (KR/KWH PR. ÅR). PENGEVERDI 1.1.84

Ved oppisolering av en eldre bolig med antatt gjenværende levetid på 25 år vil man i 1984, samfunnsøkonomisk sett, iflg. tabell 3.3.3-2 kunne investere inntil 3,90 kr/(kWh spart pr.år) ved 5 % kalkulasjonsrente.
Siden indifferenskostnaden er avledet av langtidsgrensekostnaden over tid vil IDFFK selvsagt være beheftet med de samme usikkerheter.

Langtidsgrensekostnad for fastkraft fra systemet bør legges til grunn for samfunnsøkonomiske analyser av så vel energiressurs som ved sammenligning av konkurrerende energisystemer på brukersiden. Kostnaden ved bygging og langsiktig utvikling av ethvert nytt system bør vurderes mot kostnaden ved forutsatt langsiktig utvikling (indifferenskostnaden) for det bestående system.

3.3.4 Forbruksuavhengige kostnader (faste årskostnader pr. abonnement)

Forbruksuavhengige kostnader (faste årskostnader pr. abonnement) skyldes everkets kostnader forbundet med tilknytning, vedlikehold og administrasjon av abonnementet. Dette kostnadsleddet har tidligere vært beregnet som en middelverdi for hele landet. P.g.a. den store spredningen i de faktiske kostnader fra everk til everk har vi funnet det riktig å angi fastleddet avhengig av type forsyningsområde.

Tabell 3.3.4-1 viser beregnede størrelser på de forbruksuavhengige kostnader for fire ulike typer forsyningsområde.

Tabell 3.3.4-1 NVE-E 84/9

Type forsyningsområde	7 %	5 %
Spredt bebyggelse i vanskelige forsyningsområder f.eks. i ytre kyststrøk:	3 500	3 000
Spredt bebyggelse i lettere forsyningsområde f.eks. Østlandet:	2 800	2 400
Relativt konsentrert landsbygdforsyning:	1 800	1 500
Forsyning av større tettsted/mindre by:	1 300	1 100

FORBRUKSAVHENGINGE KOSTNADER (KR/AB. ÅR). PENGEVERDI 1.1.84 (AVRUNDEDE TALL).

3.3.5 Kostnadsutviklingen for kraftverksprosjekter

Beregningene av langtidsgrensekostnad i avsnitt 3.3.3 er som nevnt basert på Regjeringens siste offisielle prognose som underlag for NVE's foreslåtte oppdekningsplan. Tidspunkt for igangsetting og rekkefølge av enkeltprosjekter i denne oppdekningsplan er bl.a. bestemt av prosjektenes antatte utbyggingskostnad. Beregningene av utbyggingskostnader er nødvendigvis basert på usikre data om kostnadsutviklingen i fremtiden. På den annen side er riktige investeringsbeslutninger avhengig av at kostnadsanslagene er så realistiske som praktisk mulig.
Ved beslutninger om igangsetting av kraftverksprosjekter i Norge legges de samfunnsøkonomiske kostnader til grunn. Når realiserte kostnader ved fullført utbygging sammenlignes med kostnadsanslagene som lå til grunn for investeringsbeslutningen er det viktig at sammenligningen skjer innenfor samme referanseramme.
Karakteristisk for vannkraftproduksjon er at kostnadene – med unntak av de årlige driftskostnader som er små i sammenligning og teller mindre – påløper i en relativt kort utbyggingsperiode. Beregnet kostnad pr. produsert kilowatt-time fra vannkraftanlegget blir derfor sterkt følsom for hvordan anleggskostnadene blir avskrevet over verkets levetid. Sentrale størrelser i en slik kostnadsberegning er anleggets økonomiske levetid og hvilket krav til avkastning (rente) som stilles til kapitalen fra den som stiller denne til disposisjon (långiver).
Kraftselskapene må legge vekt på de løpende kostnader de står overfor. I slike bedriftsøkonomiske kostnader teller først og fremst kapitalkostnadene som bestemmes av rentebelastning og avskrivningsform og -tid. Det kan variere fra lån til lån og prosjekt til prosjekt.
Myndighetene må imidlertid kunne sammenligne forskjellige prosjekter på likt grunnlag, og det skjer ved å stille samme krav til kapitalavkastning for alle prosjekter og regne med prosjektets økonomiske levetid, dvs. det antall år anlegget forutsettes å kunne nyttes.
Ved samfunnsmessige analyser av kraftprosjekter forutsettes det at anleggskostnaden avskrives etter annuitetsprinsippet. Dette innebærer at summen av årlige renter og avdrag er like store i alle år over nedskrivningstiden. Dette vil igjen si at avdragene er små de første år, og det svarer bra til verdiutviklingen av slike prosjekter. Økonomisk levetid for vannkraftverk settes til 40 år. Erfaringen tyder på at økonomisk levetid i praksis er lengre enn 40 år. NVE vurderer f.t. om levetiden for vannkraftverk bør økes i samfunnsøkonomiske kostnadsanalyser. En økning av økonomisk levetid fra 40 til 60 år betyr ca 8% reduksjon i langtidsgrensekostnad for fastkraft ved 5% kalkulasjonsrente.

For samfunnsøkonomiske kostnadsanalyser regnes kostnadene i verdifaste kroner, dvs. i realverdier. Med realrente menes avkastning på verdifast kapital.

Den store forskjell på de samfunnsøkonomiske kostnader og de bedriftsøkonomiske kostnader har ført til en del misforståelser og forvirring i den offentlige debatt om kostnadsutviklingen i den senere tid. Produksjonskostnadene beregnes i det følgende derfor for begge disse forutsetninger, og resultatene sammenstilles i et diagram for å vise forskjellen.

Byggekostnad

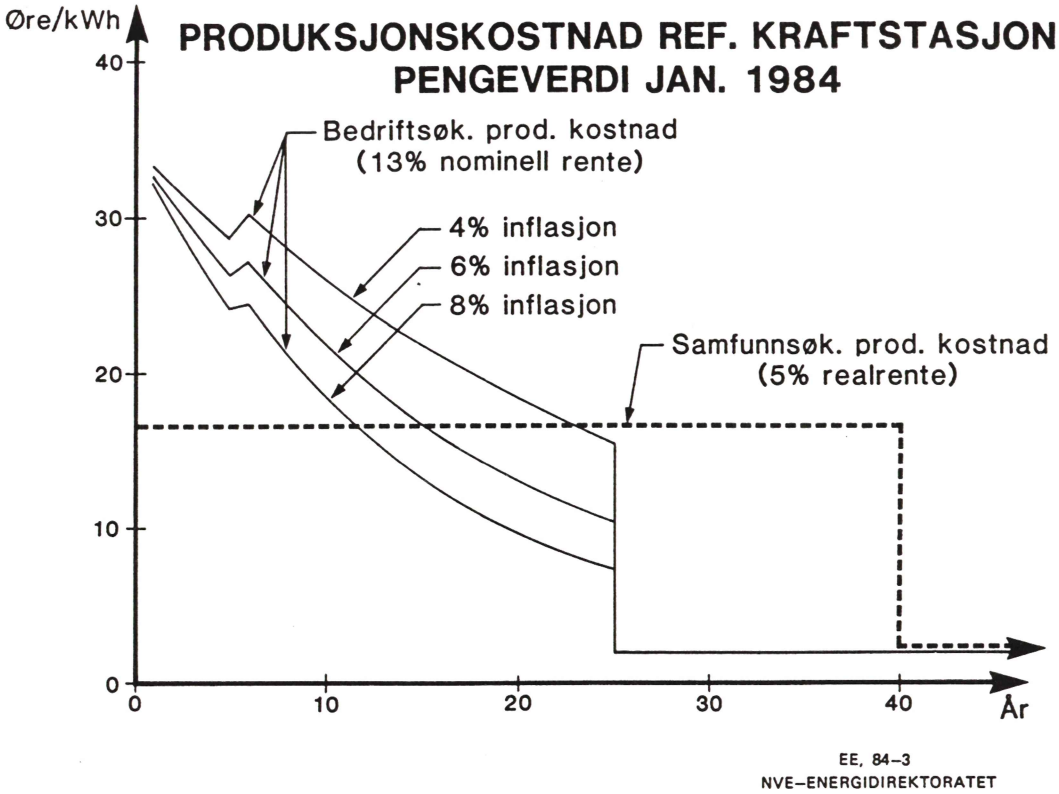
Et vannkraftverk planlegges flere år før utbyggingen av anlegget starter. Fra søknaden om konsesjon for utbygging blir sendt til anlegget evt. står ferdig, går det gjerne 8-10 år – omtrent likelig fordelt mellom konsesjonsbehandling og byggetid. Denne lange planleggings- og utbyggingsperioden før et kraftanlegg kan settes i drift, fører til at det går tilsvarende lang tid fra de første kostnadsoverslag legges frem til regnskap for påløpte kostnader kan foreligge. Dersom en i denne perioden har nominell prisstigning (inflasjon), vil en få en reduksjon av pengeverdien. Dette innebærer at kostnadsberegninger som er referert forskjellige tidspunkt ikke kan sammenlignes uten at det først foretas korreksjoner ut fra endringene i pengeverdien. I perioden 1974-84 sank realverdien av en 1974 krone til ca. 40 øre.

Under Stortingets behandling av prosjektene kan naturvernhensyn o.l. føre til at anleggene fordyres i forhold til de opprinnelige planer. I slike tilfeller må en påse at sammenligning av realiserte kostnader og kostnadsoverslag fra planperioden foretas for den endelige prosjektutforming slik at bevisst valgte kostnadsøkninger ikke senere fremstilles som overskridelser.

Produksjonskostnad

Forskjellen mellom samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk produksjonskostnad for et typisk norsk vannkraftprosjekt er illustrert i fig. 3.3.5-1. Med de valgte forutsetninger om utbyggingskostnad og produksjonsevne for fastkraft vil en samfunnsøkonomisk beregning med 5 % kalkulasjonsrente og 40-års levetid gi en annuitet som tilsvarer 15 øre/kWh. I tillegg kommer 2 øre/kWh driftskostnader. Den samfunnsøkonomiske produksjonskostnad blir derfor 17 øre/kWh i verkets levetid (i fast pengeverdi).

Fig. 3.3.5-1



Den bedriftsøkonomiske produksjonskostnad måles som nevnt i løpende (nominell) pengeverdi og den er avhengig av lånebetingelsene som byggherren kan oppnå. Vanlige betingelser for kraftverkslån i dag er 13 % nominell rente og 25-års amortisering med tilnærmet annuitet, dvs. summen av renter og avdrag er konstant i løpende pengeverdi. Ved inflasjon vil realverdien av annuiteten være synkende. Ved 6 % inflasjon pr. år vil realverdien av den bedriftsøkonomiske produksjonskostnad avta fra 33 øre/kWh det første året til ca. 12 øre/kWh etter 20 år. Etter 25 år vil lånet være nedbetalt og den bedriftsøkonomiske produksjonskostnaden er begrenset til driftskostnaden på 2 øre/kWh i resten av prosjektets levetid.
Som figur 3.3.5-1 viser er det meningsløst å sammenligne den samfunnsøkonomiske produksjonskostnad for et prosjekt med den bedriftsøkonomiske (finansielle) produksjonskostnad et enkelt år, noe som skjer ofte og skaper forvirring i den offentlige debatt om kostnadsutviklingen i kraftutbyggingen. Figuren illustrerer også likviditetsproblemet for elforsyningen i dag. De verk som ikke har eldre, nedskrevne kraftanlegg har store problemer med kostnadsdekningen de første år ved lånefinansiering av nye kraftverk. De nominelle finanskostnadene må dekkes gjennom kraftsalget, og prisen kan derfor bli urimelig høy. Den store variasjon i strømprisene i landet som er vist i fig 2.4.4-2 (16-46 øre/kWh) skyldes vesentlig disse forhold. En demping av inflasjonen (og dermed den nominelle lånerente) og løpetid på lån mer i samsvar med den teknisk/økonomiske levetid for prosjektene vil derfor virke utjevnende på elprisene i landet.
Inflasjonens uheldige virkning for langsiktige investeringer som er samfunnsøkonomisk interessante er selvsagt den samme i andre sektorer.

3.4 KRAV TIL LEVERINGSPÅLITELIGHET I ENERGIFORSYNINGEN

Leveringssikkerheten for energi har økt i takt med samfunnets energiavhengighet. For oljeprodukter stilles ingen spesielle krav til leveringssikkerhet. Men konkurransen i markedet og lagringsmulighetene både hos konsument og leverandør har ført til en nær 100 % leveringssikkerhet i normale tider. Beredskapsmessig er imidlertid petroleumsproduktene sårbare og de er derfor gjenstand for spesiell oppmerksomhet.

Fastkraft leveres til forbruk hvor leveringssvikt medfører betydelig økonomiske tap og ulemper. Fastkraft leveres også til forbruk som på kort varsel vanskelig kan dekkes med andre former for energi. Påliteligheten i fastkrafttilgangen, målt hos abonnent, bør være så høy at det normalt ikke blir nødvendig med tilleggsinvestering i andre energisystemer som reserve.

3.4.1 Fastkraftens kvalitet

Elektrisk energi fra systemet må konsumeres i samme øyeblikk som den produseres. Dette stiller store krav til overførings- og distribusjonssystemet. Avbrudd i fastkrafttilgangen som følge av komponentsvikt er idag meget sjelden. Men når det forekommer er konsekvensene alvorlige. Nettsammenbruddet i Syd-Sverige vinteren 1983/84 viser det. Elforsyningen søker å minimalisere sannsynligheten for leveringsavbrudd som følge av komponentsvikt ved å dimensjonere nettet slik at det kan tåle svikt i flere kritiske komponenter samtidig uten at det resulterer i større nettsammenbrudd.

Sikkerheten mot avbrudd er en funksjon av investeringene i nettkomponenter og det er derfor økonomisk sett, vanskeligere å oppnå en høy leveringspålitelighet i avsidesliggende og grisgrendte strøk av landet enn i byer og tettsteder, hvor avbrudd i leveringene får konsekvenser for langt flere mennesker. Dette forhold har ført til at man i grisgrendte strøk har måttet akseptere en lavere leveringspålitelighet enn i tettbygde strøk. Statsstøtteordningen til økonomisk svaktstilte verk har i noen grad avhjulpet dette. Det har vært bred politisk enighet om at visse minimumskrav til fastkraftens kvalitet bør være tilfredsstilt uansett hvor man bor i landet selv om dette ikke er optimalt for lokalsamfunnet. Elforsyningen betraktes m.a.o som en del av infrastrukturen på linje med veier, jernbaner osv. Visse minstekrav til fastkraftens kvalitet bør tas inn som vilkår for områdekonsesjon i et område. Det forutsettes da at el-/energiverket dekker et tilstrekkelig stort område, slik at gjennomsnittskostnadene blir akseptable. En omorganisasjon av elforsyningen til vertikalt integrerte fylkesverk vil bidra til en slik utvikling. Minimumskravene til fastkraftens kvalitet bør omfatte krav til maksimal avbruddshyppighet, nivå og variasjonsområde for spenning og frekvens, og krav til maksimal grense for energisvikt i tørrår, jfr. neste avsnitt.

3.4.2 Nærmere om krav til leveringssikkerhet for energi

Den norske elforsyning er praktisk talt 100 % basert på vannkraft. Dette betyr at energitilgangen er avhengig av variasjoner i nedbør og tilsig over året og fra år til år. En viss utjevning skjer i magasinene, men energitilgangen vil likevel variere mellom vide grenser, jfr. avsnitt 2.3.1.
Det er ikke økonomisk optimalt å bygge ut systemet slik at fastkraftetterspørselen kan dekkes fullt ut i de tørreste år. En viss inskrenkning blir derfor nødvendig.

Elektrisitetsverkene har i henhold til vilkårene i områdekonsesjonen plikt til å dekke forbrukernes behov for fastkraft. Fastkraft er bl.a. karakterisert ved at den skal leveres med en høy påregnelig sikkerhet og slik at de ulemper abonnenten blir påført ved leveringssvikt kan tåles. Energidirektoratet legger bl.a. til grunn avsavnsverdier, dvs. verdsatt ulempe for forbruker ved svikt i kraftleveringen, og kostnad for ny kraftutbygging ved bestemmelse av kraftbalansen på landsbasis. De samme avsavnsverdier inngår i de beregninger som Samkjøringen utfører for å bestemme leveringsevnen for fastkraft for de enkelte enheter eller produksjonsfellesskap. Leveringssikkerheten er en avledet størrelse gitt av de økonomiske parametre.

Med de parametre som for tiden legges til grunn for slike beregninger mener Energidirektoratet at leveringssikkerheten bør være 99,5% eller høyere. Den nedre grense for leveringssikkerhet for fastkraft på 99,5% gir uttrykk for sikkerheten i leveringen fra produksjonssystemet over den hydrologiske periode (1931-60) som brukes i beregningene (det er da ikke tatt hensyn til nettbegrensninger). Total innskrenkning skal altså ikke overstige 0,5% i hele perioden. Innskrenkningen vil falle vesentlig på det tørreste og på de to nest tørreste år. Leveringssikkerhet som er nevnt ovenfor, innebærer at innskrenkningen i det tørreste år kan bli ca. 7 % av fullt fastkraftkvantum over året. En vesentlig del av innskrenkningen vil falle i vinterhalvåret. Den kan da komme opp i 10-12 % av vinterbehovet. Dersom svikten blir høyere enn dette, kan et flertall av kundene få alvorlige problemer og elforsyningen vil få store vanskeligheter med å håndtere situasjonen.

Energidirektoratet anbefaler at distribusjonsverkene og dermed kraftforsyningen generelt for sin fastkraftlevering inntil videre legger til grunn en leveringssikkerhet som innebærer at leveringsinnskrenkning i det tørreste år som kan forventes ut fra den hydrologiske årsserie som legges til grunn ved planleggingen, ikke blir større enn 7 % regnet over året og ikke større enn 12 % i vinterhalvåret.

Leveringssikkerheten i fastkraftkontrakter mellom produksjonsverk og engrosverk og mellom engrosverk og distribusjonsverk vil kunne være forskjellig avhengig av hvordan distribusjonsverket samlet ordner sin krafttilgang. I de tilfelle slike kontrakter gjelder fastkraft til alminnelig forsyning vil Energidirektoratet anbefale at det også i disse legges til grunn en leveringssikkerhet som nevnt ovenfor. Her kan nevnes at dette krav tilfredsstilles i Statskraftverkenes normalkontrakter for alminnelig forsyning.

3.5 FORBRUKSUTVIKLINGEN FREM MOT ÅR 2000

3.5.1 Prognosearbeidet

Etter at siste energimelding (St.meld. nr.54 (1979-80)) ble fremlagt, har Regjeringen basert sine programmer på prognoser utarbeidet av det permanente Energiprognoseutvalg. NVE uttalte seg sist om elektrisitetsprognoser i innstillingen av 1.11.79 i tilknytning til arbeidet med Energimeldingen.

Energiprognoseutvalget har 6 faste medlemmer som representerer FD, ID, MD, OED, NVE og SSB. OED har formann og sekretariat. Utvalget har 2 underutvalg: Fylkesprognoseutvalget med formann og sekretær fra NVE og Korttidsutvalget med formann og sekretær fra SSB.

NVE-Energidirektoratet er Statens koordinerende organ i Elforsyningen. Direktoratet er også tillagt oppgaven med å koordinere arbeidet med el- og energiprognoser i elforsyningen lokalt i distriktene.

Av praktiske grunner og for å få samsvar med fylkesplanene har Direktoratet lagt opp til at prognosearbeidet innen hvert fylke koordineres av fylkeskommunene. Som tidligere avtalt med OED bearbeider og sammenstiller Direktoratet det innsamlede prognosematerialet fra fylkene og stiller resultatet til disposisjon for Fylkesprognoseutvalget og OED. Dessuten vil det samme materialet være underlag for NVE's vurdering av etterspørselen samlet fra hele landet innen det alminnelige forbruk av elkraft. NVE finner det nødvendig i forbindelse med de oppgaver etaten er tillagt fortsatt å markere sitt syn på forbruksutviklingen i fremtiden.

3.5.2 Nye fylkesprognoser

Everkene er tillagt oppgaven å stå for elforsyningen og er pålagt forsyningsplikt som vilkår for områdekonsesjon innen sine respektive forsyningsområder. NVE ser det derfor som både viktig og nødvendig at everkenes syn på forbruksutviklingen kommer klart frem når Regjering og Storting skal vurdere kraftdekningen i landet. Større utbyggingsprosjekter vedtas i Stortinget. Men beslutninger om inngåelse av nye fastkraftforpliktelser til alminnelig forbruk fattes lokalt ved det enkelte everk basert på everkenes egne prognoser og kraftbalanser. Dersom det lokale verk finner forsyningssituasjonen de nærmeste år bekymringsfull, vil det føre en restriktiv salgspolitikk og resultatet kan lett bli «skjult rasjonering». Dette er tilfelle bl.a. i en del større byverk idag.

Energidirektoratet har i senere år arbeidet med å få styrket arbeidet med prognoser og kraftbalanser i distriktene. Direktoratet nedsatte i mars 1980 et rådgivende utvalg med medlemmer fra Norske elektrisitetsverkers forening, Samkjørin-

gen og NVE, som avgav en foreløpig innstilling i mars 1982. Innstillingen er senere utgitt som en NVE-E publikasjon (nr. 1/1982) og oversendt departementet og fylkeskommunene. Rapporten har også vært behandlet i OED's Fylkesprognoseutvalg.
Våren 1982 tok Energidirektoratet igjen kontakt med fylkeskommunene for å få satt i gang arbeid med nye fylkesprognoser etter retningslinjer foreslått i nevnte rapport. Fylkeskommunene ble meddelt Olje- og energidepartementets syn på økonomisk utvikling og energiprisutvikling for landet som helhet i prognoseperioden.
Arbeidet med fylkesprognosene har tatt lang tid, bl.a. fordi det forutsetter et samarbeid med mange everk, kommunale og fylkeskommunale etater og sentrale myndigheter. Mange fylker har dessuten liten kapasitet når det gjelder planlegging. En del fylker har opprettet egne prognoseutvalg som har koordinert everkenes prognoser og utarbeidet forslag til fylkesprognoser. De fleste fylker har basert sine prognoser på underlagsmateriale fra den ansvarlige elforsyning i fylket. Fylkeskommunene har stort sett fastlagt forutsetningene om økonomisk utvikling og energipriser i fylket i samsvar med fylkesplanen.
Resultatene av prognosearbeidet i fylkene er innsamlet og sammenstilt av Energidirektoratet.
Summen av fylkesprognosene for det alminnelige forbruk gir en forbruksutvikling som vist i tabellen nedenfor:

Tabell 3.5.2-1

År	1980	1985	1990	1995	2000
1. Fylkenes prognoser i sum for landet	52,2	65,6	74,4	82,2	89,7
Gj.sn. årlig vekst (%)		4,7	2,5	2,0	1,8
2. Medregnet påslag for usikkerhet, kaldvinter		2,1	2,4	2,7	3,0
3. Korreksjon for unormal temperatur i basisår, avvik fra NOS elstatistikk		0,7	0,8	0,8	1,0
4. Korrigerte fylkesprognoser i sum for landet (1—2—3)	52,2	62,8	71,2	78,7	85,7
Gj.sn. årlig vekst (%)		3,8	2,5	2,0	1,7

LANDSPROGNOSE FOR ELEKTRISK KRAFT BASERT PÅ FYLKESPROGNOSENE. ALMINNELIG FORBRUK REFERERT KRAFTSTASJON (TWH/ÅR). KORREKSJONER FORETATT AV NVE.

Linje 1 i tabellen viser fylkenes prognoser for nødvendig fastkrafttilgang summert for landet. Norsk Institutt for By- og Regionforskning (NIBR) har på oppdrag fra NVE gjennomgått datagrunnlaget for fylkesprognosene. Instituttet peker på at fylkenes påslag for prognoseusikkerhet, ekstreme temperaturforhold etc. utgjør 2,1 TWh i 1985 stigende til 3,0 TWh i år 2000 (linje 2 i tabellen). Enkelte fylker har tatt utgangspunkt i forbruksstatistikk som avviker fra NOS Elektrisitetsstatistikken, mens andre har ikke korrigert forbruksstatistikken i basisåret for unormale temperaturforhold. Korreksjoner for disse forhold utgjør i sum 0,7 TWh i 1985 stigende til 1,0 TWh i år 2000 (linje 3).
For å kunne sammenligne fylkesprognosene med landsprognoser utarbeidet sentralt av Regjeringens Energiprognoseutvalg må fylkesprognosene for «nødvendig fastkrafttilgang» korrigeres til rene etterspørselsprognoser. Dette er gjort i tabell 3.5.2-1 linje 4. De korrigerte fylkesprognoser, summert for landet, viser en forbruksutvikling i alminnelig forsyning, referert kraftstasjon, som øker fra 52,2 TWh/år i 1980 til 85,7 TWh i år 2000. Gjennomsnittlig årlig vekst i perioden er 2,5 % p.a. Tallene uttrykker forventet utvikling i normalår.

3.5.3 Sentralt utarbeidede prognoser

Energiprognoseutvalget har i sin siste rapport til OED, datert 10.1.84, vurdert forbruksutviklingen for elektrisk energi og konkludert med at det (ved årskiftet 1983/84) foreløpig ikke er grunn til å fravike den prognose for det alminnelige elforbruk som ble fremlagt i forbindelse med den siste energimelding (St.meld. nr.54 (1979-80)) og som fortsatt ligger til grunn for Regjeringens utbyggingsprogram. Dette er uttrykt bl.a. i St.prp. 130 (1981-82) «Om kraftdekningen i 1980-årene og forholdet til Samlet plan for vassdrag.» Forbruksutviklingen innen alminnelig forsyning som er lagt til grunn i Energimeldingen er:

	1980	1985	1990	2000
Alm. forsyning (TWh)	50,5	59	70	85

3.5.4 NVE's vurdering

Landssummen av fylkesprognosene korrigert for ulike påslag, statistikkgrunnlag og unormale temperaturforhold, gir 71,2 TWh i 1990. Om prognoseusikkerheten i forbindelse med SSB's beregninger sier Byrået i brev av 8.2.83 til Stortingets energi- og industrikomité bl.a.: «Ved vesentlig svikt i viktige forutsetninger (f.eks. dersom oljeprisene eller veksttakten i økonomien) utvikler seg vesentlig anderledes enn antatt, kan meget vel utslaget bli i størrelsesorden ±5 TWh.»

Påslagene som er vurdert i fylkene er valgt ut fra den prognoseusikkerhet som råder lokalt i fylkene. NVE har intet grunnlag for å overprøve denne vurdering. På den annen side må det kunne hevdes at landssummen av de påslag for usikkerhet som fylkene regner med, vil være noe høyere enn det usikkerhetstillegg som landet sett under ett har behov for. Det er f.eks. lite sannsynlig at *alle* usikre industriprosjekter vil bli realisert i *alle* fylker i prognoseperioden. Også når det gjelder temperatursvingninger vil ekstremverdiene lokalt som regel ikke inntre samtidig over hele landet.

På bakgrunn av fylkenes påslag og tatt i betraktning at en del fylker ikke har angitt noe tillegg for prognoseusikkerhet utover modellberegningene, vil NVE foreslå at påslaget for kaldvinter og prognoseusikkerhet for landet som helhet settes til 2 TWh i 1985 og 1990, og 3 TWh i 1995 og 2000. Det må her understrekes at usikkerhet i forbindelse med forutsetningene, økonomisk utvikling generelt og energiprisene, ikke er vurdert.

Energiøkonomisering hos forbruker

Den sterke økningen i energiprisene, særlig oljeprodukter, i senere år har medført at det i mange tilfeller er mer lønnsomt å investere i energiøkonomiserende tiltak hos forbrukerne enn i ny energitilgang. Undersøkelser foretatt bl.a. i det såkalte Tilstandskontroll-prosjektet og EIK-prosjektet tyder på dette. Oslo Lysverker arbeider aktivt med energiøkonomisering hos forbruker ved å tilby gratis konsulentbistand, billige lån og støtte til energiøkonomiserende tiltak i bygninger.

NVE mener prinsipielt at energibalansen, dvs. balansen mellom etterspørsel etter og tilgang på energi bør sikres på billigste måte for samfunnet. Dette vil kunne oppnås når kapitalavkastningen i energiøkonomiske tiltak hos forbrukerne er lik tilsvarende kapitalavkastning som forlanges i investeringer i den videre kraftutbygging. En forutsetning for dette er at energiprisen er i samsvar med de reelle kostnader for ny krafttilgang fra systemet og at krav til kapitalavkastning er den samme på begge sider.

Det er nødvendig at forbrukeren får tilstrekkelig informasjon om de teknisk/økonomiske forhold og de valgmuligheter som foreligger samt tilgang på investeringskapital.

Forbrukernes tilpasning til endrede energipriser er tatt hensyn til i prognosemetodikken ved de såkalte priselastisiteter som benyttes i modellene. Disse gir i prinsippet uttrykk for hvordan energibrukerne historisk har reagert på prisendringer for energibærerne. Energiøkonomisering hos forbruker p.g.a. økte energipriser er derfor tatt hensyn til i modellberegningene. Grunnlaget for beregninger av priselastisiteter for energi i Norge er imidlertid meget usikkert.

Markedstilpasningen til endringer i energiprisene kan skje raskere ved den informasjon og støtte til energiøkonomiserende tiltak som settes i verk av energiverkene og sentrale myndigheter, enn den ellers ville ha gjort uten slike tiltak. Virkningene av slik støtte er energiverkene selv best istand til å vurdere. De fylker som idag har et aktivt ENØK- program, har tatt hensyn til dette i sine prognoser i den utstrekning de har grunnlag for det. Fem fylker oppgir ENØK-virkninger på prognosene på tilsammen 650 GWh i 1990 stigende til 1,7 TWh i år 2000. De fleste fylker har imidlertid foreløpig ikke kommet igang med energiøkonomiseringstiltak hos forbrukerne. Inntil det skjer vil modellberegningene ta hensyn til den energiøkonomisering som kan forventes.

Den teknologiske utvikling

Den teknologiske utvikling i senere år har medført at elektrisitetens andel av det totale energiforbruk har vært og er økende i de fleste industriland. Det er mange årsaker til dette. Utviklingen av produksjons-, overførings- og distribusjonssystemet for elkraft (særlig storskalaeffekten) har ført til at denne energiform har blitt stadig mer konkurransedyktig i energimarkedet. I industrien har utviklingen gått bort fra de energitunge basisindustrier i retning av elektriske apparater og utstyr og elektronikk, mens mekanisk industri blir stadig mer automatisert og robotisert. Krav til arbeids- og hjemmemiljø, særlig belysning og tekniske hjelpemidler som hovedsakelig er elektrisk drevet, har gjort at den tilleggsenergi som er nødvendig for oppvarming av hjem og arbeidsplass blir stadig mindre, noe som favoriserer elektriske oppvarmingssystemer med sine lave installasjonskostnader.

Også i fremtiden vil den teknologiske utvikling være bestemmende for utviklingen av elektrisitetens andel av energiforbruket. Dette er et forhold som er svakt representert i de energimodeller som brukes til prognoseformål sentralt.

3.6 ENERGIØKONOMISERING (ENØK)

3.6.1 Generelt

Fig 2.1.1 viser som nevnt i prinsippet «energi-

flyten» fra uttak av naturenergi via produksjonsverk, omvandling, overføring og levering av energivarene til den enkelte bruker, omvandling av energien i brukersystemet til nyttiggjort energi (lys, varme, drivkraft) og til slutt utslipp av varme til omgivelsene. Energisystemet som formidler «energiflyten» er forbundet med kostnader til anlegg og drift i mange ledd. Energitapene i de enkelte systemkomponentene kan reduseres eller energi gjenvinnes ved økte kostnader eller ved introduksjon av ny teknologi. Siden det er nyttiggjort energi som etterspørres, er investeringer i tapsreduserende tiltak og gjenvinning et alternativ til ny energiproduksjon. Samfunnets kapital bør åpenbart investeres der avkastningen er størst. Energisystemet er energiøkonomisk optimalt når investeringer i produksjonsanlegg og tapsreduserende (energigjenvinnings-) tiltak i alle ledd i energiflyten, inklusive brukersystemet, gir samme nytteverdi. Med ENØK forstås bestrebelser på å oppnå dette.

De tallrike systemkomponentene har forskjellige eiere. I vår markedsorienterte økonomi kan energiøkonomi oppnås ved at prisen på energivaren i det lange løp er lik langtids grensekostnad (LTGRK) referert vedkommende snitt i energiflyten. Avsnitt 3.3.2 gir eksempler på LTGRK i forskjellige snitt i elsystemet.

For elektrisitet produsert fra vannkraft vil LTGRK øke med stigende etterspørsel fordi de billigste kraftprosjekter bygges ut først. Økningen i LTGRK referert forbruker er noe mindre enn LTGRK referert kraftstasjon fordi LTGRK for nettet er konstant eller synkende med økende forbruk. Dersom systemet var energiøkonomisk tilpasset på ett tidspunkt, vil det etter hvert som LTGRK øker være riktig å investere mer i tapsreduserende tiltak i eldre anlegg, både i forsyningssystemet og hos forbruker, fordi disse anlegg ikke lenger er tilpasset de økte produksjonskostnader. Energiøkonomisk tilpasning endres også ved tilgang på ny teknologi, relative prisendringer mellom substituerbare energivarer, som f.eks. olje og elektrisitet, med kalkulasjonsrentesatsen og med den økonomiske utvikling generelt. Den sterke overgang vi har hatt fra olje til elektrisitet, i senere år har vært energiøkonomisk for samfunnet og den enkelte forbruker. Det samme er tilfelle med opprustning av overførings- og fordelingsnettet og oppisolering av eldre boliger.

Summen av energiinnvinningen i alle *samfunnsmessig lønnsomme ENØK-prosjekter* betegnes gjerne ENØK-potensialet. Dette endrer seg med markedsforholdene og med tiden. Det kan være nødvendig med medvirkning fra staten for å få gjennomført lønnsomme ENØK-prosjekter når energiprisene ikke er i samsvar med LTGRK og når organisasjons-, markedsforhold og lånevilkår ikke fremmer en samfunnsøkonomisk ønskelig utvikling.

NVE har tidligere i uttalelse til OED av 22.12.83 om ENØK innen elforsyningen (revidert 10.4.84) omtalt ENØK i tilgangssystemet. Her skal kort omtales enkelte prinsipielle sider ved ENØK i forbrukssystemet.

3.6.2 Markedstilpasningen

Som nevnt i avsnitt 3.5.4 forutsetter energiøkonomisering (ENØK) hos energibrukerne at energiprisen tilsvarer kostnaden ved å øke energitilgangen. Ideelt sett vil da energibrukerne tilpasse sitt forbruk slik at investeringer i ENØK-tiltak vil gi samme kapitalavkastning som investeringer i ny krafttilgang. Det er flere årsaker til at markedstilpasningen vil avvike fra det ideelle, bl.a:

- Manglende informasjon hos forbruker for å kunne gjennomføre en teknisk-økonomisk lønnsomhetsberegning.
- Begrensede, eller forestilling om begrensede muligheter for å oppnå lån for denne type tiltak og uheldige lånebetingelser.
- Usikkerhet om fremtidige energipriser. ENØK-tiltak er som regel langsiktige og beslutningstakerens oppfatning av *fremtidig* energipris er viktig for lønnsomhetsberegningen. Stor usikkerhet om fremtidig prisutvikling fører ofte til utsettelse av investering i kapitalutstyr.

I anslagene for mulig utvikling i etterspørselen etter energi (avsnitt 3.5) er det tatt hensyn til ENØK-tiltak som skyldes endrede energipriser og trenden i den teknologiske utvikling mot mer energieffektivt energiforbrukende utstyr. Modellberegningene forutsetter imidlertid en markedstilpasning også i fremtiden lik den vi hadde de siste 20 år. Den store oppmerksomhet som ENØK- tiltak på forbrukssiden har fått både i Norge og i andre land i senere år, skyldes blant annet at den trege «naturlige» markedstilpasning til økende energipriser fører til unødig store økonomiske og velferdsmessige tap for den enkelte og derved for samfunnet. Både i Norge og i mange andre industriland er det påvist at investeringer i ENØK-tiltak i forbrukssystemet ofte kan være mer lønnsomme enn investering i ny energitilgang, særlig hvis det forutsettes stigende energipriser i fremtiden. Dette tilsier at myndighetene bør se nærmere på de barrierer som bremser markedstilpasningen mot et mer energiøkonomisk forbrukssystem. Det er idag ikke klart hvilke barrierer som gjør seg gjeldende selv om de nevnte forhold, manglende informasjon, begrensede og uheldige lånebetingelser og usikkerhet om prisutviklingen utvilsomt er blant de viktigste.

Et energiøkonomisk tilpasset forbrukssystem

avhenger av investeringsbeslutninger hos et meget stort antall energibrukere – i størrelsesorden flere hundre tusen. Mange av disse har de nødvendige ressurser til å foreta en grundig teknisk-økonomisk analyse som er en forutsetning for riktige beslutninger. Men det viser seg i praksis at en stor gruppe ikke har den nødvendige kompetanse eller ressurser og motivasjon til å skaffe seg slik kompetanse. For å påvirke energibrukernes holdninger i retning av økt satsing på ENØK-tiltak og fjerne de barrierer som er tilstede, må ENØK «markedsføres» i konkurranse med andre varer og tjenester som tilbys idag.

Ett av virkemidlene vil være informasjon til publikum via massemedia, egne publikasjoner, brosjyrer osv. for å informere om de faktiske teknisk-økonomiske forhold og spesielle støttetiltak slik at brukeren blir klar over sin situasjon i ENØK-sammenheng.

ENØK-tiltak bør selvsagt konkurrere med andre investeringsprosjekter om lånekapitalen. Det er imidlertid flere forhold som tilsier at spesielle lånevilkår for ENØK-tiltak kan være et egnet virkemiddel for å oppnå den tilsiktede samfunnsøkonomiske utvikling.

Sikring av krafttilgangen har i hele etterkrigstiden vært topp- prioritert i myndighetenes økonomiske politikk og kredittilgangen til kraftutbyggingen inkl. ENØK på tilgangssiden, har vært øremerket ved egen post i nasjonalbudsjettet. Siden ENØK hos forbrukerne kan ses på som en «ressurs» som bør sidestilles med nye kraftprosjekter, burde det overveies om også kredittilgangen til ENØK-tiltak bør sikres på tilsvarende måte. Et annet forhold som tilsier gunstigere lånevilkår for ENØK-tiltak er at markedsprisene for elkraft de fleste steder er lavere enn kostnadene for ny krafttilgang. Med de politiske begrensninger som gjelder for prissettingen lokalt kan spesielle lånevilkår være et middel til å oppnå samfunnsøkonomisk optimale ENØK-investeringer.

En del større energiverk har allerede opprettet ENØK-fond. Det er imidlertid behov for retningslinjer fra sentrale myndigheter for å sikre at midlene blir samfunnsøkonomisk best mulig utnyttet.

3.6.3 Organiseringen av ENØK-arbeidet

De fleste husholdninger og mange mindre foretak har ikke egen kompetanse til å vurdere lønnsomhet i ENØK-tiltak. De kan henvende seg til konsulenter, men dette blir relativt sjelden gjort, bortsett fra ved nyanlegg. For å komme igang med kartlegging og planlegging av ENØK-prosjekter hos forbruker er det derfor behov for konsulentbistand.

Everkene har plikt til å dekke etterspørselen etter elkraft på rimeligste måte for abonnentene innen sine respektive leveringsområder. Det er derfor hensiktsmessig at everkene som kjenner kostnadene for ny krafttilgang, engasjerer seg i ENØK-arbeid hos sine abonnenter. Flere større everk har idag tilbud om støtte til ENØK-tiltak hos abonnentene.

Everkene må imidlertid ta bedriftsøkonomiske hensyn.

Selv om ENØK-virksomhet i det lange løp vil føre til lavere kraftpriser, kan det på kort sikt føre til høyere priser for å finansiere investeringer hos forbrukerne, særlig hvis verket dekker forbruksøkningen ved kraftkjøp fra andre verk. Den store variasjon i kraftprisene verkene imellom setter vesentlige begrensninger for ENØK-aktiviteten hos verkene. De større, vertikalt integrerte energiverk har best forutsetning for å få gjennomført ENØK-aktiviteter hos forbrukerne.

Disse forhold tilsier at det er behov for koordinering av ENØK-virksomheten fra sentralt hold, bl.a. ved at det ytes likviditetslån i en overgangsperiode eller helst ved å få til endrede lånevilkår. Slike lån bør ses i sammengheng med finansieringen av kraftutbyggingen. Fylkeskommunene bør spille en aktiv rolle i dette arbeidet. Energidirektoratet er statens koordinerende organ i energiforsyningen og bør også koordinere ENØK-arbeidet på landsbasis.

3.7 ENERGIRESSURSENE

3.7.1 Nyttbar vannkraft

Norges nyttbare vannkraftpotensial er pr. 1.1.84 beregnet til ca. 172 TWh midlere års produksjonsevne. Fig 3.7.1-1 viser hvordan potensialet fordeler seg på utbygd, under utbygging og konsesjonsbehandling, midlertidig og varig vernet og restpotensial.

Kostnadsgrensen for utnytting av vannfallsenergi bør settes ut fra indifferenskostnaden. Det vil si at en prosjektplanlegger bør ta med så mye av delfelter, bygge dammen så høy, velge installasjonen så stor osv. at kostnaden for den sist innvunne kilowattime produksjonsevne tilsvarer indifferenskostnaden på det stadium prosjektet ventes å komme i drift. Indifferenskostnaden kan oppfattes som en veiledende referanseverdi for alle prosjektplanleggere, hvor i systemet de nå måtte arbeide med delprosjekter. Energidirektoratet beregner og gjør kjent indifferenskostnaden for forskjellige «snitt» i systemet, på forskjellige fremtidige stadier og med kalkulasjonsrenten som parameter. Det må understrekes at de beregnede tall tildels er usikre.

Eksempelvis skulle et vannkraftprosjekt som ventes å komme inn i 1990 utformes med tanke på å ta med så mye av delfelter, osv. at den sist innvunne kilowattime ville koste 4,20 kr/kWh årsproduksjon fastkraft (5 % kalkulasjonsrente).

Kostnadsgrensen må justeres for prosjektets beliggenhet i forhold til forbruket, se tabell 3.3.3-2.

De 172 TWh gjelder *undersøkt* vannkraftpotensial. Tallet er fremkommet ved summasjon av de konkrete prosjekter en kjenner til. Ved prosjekteringen bestemmes sjelden utforming og dimensjonering av økonomiske forhold alene. En registrering ut fra rent økonomiske kriterier ville derfor gi et større vannkraftpotensial enn 172 TWh. Utbyggeren vil som regel finne at han ikke kan regne med å få konsesjon på et prosjekt bare på grunnlag av dets økonomiske egenskaper. En del av det økonomisk nyttbare vannkraftpotensial vil derfor gå over i gruppen «vernet potensial» allerede på prosjekterings- eller konsesjonsbehandlingsstadiet. Dette vernede potensial kommer i tillegg til verneplanen, men lar seg vanskelig tallfeste.

Vannkraftpotensialet på 172 TWh inkluderer nye småkraftverk og opprustning av eldre kraftverk. I forrige energimelding er det oppgitt bidrag på henholdsvis 5 og 6 TWh for disse typer vannkraftutbygging. Det har vist seg at disse anslagene var noe optimistiske.

En vil denne gang ikke oppgi egne tall for potensialet ved småkraftverk og opprustning. Det er vanskelig å sette noe klart skille mellom disse prosjekttypene og annen vannkraftutbygging. Særlig gjelder dette opprustning, som av mange ble oppfattet som rehabilitering av selve kraftstasjonen uten vesentlige inngrep i vassdraget. De fleste prosjekter som inngikk i potensialet på 6 TWh omfatter imidlertid også slike inngrep. For å få opprustning til å lønne seg, må en som regel utnytte større vannføring enn tidligere. Det kan også komme på tale med økte reguleringer. Ofte vil en, i stedet for å bygge om én eller flere eldre stasjoner som ligger i serie, bygge én ny stasjon og la den/de gamle stå som flomkraftreserve. Mange «opprustnings»-prosjekter vil derfor ende som nyutbygginger.

De enkelte prosjekter, som sammen med det utbygde vannkraftpotensial i sum oppgis til 172 TWh midlere årsproduksjon, er neppe planlagt ut fra en kostnadsreferanse på 4,20 kr/kWh som angitt ovenfor. De mange planleggere har nok brukt forskjellige kostnadsreferanser. Vassdragsdirektoratet prøver å få dette på så enhetlig grunnlag som mulig.

Kostnadsgrensen, og dermed mengden av økonomisk nyttbar vannkraft vil endre seg, først og fremst ved realprisendringer for vannkraftutbygging og for billigste alternativ til vannkraften. Høyere kalkulasjonsrente vil redusere vannkraftpotensialet fordi kostnaden for vannkraft i alt vesentlig er kapitalkostnad. Grundigere undersøkelser av gjenværende vannkraft vil kunne føre til at en finner nye, lønnsomme prosjekter, men også til at tidligere registrerte prosjekter finnes ulønnsomme.

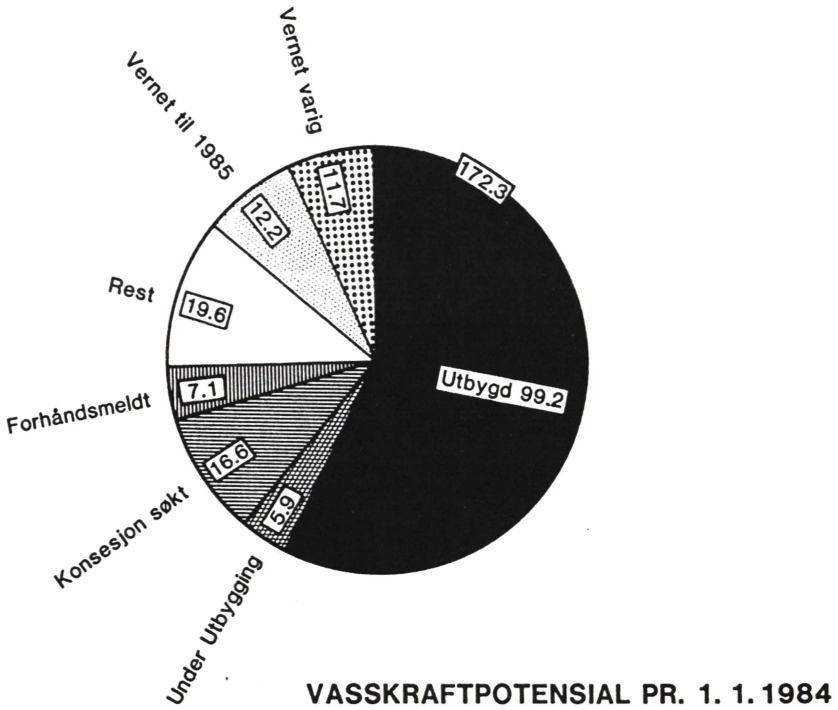
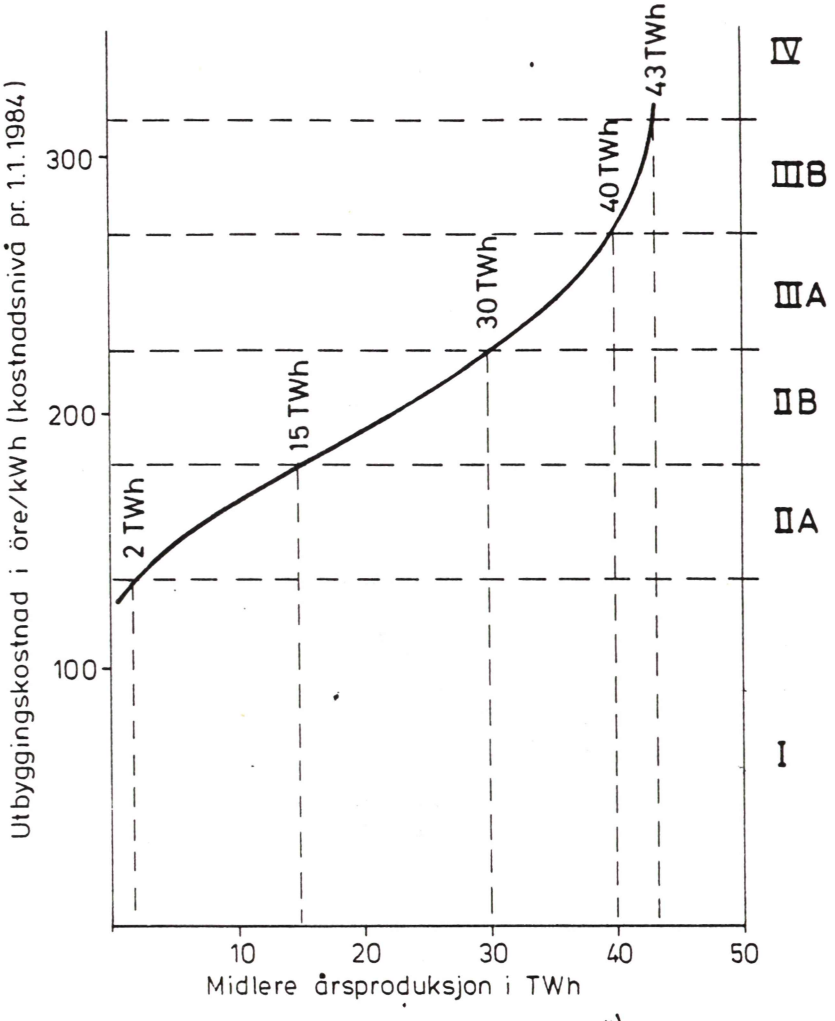


Fig. 3.7.1-1

Om en ser bort fra det som er under utbygging og det som er vernet (varig og midlertidig), er gjenværende vannkraftpotensial ca. 40 TWh midlere årsproduksjon. Fig.3.7.1-2 viser hvordan dette restpotensialet avhenger av kostnadsgrensen som her er angitt til 3,15 kr/kWh midlere årsproduksjon. Driftskostnaden er her ikke inkludert, hvilket den er i indifferenskostnaden. Vannkraftkilder som kan utnyttes til høyere kostnad enn 315 øre/kWh er lite undersøkt. Om slike undersøkelser ble gjort, vil det kunne vise seg at kostnadskurven ikke stiger så bratt som angitt i fig.3.7.1-2, m.a.o. at potensialet, som kan utnyttes til høyere kostnad, kan være betydelig.

Fordelingen av nyttbar vasskraft på fylkene er vist i fig. 3.7.1-3.



GJENVÆRENDE VASSKRAFT [x] pr. 1.1. 1984
SOM FUNKSJON AV UTBYGGINGSKOSTNAD

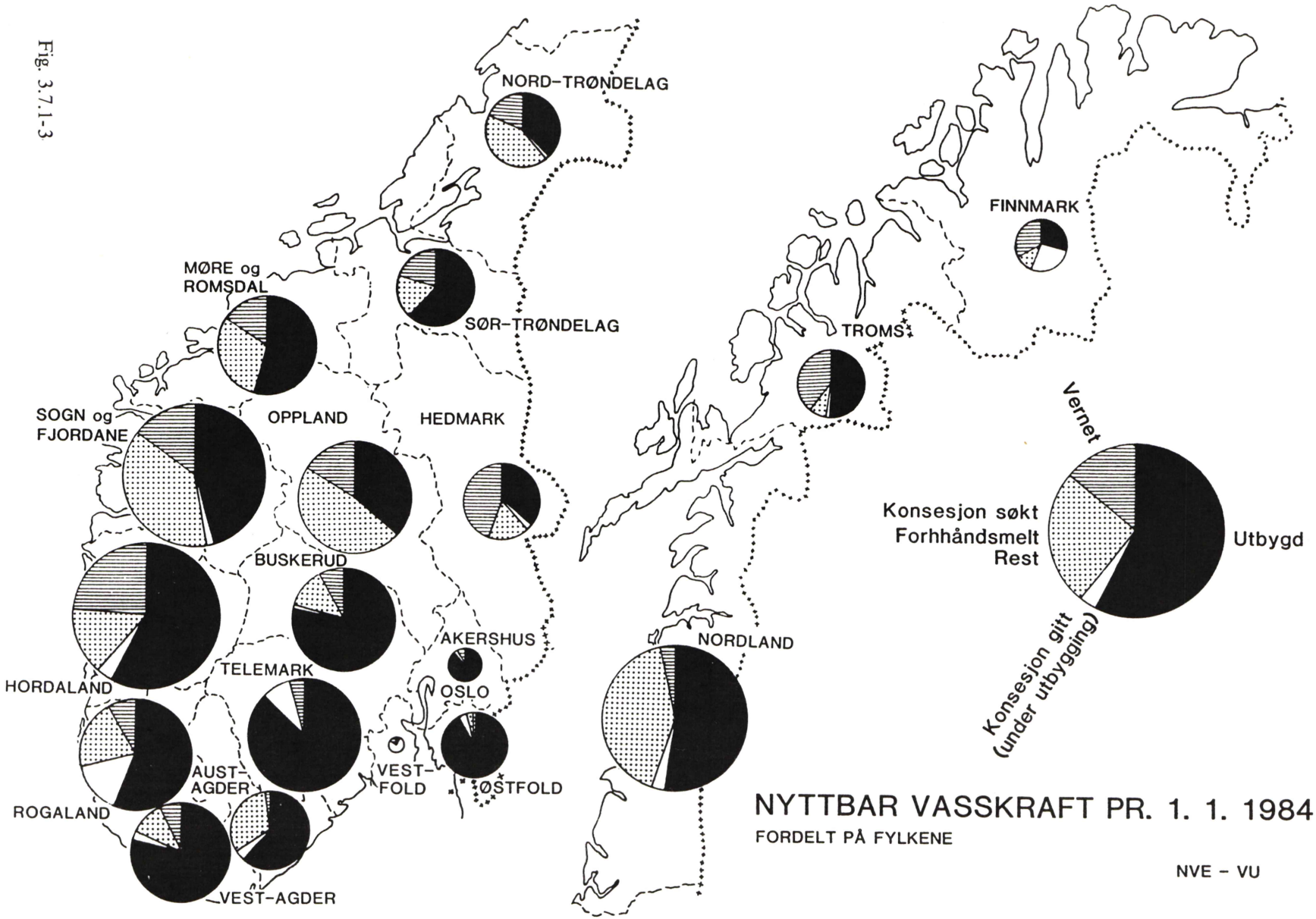
Kostnadsklasse	I	– 135	öre/kWh
—— " ——	IIA	135 – 180	"
—— " ——	IIB	180 – 225	"
—— " ——	IIIA	225 – 270	"
—— " ——	IIIB	270 – 315	"
—— " ——	IV	315 –	

[x] Vasskraft som ikke er utbygd, under utbygging eller vernet (varig og midlertidig).

Fig. 3.7.1-2

NVE - VU

Fig. 3.7.1-3



NYTTBAR VASSKRAFT PR. 1. 1. 1984

FORDELT PÅ FYLKENE

NVE – VU

3.7.2 Fossilfyrte kraftverk

Følgende hovedtyper av fossilfyrte kraftverk kan på sikt få innpass i det norske system, som supplement til vannkraften:

- Kullfyrte kondenskraftverk
- Gassfyrte kondenskraftverk, alternativt gassfyrte kombinerte anlegg
- Kraftvarmeverk, for ulike slag av faste brensler
- Oljefyrte gassturbiner

Tidspunktet for innpass av varmekraft vil i første rekke avhenge av kostnadsforholdet mellom vannkraft og varmekraft, og den nytten varmekraften til enhver tid kan gjøre i vannkraftsystemet.

Kullfyrte kondenskraftverk, kostnadsforhold

Kull fremstår idag som det mest sannsynlige brensel for et større varmekraftverk i Norge. Kull er for tiden vesentlig billigere enn olje og gass regnet pr. energienhet, og det forventes også at prisutviklingen fremover kan bli mer stabil enn for olje og gass.

Tabell 3.7.2-1 viser anslag foretatt av NVE våren 1984 over anleggskostnader og faste årskostnader for kullfyrte kondenskraftverk, pengeverdi januar 84, og med 5 og 7% kalkulasjonsrente.

Tabell 3.7.2-1

Installasjon	MW	1 × 75		1 × 600	
Kalkulasjonsrente	%	5	7	5	7
Anleggskostnad	kr/kW	10 600	11 000	6 400	6 700
Faste årskostnader	kr/kW	1 005	1 210	575	710

ANLEGGSKOSTNADER OG FASTE ÅRSKOSTNADER FOR KULLFYRTE KONDENSKRAFTVERK, JANUAR 84 PENGEVERDI.

Kilde: NVE-E publikasjon 1/84

Produksjonskostnadene ved stasjonsvegg i øre/kWh er summen av fast årskostnad fordelt på antall brukstimer, og den driftsavhengige kostnad.Den driftsavhengige kostnad for et 1 x 75 MW aggregat er anslått til i øre/kWh

$$Pd = 3.3 + 0.96\ Kk$$

og for 1 x 600 MW

$$Pd = 2.6 + 0.9\ Kk$$

der Kk = kullpris i kr/GJ.

I praksis kan brenselskostnaden for et kullkraftverk utgjøre omtrent halvparten av samlet produksjonskostnad, eller vel så det. Prisutviklingen for kull i årene fremover kan derfor påvirke det fremtidige konkurranseforhold mot vannkraft i betraktelig grad.

Gassfyrte kraftverk

For Norge kan det ikke utelukkes at gass kan komme til anvendelse for kraftproduksjon, selv om undersøkelser hittil har konkludert med at gassprisen har vært for høy. Det kan både tenkes at gass fra marginale felt kan bli interessant etterhvert som en får mer kunnskap om disse felt, og at utviklingen på eksportmarkedet generelt kan tilsi at gass til norsk kraftproduksjon kan bli hensiktsmessig.

Det er særlig marginale gassfelt, hvor utbygging og transport til markedet via rørledning ikke er økonomisk attraktivt, som kan være aktuelle for kraftproduksjon.

Det kan ligge en samfunnsmessig gevinst i å ta i bruk slike ressurser tidligere, fordi det kan ligge en merkostnad i å måtte fremskaffe kraft på en annen måte.

Aktivitet på sokkelområdet har hittil vært forbeholdt oljeselskapene. Spørsmålet er om dette ikke bør tas opp til revisjon på den måten at en for enkelte felt vurderer å øremerke slike felt til kraftforsyningsformål i Norge. NVE mener at problemstillingen er interessant sett på bakgrunn av de samfunnsøkonomiske kriterier som legges til grunn ved utformingen av kraftforsyningssystemet.

Flere kraftverkstyper kan komme på tale om gassbasert varmekraft skulle bli innpasset i det norske system. Disse omfatter gassfyrte kondenskraftverk, og forskjellige varianter av kombinerte anlegg.

Tabell 3.7.2-2 viser anslag foretatt av NVE over anleggskostnader og faste årskostnader for gassfyrte kondenskraftverk, pengeverdi januar 84, med 5 og 7 % kalkulasjonsrente.

Tabell 3.7.2-2

Installasjon	MW	1 × 75		1 × 600	
Kalkulasjonsrente	%	5	7	5	7
Anleggskostnad	kr/kW	7 800	8 100	4 600	4 800
Faste årskostnader	kr/kW år	705	845	395	480

ANLEGGSKOSTNADER OG FASTE ÅRSKOSTNADER FOR GASSFYRTE KONDENSKRAFTVERK, JANUAR 84 PENGEVERDI.

Kilde: NVE-E publikasjon 1/84.

Driftsavhengig kostnad for et 1 x 75 MW anlegg anslås til, i øre/kWh:

$Pd = 1.9 + 0.9 \cdot KG$

og for et 1 x 600 MW anlegg

$Pd = 0.9 + 0.84 \cdot KG,$

der KG = gasspris i kr/GJ

Det er ikke gjort noe forsøk på å vurdere en fremtidig prisutvikling for gass til kraftverksformål, utover kommentarene i det foregående. Som illustrasjon på en markedspris for gass pr. idag synes Sleipner- gassen å ligge i området 30 kr/GJ, i utkast til avtale sommeren 84.

Kraftvarmeverk

NVE har ikke utarbeidet noen referanse/kostnadstall for kraftvarmeverk/mottrykkskraft, som gjort for kondenskraftverk og gassturbinverk.Samtidig produksjon av el og varme basert på fossilt brensel er i prinsippet billigere enn separat produksjon, forutsatt at egnet varmemarked finnes.

I det norske system må løsninger med kraftvarmeverk vurderes mot andre alternative måter for el – og varmedekning innen de enkelte forsyningsområder.

Gassturbinverk

Oljefyrte gassturbinverk kan i første rekke få innpass i det norske system som tørrårssikring, og effektreserve. Det mest sannsynlige brensel for slik drift er rimeligvis lettolje.

Tabell 3.7.2-3 viser anslag over anleggskostnader og faste årskostnader for et gassturbinverk, pengeverdi januar 84, og med 5 og 7% kalkulasjonsrente:

Tabell 3.7.2-3

Installasjon	MW	1 × 123	
Kalkulasjonsrente	%	5	7
Anleggskostnad	kr/kW	1 670	1 700
Faste årskostnader	kr/kW år	135	160

ANLEGGSKOSTNADER OG FASTE ÅRSKOSTNADER FOR GASSTURBINVERK. PENGEVERDI JANUAR 84. KALKULASJONSRENTE 5 OG 7 %.

Kilde: NVE-E publikasjon 1/84.

Driftsavhengig kostnad anslås til, i øre/kWh:

$P = 2.0 + 1.2\ Ko$

der Ko = lettoljepris, kr/GJ.

Det er ikke gjort noe forsøk på å vurdere et fremtidig prisområde for lettolje til gassturbindrift.

Som illustrasjon på nåværende markedspris tilsvarte Rotterdam- noteringene våren 84 en lettoljepris på kr 45/GJ.

Fastkraftkostnader

I vannkraftsystemet varierer produksjonsevnen i takt med nedbørsmengden fra år til år. Et varmekraftverk kan supplere vannkraftproduksjonen med varmekraftproduksjon i nedbørssvake år, og dermed foredle tilfeldig kraft til fastkraft.

Fastkraftkostnadene for varmekraft i vannkraftsystemet avviker derfor vanligvis fra kostnadene pr. produsert enhet i varmekraftverket.

Ved hjelp av driftssimuleringer mot det norske system er fastkraftkostnaden for varmekraft beregnet ut i fra endel antatte forutsetninger.

Tabell 3.7.2-4 viser de beregnede fastkraftkostnader for henholdvis kullfyrt kondens, kjernekraft og gassturbinverk i det norske system. Alternative kalkulasjonsrenter er 5 og 7%.

For kullfyrt kondenskraft er det anvendt to alternative kullpriser. Prisen på 15 kr/GJ representerer dagens nivå. Prisen på 19 kr/GJ er et eksempel med en viss videre realprisstigning lagt inn i forhold til dagens nivå.

Kostnadsgrunnlaget for kjernekraft er hentet fra avsn. 3.7.5.

For gassturbinkraft er bare dagens pris lagt til grunn, 45 kr/GJ.

Tabell 3.7.2-4

	Installasjon MW	Fastkraftkostnad Øre/kWh 5 %	7 %
Kullfyrt kondens, 15 kr/GJ	1 × 75	33,0	36,5
	1 × 600	24,0	26,5
Kullfyrt kondens, 19 kr/GJ	1 × 75	37,0	40,0
	1 × 600	28,0	30,0
Kjernekraft	1 × 600	30,0	36,5
	1 × 1000	23,0	27,0
Gassturbin, 45 kr/GJ	1 × 123	25,0	25,5

FASTKRAFTKOSTNADER, VARMEKRAFT
Kilde: NVE-E publikasjon 1/84.

Kommentarer til kostnadstallene
Kostnadstallene for varmekraft angitt i det foregående gjelder veiledende priser på nøkkelferdige anlegg, innhentet fra et par europeiske hovedleverandører. Til disse priser er de tilleggskostnader en norsk byggherre må regne med skjønnsmessig lagt til. Investeringsavgift og byggetidsrenter inngår. Fastkraftkostnadene er beregnet for varmekraft i samspill med det norske kraftsystem.

3.7.3 Varmepumper

Varmepumpen avgir en større varmemengde enn tilsvarende den energimengden som driver varmepumpen. I oppvarmingssystem basert på varmepumper tas lavtemperatur varme fra omgivelsene, og avgis ved en høyere temperatur, jfr. kjøleanlegg som avgir varme. Elektrisk kraft eller fossilt brensel går med til å drive varmepumpen.
Effektfaktoren er forholdet mellom avgitt varmeenergi totalt fra varmepumpen, og tilført energi til varmepumpen. En effektfaktor på f.eks. 2 betyr at 2 joule avgis ved 1 joule tilført energi. Tilskuddet på 1 joule er hentet fra omgivelsene.

Effektfaktoren for varmepumper for bygningsoppvarming kan med dagens standard, og vanlig temperaturløft, ligge i området 2-3. De vanligste varmekilder er luft, jord eller vann. Varmepumper egner seg best som grunnlastkilde i kombinasjon med elektrisk eller brenselsfyrt oppvarmingssystem.
Varmepumpen brukes allerede i noen grad i Norge til bygningsoppvarming, og industrielle prosesser. Innstallert varmepumpekapasitet er anslagsvis ca. 100 MW avgitt varme, hvorav 30 MW er gjenvinning fra kuldeanlegg.
Institutt for kuldeteknikk, NTH, har på grunnlag av sine vurderinger anslått det praktisk/økonomiske potensialet for varmepumper i Norge å ligge et sted mellom 18 og 54 PJ/årlig produksjonsevne frem mot år 2000.
Sammenlignet med andre oppvarmingssystemer har varmepumpen høye investerings- og vedlikeholdskostnader.

3.7.4 Fjernvarme

Utbygging av fjernvarmesystemer må bli system i parallell med elforsyningssystemet som i alle fall må bygges ut. Totalkostnaden for fjernvarmesystemet må da kostnadsmessig konkurrere med kostnadene ved å oppdimensjonere kraftforsyningssystemet. Kostnadene ved oppdimensjonering av distribusjonssystemet for elektrisitet er små. Dette innebærer at fjernvarmesystem vanskelig kan konkurrere i Norge. De mest interessante mulighetene for utnyttelse av fjernvarme i Norge er i områder hvor det finnes vannbårne oppvarmingssystemer (sentralvarmeanlegg) hvor en kan utnytte billige energiressurser for varmefremstillingen, eksempelvis avfall eller spillvarme fra industri.
Fjernvarme utgjør idag en del, om enn en liten del, av det norske energiforsyningssystem. Begrepet fjernvarme nyttes her som betegnelse på ledningsført varme, hvor energisentralen er geografisk adskilt fra hoveddelen av bygningene som forsynes, og hvor denne eies og drives av andre enn abonnentene/eierene av de forsynte bygninger.
Energisentralen kan enten være en ren varmesentral, eller en sentral for produksjon av både el og varme, vanligvis betegnet kraftvarmeverk. Kjelanleggene kan være tilpasset fyring med forskjellige slags brensel. Ved å legge om til fjernvarme kan andre energibærere tas i bruk, og små, mindre fyrkjeler erstattes av større, mer effektive enheter.
Intensjonene ved å bygge fjernvarme er gjerne å kunne levere energi til oppvarming billigere enn hva en kan klare ved installasjoner hos den enkelte forbruker, og samtidig oppnå praktiske og miljømessige fordeler.
Fjernvarmeforsyning er en tenkelig løsning for byer eller tettsteder med høy varmebelastning

innen et begrenset geografisk område. Vanligvis er det kostnadene for distribusjonsnettet som bestemmer lønnsomheten.

I Oslo og Trondheim har man valgt å begynne å bygge ut fjernvarme i visse bydeler. Her har også andre hensyn enn de rent samfunnsøkonomiske vært avgjørende for valget.

Fjernvarmepotensialet for en del byer og tettsteder er under utredning. På grunnlag av undersøkelser og nærmere angitte forutsetninger er et teoretisk fjernvarmepotensiale i Norge anslått til ca. 30 PJ varme per år (IFE: Teoretisk fjernvarmepotensiale for landets bygningsmasse, stadium 83). Det praktisk/økonomiske potensialet anslås å være noe lavere, 20-25 PJ/år.

Den fjernvarmemenge som er utbygget eller vedtatt utbygget tilsvarer omtrent varmebehovet for 25 000, henholdsvis 70 000 boliger. Planer tilsvarende behovet for 200 000 boliger utredes.

Dersom disse planer blir gjennomført, vil det gi en samlet fjernvarmemengde på ca. 11,5 PJ/år. Dette betyr at et sted mellom fem og femten prosent av landets befolkning om noen år kan være tilknyttet fjernvarmeforsyning.

Mulige lokale energiressurser for fjernvarme kan være ulike typer avfall, biomasse (flis), spillvarme fra industriprosesser, varme fra sjø, luft eller jord via varmepumpeanlegg, m.v. I tillegg kan importert brensel komme på tale (kull, olje). Installasjon av elektrokjeler for å utnytte tilgangen på tilfeldig kraft er også interessant for produksjon av varmtvann eller damp i fjernvarmeanlegg.

Fjernvarmeforsyningen bør innpasses i det norske energiforsyningssystem på en slik måte at de samlede samfunnsøkonomiske kostnader for å dekke et gitt energiforbruk blir lavest mulig. Fjernvarmeprosjekt med varmekostnader for nyttiggjort varme i området langtidsgrensekostnad referert forbruker for elektrisk energi, ansees gjerne som samfunnsøkonomisk akseptable (se avsnitt 3.2). Merkostnadene for nødvendige investeringer hos forbrukerene ved fjernvarme må også tas med i en samfunnsøkonomisk betraktning.

Utbygging av fjernvarme i Norge kan sammenfatningsvis gi følgende fordeler:

- Økt fleksibilitet i utnyttelsen av lokale energiressurser, og derved dempe behovet for brensel eller el brukt direkte til oppvarming.
- Økt samspill mellom fjernvarme og vannkraftsystemet, i situasjoner med kraftoverskudd.
- Bedre kontroll med luftforurensninger i byområder, derved miljømessige fordeler.
- Billigere oppvarming enn alternative løsninger, der forholdene ligger til rette for det.

3.7.5 Kjernekraft

Kjernekraft er idag et etablert energislag i mange land. Globalt er det pr. januar 1984 317 reaktorer i drift, og ca. 200 er under bygging. Dette tilsvarer vel 190 000 MWe i drift, og ca.

Tabell 3.7.5-1

LAND	I drift		Under bygging		Kjernekraftens andel av total el-kraftprod. %
	Antall enheter	Installert ytelse 1000 MWe	Antall enheter	Installert ytelse 1000 MWe	
BELGIA	6	3,5	2	2	46
CANADA	15	8,3	8	6	13
FINLAND	4	2,2	—	—	42
FRANKRIKE	36	27	25	29	48
VEST-TYSKLAND	16	11	11	12	18
ITALIA	3	1,2	3	2	3
JAPAN	28	19	10	10	20
SPANIA	6	4	9	8	9
SVERIGE	10	7,4	2	2	37
SVEITS	4	2	1	0,9	29
SOVJETUNIONEN	43	21	41	38	8
STORBRITANNIA	35	8	7	4	17
USA	80	63	49	54	13
ANDRE LAND	31	13	41	26	—
VERDEN TOTALT	317	191	209	194	12

KJERNEKRAFTVERK I DRIFT OG UNDER BYGGING PR. 83-01-01.

Basert på oppgaver innhentet av IAEA fra de enkelte land i mars 1984.
Kilde: IFE, oktober 1984.

200 000 MWe under bygging. Til sammenlikning er den totale kraftstasjonsytelse i Norge ca. 23 000 MW.

Avfallsbehandling og -lagring har det vært arbeidet mye med gjennom de senere år, særlig i land som har installert mye kjernekraft. Mange mener at dette problem nå har funnet sin løsning.

Kjernekraft har hittil vist seg som en svært sikker produksjonsform for elektrisitet. Kraftproduserende reaktoranlegg har vært i drift i snart tredve år. Hittil har det ikke forekommet uhell ved slike anlegg som har medført radiologiske skader på mennesker.

Det forventes at kjernekraften kan komme til å bidra med en stadig økende del av verdens energiforsyning. Det er anslått at kjernekraften kan tenkes å bli stående for 15 % av den totale energiforsyning i år 2020 (WEC, 1983).

Tabell 3.7.5-1 viser status for verdens kjernekraftutbygging. Som vist har enkelte land allerede opptil 40-50% kjernekraftdekning, referert til total årsproduksjon av elektrisitet.

Erfaringene med kjernekraft fra de enkelte land viser trend mot en mer sikker og stabil drift etterhvert. I sum fremstår kjernekraft idag som et driftssikkert og miljøvennlig energislag.

Som for annen varmekraft har kostnadsutviklingen imidlertid vært stigende regnet i fast pengeverdi. Den har også vært ujevn om en betrakter de enkelte land.

Den mest omfattende internasjonale kostnadsstudien utført i den senere tid ble fremlagt av OECD/NEA i 1983. Siktemålet med denne studie var å analysere konkurranseforholdet kjernekraft - kullkraft.

Selv om det advares mot å treffe for vidtgående slutninger, viser det seg at kjernekraft som regel kan konkurrere bra med kullkraft i de forskjellige land. En usikkerhetsfaktor er den fremtidige prisutvikling for kull, særlig i Europa.

Kostnadsstigningen for kjernekraft skyldes i stor grad skjerpede miljø- og sikkerhetskrav, og forlengede byggetider. Forlengede byggetider har særlig hatt sin årsak i miljø- og sikkerhetskrav som er fremkommet på sene tidspunkt i prosjektforløpet. Lang konsesjonsbehandling (opinionsforhold og politiske inngrep underveis) har også spilt inn.

Frankrike er det land som har den laveste kostnadsstigning for kjernekraft regnet i fast pengeverdi. Dette begrunnes med at Frankrike har et meget stort kjernekraftprogram, med bare en kjøper (EdF), bare en selger (Framatome), med en produksjonsbasis i et stort antall serieproduserte, standardiserte anlegg. Konsesjonsbehandlingen har dermed også blitt standardisert, og har tatt kortere tid.

Vest-Tyskland og Sveits har til sammenligning høyere kostnader for kjernekraft. Det er bygget færre anlegg, og av ulike typer. Videre kreves det noe dyrere sikkerhetsutrustning enn i Frankrike.

I USA har de fått store kostnadsøkninger for enkelte nye anlegg. Det finnes eksempler på at kjernekraftverk, som montasjemessig er langt på vei ferdig, er blitt skrinlagt på grunn av uakseptable kostnadsforhøyelser. Dette har påvirket bestillinger av nye anlegg i USA.

Det forventes imidlertid at økt standardisering og fastere regler for myndighetsbehandling kan bidra til å stabilisere kostnadsutviklingen på sikt.

Den videre utvikling for kjernekraft synes imidlertid mer bestemt av om den blir politisk akseptert innen de enkelte land, enn av kostnadsutviklingen. Dette er svært forskjellig i de enkelte land. Situasjonen i de skandinaviske land illustrerer dette.

I Sverige er det omfattende kjernekraftprogram vedtatt avviklet innen år 2010, med utgangspunkt i folkeavstemning i 1980, dette til tross for at driftserfaringene i sum har vært gode og kjernekraften for Sverige har vært og er klart lønnsom. I Sverige drøftes nå hvordan kjernekraften kan avvikles og hva som skal erstatte den. Problemet synes ikke enkelt.

I Danmark er flertallet i Folketinget foreløpig imot kjernekraft, men debatten der er ikke avsluttet. Det er derfor foreløpig uklart om det blir bygget kjernekraftverk i Danmark med det første.

I Finland har det ikke vært vesentlige problemer med å få politisk aksept for kjernekraftutbyggingen.

Tabell 3.7.5-2 viser som illustrasjon anslåtte kostnader for kjernekraftverk bygget i Norge. Kostnadsgrunnlaget er utførelse og priser for

Tabell 3.7.5-2

Installasjon	MWe	1 × 600		1 × 1000	
Kalkulasjonsrente	%	5	7	5	7
Anleggskostnader	kr/kW	16 500	17 700	10 900	11 900
Faste årskostnader	kr/kW år	1 410	1 755	965	1 195

KOSTNADER FOR KJERNEKRAFT, PENGEVERDI JANUAR 1984, 25 ÅR ØKONOMISK LEVETID, 5 OG 7 % KALKULASJONSRENTE.

Kilde: NVE-E publikasjon 1/84.

tyske/sveitsiske anlegg, av PWR type. Kostnadene kan synes høye sammenliknet med eksempelvis franske underlag, men ansees likevel realistiske for et eventuelt beskjedent utbyggingsprogram av førstegangskarakter i Norge.

Driftsavhengig kostnad inklusive brensel er beregnet til 6,5 øre/kWh for alle alternativ.

De tilsvarende fastkraftkostnader for kjernekraft i det norske system er tatt med i foregående tabell 3.7.2-4.

Varmekraftavdelingen i Statskraftverkene er nedlagt. Det foregår nå ingen konkret planlegging eller prosjektering av kjernekraft i Norge. I beskjedent omfang prøver NVE, dels med hjelp fra IFE, å følge med i utviklingen på kjernekraftområdet internasjonalt og særlig utviklingen i våre naboland.

Rent økonomisk, og sett på bakgrunn av erfaring i land som har mye kjernekraft i drift, fremstår kjernekraft fortsatt som et interessant alternativ også i Norge når det måtte bli nødvendig med varmekraftsupplement til vårt vannkraftsystem, og så fremt politisk aksept foreligger på det tidspunkt.

3.7.6 Energislag under utvikling

Avhengig av utviklingen kan det på lengre sikt bli av interesse å utnytte havbølger, vind og sol som energiressurser i Norge.

Bølgekraftverk, vindkraftverk og solenergisystem ble omfattende beskrevet i St.meld. nr. 65 (1981-82). Bare visse trekk i den videre utvikling oppsummeres her.

Bølgekraft

Tre forskjellige fagmiljøer bearbeider løpende ulike løsninger for å ta ut energi av bølger. Disse omfatter

- NTH, prosjekt svingende kraftbøye
- Kværner Brug A/S, prosjekt svingende vannsøyle
- Norwave A/S, prosjekt bølgefokusering og konvensjonelt vannkraftverk.

Foreløpig er ingen av de nevnte kraftverkstyper utviklet til kommersielle enheter som kan innpasses i det norske elforsyningssystemet. Det er dessuten delte meninger om hvilke muligheter bølgekraftverk vil ha hvis en stiller krav om økonomisk konkurransedyktighet i forhold til konvensjonelle vann- og varmekraftverk.

Institutt for eksperimentalfysikk, NTH, mener at midlere energikostnad fra kraftverk basert på svingende bøyer vil ligge i området 54-36 øre/kWh, januar 1984-pengeverdi. Det laveste tallet gjelder fremtidige, 2. generasjonskraftverk. Fortsatt utviklingsarbeid er imidlertid nødvendig om en skal komme frem til en driftssikker bøye og et bedre kostnadsgrunnlag.

Det prosjekt som er nærmest realisering er Kværner's løsning med svingende vannsøyle. Bygging av en prototyp er påbegynt i 1984, med idriftssettelse vinteren 1985-86. Installasjonen er 300 kW, og anslått årsproduksjon 1 GWh.

I desember 1982 ble det av ansatte ved SI dannet et kommersielt selskap, Norwave A/S, med det formål å utnytte industrielt og kommersielt oppnådde forskningsresultater for fokuseringskraftverk. Det er utviklet en forenklet versjon, det såkalte kilerennekraftverket. Også for dette arbeides det nå med et prototypanlegg. Bygging startet i 1984. Installasjonen blir 350 kW. Energiproduksjonen er beregnet til 1,7 GWh/år. Midlere produksjonskostnad er beregnet til rundt 0,6 kr/kWh.

Forprosjekt for kilerennekraftverk på 5 MW, utført for egnede øysamfunn i kyststater, angir kostnad i området 0,40 kr/kWh. Det er da regnet med 30 år økonomisk levetid, 7 % kalkulasjonsrente, og pengeverdi januar 1984.

De tekniske og økonomiske resultater fra de prototyper som nå bygges vil bestemme den videre utvikling for disse varianter bølgekraft.

Vindkraft

Det nasjonale program for vindkraft ble avsluttet i 1983. Programmet har vært ledet av Institutt for energiteknikk. Målsettingen har vært å registrere vindressursene, og undersøke mulighetene for å utnytte vindkraft til kraftproduksjon. Rapporteringen av dette program ventes sluttført i 84.

I 1982-83 ble det i regi av NVE gjennomført et forprosjekt for et prøveanlegg for vindkraft, etter oppdrag fra Oed. Det ble innhentet foreløpige tilbud på komplette anlegg fra utenlandske leverandører. Resultatet av den tekniske og økonomiske gjennomgang av disse tilbud ble fremlagt for departementet vinteren 83/84, sammen med NVE's uttalelse og tilråding. I tillegg ble utvalgte mulige byggesteder gjennomgått, ut i fra vindmessige, miljømessige og sikkerhetsmessige betraktninger. Som resultat av disse undersøkelser ble Frøya pekt ut som byggested, ifall et prøveanlegg skal bygges.

Ved utgangen av 1983 var det brukt ca. 9,9 Mkr til det nasjonale vindforskningsprogram, og 2,3 Mkr til forprosjektet for prøveanlegget.

Det nasjonale forskningsprogram har klarlagt at de norske vindkraftressurser er betydelige. Spesielt kysten utenfor Nord-Møre og Trøndelag peker seg ut som mulige områder for vindkraft. Et samlet potensiale i området 10-30 TWh er antydet, uten at en vil ta stilling til realismen i disse tall.

De tilbudte prøveanlegg varierte i størrelsesområdet 750-3000 kW. Anleggene var i stor grad av prototypkarakter. Produksjonskostnadene for de tilbudte anlegg varierte i området 1-2 kr/kWh. Sett i forhold til vannkraft som bygges i dag lå kostnadene dermed 5-10 ganger høyere, beregnet ut i fra samfunnsmessige kriterier.

Europeiske studier over kostnadene for serieprodusert vindkraft antyder til sammenlikning et fremtidig produksjonskostnad på ca. 0,25 - 0,50 kr/kWh.
Kostnadsbildet for fremtidig vindkraft er altså foreløpig meget usikkert. Dette skyldes både at teknologien ennå er på et tidlig utviklingstrinn, at ulike former for nasjonale subsidier ofte inngår i anlegg bygget hittil, og at driftserfaringer mangler i stor utstrekning. Det er eksempelvis vanskelig å si med noen sikkerhet hva de virkelige driftskostnader kan bli. Foreløpig er anslag over økonomiske levetider for de hovedkomponenter som er hardest påkjent usikre.
Beslutning om bygging eller ikke av et prøveanlegg er foreslått utsatt et par år, til 1986. Begrunnelsen for utsettelsen er å avvente utviklingen for aggregat av den påtenkte type som nå er under bygging i utlandet. Dette gjelder både tekniske og økonomiske faktorer. I en slik ventetid vil en også få vite mer om hvordan vindkraftteknologien generelt utvikler seg.
Spørsmålet om vindkraft forutsettes vurdert på nytt i 1986. Hvis vindkraft da fremstår mer positiv, forutsettes det utformet et handlingsprogram for utprøving og eventuell videre utvikling av vindkraft i det norske elforsyningssystem.

Solenergi

Utviklingsarbeidet på området solvarmesystem i Norge er konsentrert om vannbaserte og luftbaserte system. Prøveanlegg for begge løsninger er i drift, og målinger og evalueringer av resultater pågår.
Potensialet for solvarme er i første rekke knyttet til oppvarmingsbehov i overgangsperioden høst og vår, og til varmtvannsproduksjon i den solrike del av året.
Utnyttelse av solvarme omfatter både aktive og passive system. Ved passive system søker en i første rekke å nyttiggjøre seg solvarmen ved hensiktsmessig plassering og utforming av bygninger. Ved aktive system inngår spesielle komponenter som solfangere, varmelagringssystem og distribusjonssystem.
Resultatene hittil tyder på at enkle løsninger, eventuelt kombinasjoner av passive og aktive system, er de mest interessante løsninger på kort sikt. Mer spesielle løsninger er også prøvet. Eksempel på dette er solvarmesystemet installert i det nye Indre Østfold Meieri.
Fysisk Institutt på Blindern har i den senere tid prøvet sin enklere og billigere solfanger med tilsynelatende godt resultat. Nordisk Aluminiumsindustri markedsfører nå en løsning basert på dette prinsipp.
Når det gjelder solvarme er det først og fremst tale om å utvikle enkle, tilpassede løsninger, som kan konkurrere kostnadsmessig med andre oppvarmingssystem. Fremskritt gjøres, men det er for tidlig å anslå potensialet for solvarme i Norge med noen sikkerhet.

3.8 FORSYNINGSSYSTEMETS VIDERE UTVIKLING

Med de forutsetninger som er gjort om utvikling i energipriser, økonomisk aktivitet og energiøkonomiske tiltak må vi fortsatt regne med en betydelig økning i etterspørselen etter elektrisk energi i årene frem mot år 2000. Dette er nærmere begrunnet i avsnitt 3.5. Av avsnittene 3.3 og 3.7 fremgår at en videre utbygging av våre vannkraftressurser ennå i mange år vil gi det økonomisk gunstigste utbyggingsalternativ. Rekkefølgen i denne utbygging er vurdert i Regjeringens arbeid med «Samlet Plan», hvor hensynet til andre brukergrupper i vassdragene inngår i tillegg til de økonomiske forhold. Den utbyggingsrekkefølge som man kan regne med i praksis er bl.a. avhengig av finansieringsvilkår og organisasjons- og forvaltningsmessige barrierer som er nærmere omtalt i avsnitt 3.9. For de prosjekter som har fått konsesjon og som er under utbygging er rekkefølgen gitt. Prosjekter under planlegging og konsesjonsbehandling er usikre.

3.8.1 Fastkraft

Energitilgangen fra vannkraftsystemet varierer sterkt over året og fra år til år. Forbrukerne har imidlertid behov for en sikker energitilgang, uavhengig av nedbørsforholdene. En høy leveringssikkerhet for energi kan brukerne sikre seg enten ved å inngå avtale med et everk om levering av fastkraft, ved å basere seg på fast eller flytende brensel eller ved å kjøpe tilfeldig overskuddskraft kombinert med brenselsfyrt reserve. I det siste tilfelle må fordelen med periodevis billig tilfeldig kraft oppveie merkostnaden med å installere og vedlikeholde to parallelle energisystemer (eks. elektrokjel og oljefyr).
Fastkraft er kraft som leveres med så høy leveringssikkerhet at de aller fleste forbrukere ikke har behov for alternativ energi i reserve. Det vil si at brukere av fastkraft regner med å få denne levert fullt ut og har krav på dette, bortsett fra i spesielt tørre år. Prognosene og kraftbalansene som omtales her gjelder for fastkraft.
Systemkostnadene på tilgangssiden øker sterkt med økende leveringssikkerhet for fastkraft. En leveringssikkerhet på 100 % er derfor ikke økonomisk forsvarlig. Den leveringssikkerhet som anbefales av NVE for et gitt system er beregnet ved en optimal avveining mellom de tap og ulemper som opptrer hos abonnentene ved nødvendige innskrenkninger i tørre år og kostnadene forbundet med videre utbygging av kraftsystemet.
Den faktisk observerte leveringssikkerhet for fastkraft fra systemet har vært høyere enn det

NVE antar er optimalt om systemet ble utnyttet under ideelle forhold. Dette skyldes bl.a. de usikkerheter som er nevnt ovenfor i tillegg til prognoseusikkerheten. Det har dessuten vist seg vanskelig å motivere de mange eiergruppene for kraftverkene til å omsette samkjøringsgevinsten verkene imellom som fastkraft. Hverken NVE eller Samkjøringen av kraftverkene i Norge kan pålegge kraftverkseierne å kontraktfeste et gitt fastkraftkvantum. Mye av den eksterne samkjøringsgevinsten er likevel utnyttet ved at Statskraftverkene hittil har solgt vesentlig mer fastkraft enn det Statskraftverkenes system isolert sett har dekning for.

3.8.2 Usikkerheter i tilsig og kraftproduksjon

Vanntilsigene til kraftstasjonene er grunnlaget for kraftproduksjonen i et vannkraftsystem. En best mulig oversikt over tilsigsstatistikken og om det eventuelt skjer noen systematisk endring av tilsigene over tid er meget viktig å ha. Å måle tilsigene for alle interessante felter er upraktisk. Observasjonene er derfor utført for et begrenset antall felter, og på grunnlag av disse målingene må alle felter som inngår i kraftproduksjonen beregnes. Dette sammen med at målingene i seg selv ikke kan forventes å ha høy nøyaktighet gjør at tilsigstallene og dermed kraftproduksjonen ikke kan oppgis med stor grad av sikkerhet. For enkeltobservasjonene kan det ikke regnes med større nøyaktighet enn ± 5% i årstilsigene, mens for midlere årstilsig anslås det en nøyaktighet på ± 2,5% når 30 års-serier legges til grunn. Tilsigsobservasjoner for Rathe målestasjon i Nidelva viser imidlertid at for årsserien 1931-60 var tilsiget 6% høyere enn for langtidsperioden 1881-1980, mens perioden 1960-80 ligger ca 9% under det samme langtidsmiddelet. Dette er imidlertid ikke representativt for landet som helhet.

I tillegg til usikkerhetene i måling av tilsigene er det betydelige feilkilder i feltenes størrelse, magasinvolum, kraftstasjonenes virkningsgrader, flomtap osv. Dette tilsier nødvendigvis at feilsannsynlighetene for planlagt kraftproduksjon er større enn for tilsigene.

I Sverige er det lagt frem en offentlig utredning som er blitt tolket som om det er en signifikant avtagende tendens i tilsigene for perioden 1920-80. Dette må i såfall karakteriseres som en klimatisk utvikling. Det er ikke påvist noen tilsvarende tendens for Norge.

Undersøkelser av norske breer viser at det er endringer av akkumulerte is/snømasser i breene, men det er ikke funnet noen systematikk i dette. Det kan derfor ikke settes opp prognoser for utviklingen, men det er påvist at det er store variasjoner over kortere årsperioder. Forandringene er heller ikke i fase i tid for breene i de forskjellige områder av landet. Dette skaper også usikkerhet i forventet kraftproduksjon fra et eksisterende produksjonssystem.

I produksjonsplanleggingen regnes det i de fleste tilfeller med en midlere energiekvivalent (kWh/m^3) for kraftstasjonene. Fallhøyden varierer med magasinfyllingen – for noen kraftsatasjoner mye, for andre ubetydelig –. Dette kan føre til at produksjonen i tørre år med sterkt nedtappede magasiner blir overvurdert. I våte år og i vårflommen tyder undersøkelser på at flomtapene er større enn forventet. En systematisk gjennomgang av Statskraftverkenes kraftstasjoner viser at det er en klar tendens til lavere tilsig og produksjon i de årene kraftstasjonen har vært i drift i forhold til forventningsverdier for normalperioden 1931-60. Det arbeides videre med å finne årsakene til dette.

Det arbeides stadig med å komme fram til sikrere grunnlag. Imidlertid synes det å være en tendens til å regne med noe for høy produksjon fra kraftstasjonene. Dette må det tas hensyn til spesielt ved fastsettelse av fastkraftpotensialet fra et eksisterende system.

3.8.3 Samlet fastkrafttilgang som bør avklares ved planlegging og konsesjonsbehandling.

Den store usikkerhet når det gjelder fremtidig etterspørsel etter elkraft tilsier at oppdekningsstrategien bør være fleksibel slik at handlefriheten bevares lengst mulig.

På den annen side er det ønskelig av hensyn til anleggsdrift og leverandørindustrien at det holdes et mest mulig jevnt utbyggingstempo.

Planlegging og konsesjonsbehandling av nye kraftprosjekter tar idag meget lang tid, 4-6 år eller mer. Når prosjektene er avklart tar de gjerne nye 4-6 år å bygge. På grunn av usikre prognoser er det særlig viktig å ligge på forskudd med planleggingen. Dersom forbruket skulle bli lavere enn antatt kan avklarte kraftprosjekter lett utsettes til det er bruk for kraften. Men dersom etterspørselen skulle bli høyere enn antatt i prognosene, er det meget vanskelig og i alle fall meget kostbart å øke krafttilgangen utover det vedtatte utbyggingsprogram. En fleksibel oppdekningsstrategi tilsier derfor at vi bør ligge på forskudd med planlegging og konsesjonsbehandling av aktuelle prosjekter. Et flertall i Stortingets industrikomité sier om dette: (Innst. S. nr. 348 (1979-80) Innstilling fra industrikomitéen om Norges fremtidige energibruk og -produksjon (Energimeldingen), s. 19) «Dette flertall vil understreke at en eventuell overgang fra olje til elkraft ut over Regjeringens prognoseopplegg bør møtes ved at omfanget av planlegging og konsesjonsbehandling av ny krafttilgang bør ligge noe foran den forutsatte forbruksutvikling. Dette bør en søke å oppnå bla. ved å legge til rette en raskere behandling av vasskraftprosjekter som er mindre kontroversielle.»

NVE vil minne om at overgangen fra olje til elkraft i senere år har vært vesentlig større enn antatt i Regjeringens prognose i Energimeldingen. Som nevnt har det alminnelige forbruk i 1983 nådd et nivå som landets offisielle prognose forutsetter først i 1985. Selv om overgangen fra olje til elkraft nå synes å avdempes noe er det på den annen side tegn som tyder på en økning av veksttakten i vårt lands økonomi.
På bakgrunn av det som her er nevnt vil NVE legge vekt på følgende momenter ved vurdering av samlet fastkrafttilgang som legges til grunn for planlegging og konsesjonsbehandling:

- Etterspørselen etter elkraft i årene frem mot år 2000 er usikker. Dette skyldes vesentlig usikkerhet om den økonomiske utvikling og energiprisene i verden og derfor også i Norge. Selv de mest sofistikerte prognosemodeller som brukes idag kan ikke i vesentlig grad bidra til å redusere usikkerheten fordi denne vesentlig er knyttet til forutsetningene.
- Forbruket av fastkraft i alminnelig forsyning nådde i 1983 et nivå som Regjeringens offisielle prognose forutsetter først i 1985. Dette skyldes vesentlig en sterkere overgang enn antatt fra olje til el. til oppvarmingsformål.
- Usikkerheten omkring forbruksutviklingen i årene fremover bør tas hensyn til ved en utbygd energireserve og ved at man ligger noe på forskudd med planlegging og konsesjonsbehandling. De samfunnsøkonomiske kostnader er vesentlig større ved en underutbygging enn ved en tilsvarende overutbygging av kraftsystemet. (Se avsnitt 3.8.4).
- De siste fylkesprognosene summert og justert til en landsprognose viser en veksttakt på linje med den prognose Regjeringen hittil har valgt å legge til grunn. Nivåtallene er imidlertid justert oppover med ca. 1 TWh i 1990. Dette er mindre enn det halve av avviket mellom Regjeringens offisielle prognose og anslått temperaturkorrigert forbruk i 1983. Fylkesprognosene ligger innenfor et rimelig usikkerhetsområde omkring Regjeringens prognose.
- Fylkesprognosene er for de fleste fylker fremkommet i nært samarbeid med den ansvarlige energi-/el-forsyning. De er dessuten bragt i harmoni med fylkesplanene hvor energitilgang er et av basiselementene. Dersom man på sentralt hold fastsetter rammer for planlegging og konsesjonsbehandling som er vesentlig lavere enn fylkenes prognoser summert for landet vil dette føre til økte problemer med kraftdekningen i de distrikter som idag har dårligst dekning. Resultatet kan bli leveringsnektelse («skjult rasjonering») og økt prisdifferensiering mellom distriktene. I deler av landet er energiprisen til alminnelig forsyning nå høyere enn langtidsgrensekostnad for ny kraft fra systemet beregnet med 5 % kalkulasjonsrente.
- Virkningen av energiøkonomiserende tiltak hos forbrukerne som følger av prisøkning på energivarer, er tatt hensyn til i modellberegningene. Virkningen på prognosene av aktiv støtte til energiøkonomisering hos forbruker vil bli at markedstilpasningen kan skje raskere enn den ellers ville ha gjort uten slike tiltak. De fleste fylker har idag ikke satt iverk slike tiltak.

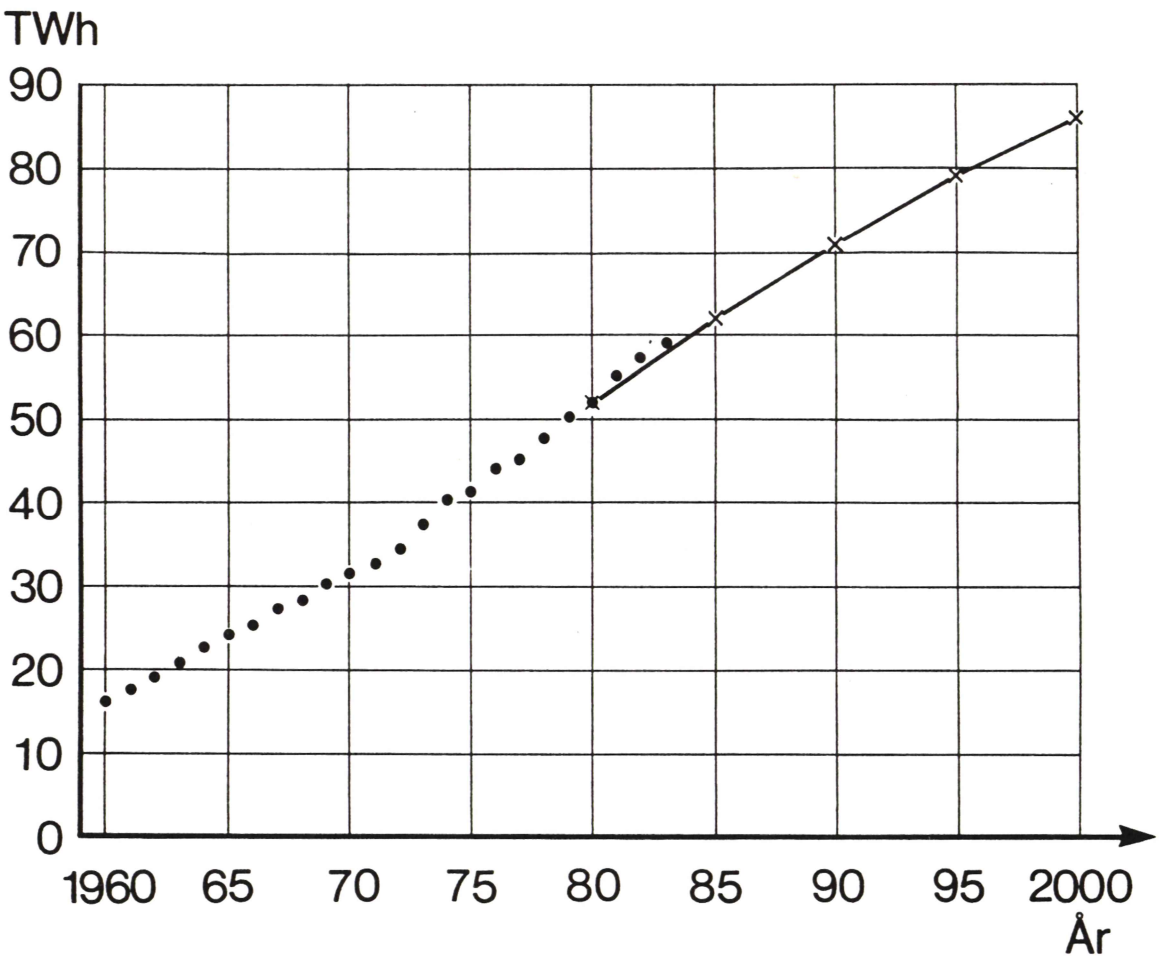
NVE vil, etter en samlet vurdering, foreslå at følgende rammetall legges til grunn for planlegging og konsesjonsbehandling i årene frem mot år 1995:

Tabell 3.8.3-1 NVE-E 84/9

	1983[2])	1985	1990	1995	2000
Alm. forsyning, normalår	59,1	63	71	79	86
Kr.int. industri[1])	29,6	31	33,2	33,2	33,2
Påslag for kaldvinter og usikkerhet		2,0	2,0	3,0	3,0
Nødvendig fastkrafttilgang	(88,7)	96,0	106,2	115,2	122,2

1) St.prp. 130 (1982-83).
2) Foreløpig anslag.

Prognosen som NVE legger til grunn for forbruksutviklingen i alminnelig forsyning er identisk med landsprognosen basert på de korrigerte fylkesprognoser (se avsnitt 3.5.2). Denne er illustrert i forhold til forbruksutviklingen hittil i fig. 3.8.3-1



ALMINNELIG FORSYNING, TEMPERATURKORRIGERT FORBRUK 1960 - 1983 OG PROGNOSE FREM TIL ÅR 2000

EE, 84–8
NVE–ENERGIDIREKTORATET

Fig. 3.8.3-1 LANDSPROGNOSE BASERT PÅ FYLKESPROGNOSENE KORRIGERT OG SAMMSTILT AV NVE.

En forsvarlig handlingsberedskap tilsier som nevnt at vi bør ligge noe på forskudd med planlegging og konsesjonsbehandling av kraftprosjekter. NVE foreslår at det klargjøres prosjekter som tilsammen kan gi 2,0 TWh fastkraft i 1995 i tillegg til den foreslåtte nødvendige fastkrafttilgang på 115,2 TWh.
Disse prosjekter er å betrakte som en planleggingsreserve og skal eventuelt utbygges etter Regjeringens nærmere bestemmelse.

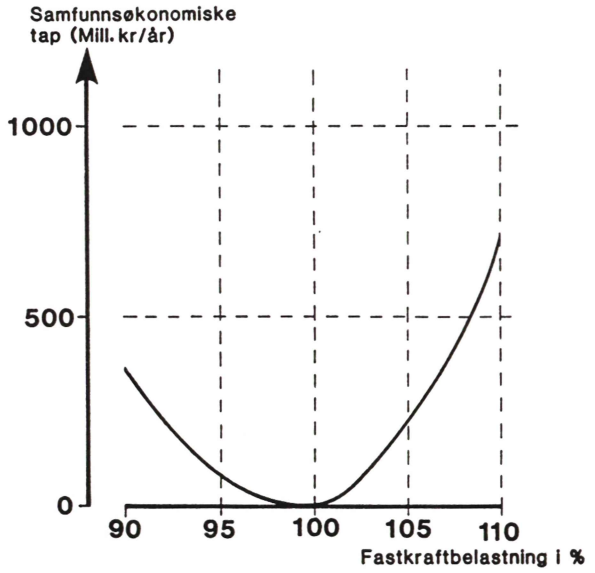
3.8.4 Fastkrafttilgang fram til år 2000

Fastkrafttilgangen frem mot år 2000 må baseres på:

- Det eksisterende vannkraftsystem pr. 1.1.84.
- Klarlagte (konsesjon gitt) vannkraftprosjekter
- Nye vannkraftprosjekter
- Samkjøringsgevinst med utlandet
- Eventuell innenlandsk varmekraft.

Den dominerende posten er fastkrafttilgangen fra det eksisterende system som setter seg sammen av vannkraftsystemet og samkjøring med utlandet.
Fastkraftkvantumet fra dette systemet er ikke konstant over tid ved samfunnsøkonomisk planlegging. Det kan presses mer eller mindre fastkraft ut av systemet. Økonomisk optimal «pressing» av et gitt system er når en ekstra kWh koster like mye som det koster å bygge ut ny kraft pr. kWh. Det er dette som heter at forventet korttidsgrensekostnad for et system skal være lik langtidsgrensekostnad.
Årsaken til at optimal fastkraftmengde fra et gitt system varierer over tid, er at flere økonomiske forhold som går inn i regnestykket endrer seg. Eksempler på dette er utbyggingskostnaden for ny kraft, priser og kvantum for eksport/import samt det innenlandske marked for tilfeldigkraft. Imidlertid må en sørge for at kraftleverandørene kan opprettholde den leveringssikkerhet overfor forbrukerne som de er kontraktsmessig bundet til, eller som forbrukerne kan tåle og kraftforsyningen håndtere, jfr. avsnitt 3.4.
«Optimal fastkraftmengde» er det nivå på fastkraftsalget i et gitt system som, med de valgte forutsetninger om energimarkedene i Norge og våre naboland, gir det beste økonomiske resultat, samfunnsøkonomisk sett. Dette nivå er bl.a. avhengig av markedet for tilfeldig kraft (se avsnitt 3.8.5). Dersom fastkraftbelastningen i et gitt system avviker fra det optimale vil dette gi et samfunnsøkonomisk tap. Dette er illustrert i fig 3.8.4-1. Den horisontale akse viser fastkraftbelastningen i % av den optimale. Samfunnsøkonomiske tap forbundet med avvik fra den optimale fastkraftbelastning i det norske systemet pr. 1.1.1984 er vist langs den vertikale akse.

Fig. 3.8.4-1



Samfunnsøkonomiske tap ved avvik fra optimal fastkraftbelastning for produksjonsystemet pr 1.1.1984

EE, 84–6
NVE–ENERGIDIREKTORATET

Som det fremgår av figuren er tapene ved en overbelastning av systemet (eller en underutbygging) vesentlig større enn ved en tilsvarende underbelastning (eller en overutbygging). En 4 % for lav belastning (4% overutbygging) gir et tap på 50 mill. kr/år mens 4% for høy belastning (4 % underutbygging) gir 170 mill. kr/år tap.
Tapsberegningen er basert på dagens norske system både på tilgangs- og forbrukssiden. Det er ikke tatt hensyn til tapene ved at ny virksomhet kanskje ikke kan settes i gang ved knapphet på fastkraft.
Siden den økonomiske risiko ved en overbelastning (underutbygging) er vesentlig større enn for en tilsvarende underbelastning (overutbygging) bør vi neppe presse fastkraftnivået til det teoretisk «optimale» i et gitt system bl.a. fordi datagrunnlaget er usikkert.
Beregninger for planlagt system i 1990-årene viser tilsvarende økonomisk følsomhet for avvik fra optimal tilpasning mellom tilgangssystem og forbruk som vist i fig 3.8.4-1. På grunn av usikkerhet om fremtidige markedsforhold, priser osv. har NVE tatt hensyn til dette ved å foreslå en energireserve (påslag) (se foregående avsnitt).
Slik forholdene bedømmes de nærmeste år bør det leveres noe mer fastkraft fra det eksisterende system enn det er forutsatt i tidligere kraftbalanser. Den vesentligste årsaken til dette er at kraftbalansene i nabolandene er gode de nærmeste år. Dette gjelder spesielt Sverige. Etter ca. 1990 ventes elenergietterspørselen å stige betydelig, mens ny produksjonskapasitet ikke øker tilsvarende. En større del av elenergien må da dekkes fra kull- og oljefyrte kraftverk. De nærmeste år kan vi derfor regne med en større samkjøringsgevinst med nabolandene enn etter 1990. Dette skyldes både utviklingen av kraftbalansene og et forventet høyere prisnivå for import- og eksportmuligheter.
På litt sikt er kraftbalansen i våre naboland usikker, og det er derfor ikke tilrådelig å regne med et varig overskudd som kan importeres derfra og på en slik måte at vi kan regne det med som en økning i den norske fastkrafttilgangen. En hevning av fastkraftnivået i det norske system på 4 TWh gjennom samdrift med naboland innebærer at det i tørrår i Norge må importeres ca. 10 TWh fra Sverige og Danmark. En forutsetning for full utnyttelse av fordelene ved samkjøring med naboland er at utvekslingskapasiteten utbygges i samsvar med kapasiteten i de system som knyttes sammen.
Når det gjelder innenlands samkjøringsgevinst, har vi forutsatt at denne kan økes både ved tekniske og organisatoriske tiltak og følgelig at det eksisterende vannkraftsystem pr 1.1.84 kan yte noe mer fastkraft utover mot år 2000.

Tabell 3.8.4-1 viser total fastkrafttilgang fra hele det norske system i ideell samdrift innenlands og samkjørt med naboland.

Tabell 3.8.4-1

	1985	1990	1995	2000
1. Sum system pr. 84-01-01	93	93	93	94
2. Under bygging	2,7	7,5	7,5	7,5
3. Sum sikret total fastkraft	95,7	100,5	100,5	101,5

FASTKRAFTTILGANG, ALLE TALL I TWH/ÅR. FORUTSATT 5 % P.A KALKULASJONSRENTE D.V.S UTBYGGINGSKOSTNAD FOR NY FASTKRAFT CA. 15 ØRE/KWH I 1984.

Det synes å være enighet om at det totale norske system i samdrift med systemene i naboland kan yte en fastkraftmengde som gitt i linje 1, og det burde ikke være problemer med å få omsatt dette kvantum som fastkraft til forbrukerne. Det presiseres at tilgangstallene fra systemet pr. 1.1.1984 gjelder for 5 % p.a. kalkulasjonsrente. Ved høyere kalkulasjonsrente øker utbyggingskostnaden for ny kraft, og da skal det egentlig økonomisk sett presses mer fastkraft ut av systemet. Hvor langt en kan gå må vurderes nøye ved kontroll av leveringssikkerhet og om det lar seg realisere ved dagens organisasjonsforhold.

Linje 2 viser ny krafttilgang under utbygging. Tallene her inkluderer all samkjøringsgevinst, idet alle nye prosjekter ved fastsettelse av krafttilgangen beregnes i samdrift med totalsystemet.

I tillegg vil det være nødvendig å få frem nye prosjekter for konsesjonsbehandling for å kunne dekke etterspørselen i henhold til prognosen.
Av tabell 3.8.4-1 går det frem at fastkraftnivået fra det eksisterende system pr. 1.1.84 kan økes med ca. 1 TWh/år utover det som har vært oppgitt tidligere til tross for at det er lagt 5 % p.a. kalkulasjonsrente til grunn mot tidligere 7 % p.a. Dette kan påregnes under følgende forutsetninger:

- Overføringsnettet må utbygges slik at produksjonssystemet kan utnyttes på beste måte. Forsinkelser av planlagte ledninger fører til at fastkraftnivået må reduseres. Eksempler på dette kan være 420 kV ledningen mellom Ofoten og Rana som binder region 4 sammen med resten av landet, og økt overføringskapasitet mellom Vestlandet og Østlandet.
- Utnyttelse av totalsystemets fastkraftnivå ved at det opprettes kontrakter mellom overskudds- og underskuddsverk, og/eller at en del av den tilfeldige kraft som omsettes gjennom Samkjøringen, blir regnet som fastkraft i landets kraftbalanse. Dette siste kan skje ved at Statskraftverkene påtar seg et oversalg utover egen fastkrafttilgang, eller at resten av produksjonssystemet helt eller delvis tar på seg dette ansvaret. Disponeringen av utenlandsforbindelsene er et viktig element i dette.
- En organisatorisk utvikling til færre ansvarlige driftsenheter. Et forpliktende driftssamarbeid mellom verker er viktig i denne sammenheng.
- Utveksling av tilfeldigkraft etter marginale produksjonsverdier gjennom Samkjøringen. Produksjonsverdiene må fastsettes på samme grunnlag.
- Det må være disponible midler innen norsk kraftforsyning for betydelige uttellinger for import av kraft i tørrår. Dette er en forutsetning for at en overhodet kan regne med støtte fra utlandet i tørrår, jfr. ordningen med «tørrårsfond».

Konsekvensene ville kunne bli:

- Et økt salg av fastkraft fra et gitt system vil føre til at prisnivået for tilfeldigkraft (samkjøringskraft) i systemet øker.
- Underskuddene i tørre år vil kunne bli noe større. Her er som tidligere nevnt (avsnitt 3.4) begrensninger i hvor mye leveringssikkerheten kan reduseres.
- Kraftimporten vil øke.
- Det vil bli mer lønnsomt å bygge ut kraft for dem som har prosjekter som kan realiseres.

Innenlandsk varmekraftproduksjon kan bli interessant for kraftoppdekningen i årene fremover. Foreløpig kan bare fossilfyrt varmekraft komme på tale i en slik sammenheng, idet kjernekraft foreløpig skal utelates i henhold til gjeldende retningslinjer fra departement og Storting.

Kostnadsbildet for fossilfyrt varmekraft er meget avhengig av fremtidig prisutvikling for de tilhørende brensler. Kull fremstår eksempelvis som gunstig, ut i fra situasjonen idag. Gass kan også tenkes å bli det, om omstendighetene omkring norsk gassproduksjon måtte utvikle seg i den retning. Olje kan også komme på tale for gassturbinverk som tørrårssikring og toppkraftreserve.

Det billigste alternativ, kullkraft, kan med 7 % kalkulasjonsrente, dagens kullpris, og sentral plassering i underskuddsområder, allerede på kort sikt fremvise fastkraftkostnader som konkurrerer med dyrere vannkraftprosjekt. Med dagens oljepris kan også et visst innslag av gassturbiner i systemet være av interesse.

Interesse for varmekraft forutsetter en moderat fremtidig prisutvikling på de tilhørende brensler. Konkurranse fra disse kraftverkstyper forsterkes om en velger en høyere kalkulasjonsrentesats.

På den annen side kan eksempelvis en utvikling mot høyere kostnader for prioriterte vannkraftprosjekter i Samlet plan på sikt svekke konkurranseevnen for vannkraft noe.

Ved 5 % p.a. kalkulasjonsrente viser kostnadsbildet at større varmekraftutbygging fortsatt bør utstå til omtrent all nyttbar vannkraft er utbygget. Ved høyere kalkulasjonsrente er ikke bildet så klart.

3.8.5 Utnyttelse av tilfeldig kraft

Energitilgangen i vannkraftsystemet varierer med tilsigsforholdene over året og fra år til annet. Vannkraftsystemet som var installert pr. 1.1.1984, ville kunne produsere ca. 80 TWh i det tørreste og ca. 110 TWh i det våteste år når observert tilsig i årene 1931-60 legges til grunn for beregningene. Produksjonsevnen for fastkraft, dvs. kraft som kan leveres med garantert, høy leveringssikkerhet, er beregnet til 88-90 TWh/år for det norske systemet isolert. Import-/eksportmulighetene med naboland øker produksjonsevnen for fastkraft til ca. 93 TWh/år. I 1983 var det temperaturkorrigerte fastkraftforbruk ca. 89 TWh.

Differensen mellom produksjonen i et år og fastkraftforbruket blir omsatt som tilfeldigkraft såfremt markedet er stort nok og det er tilstrekkelig overføringskapasitet i nettet. Tilsigsvariasjonene i nevnte 30-årsperiode indikerer at denne differansen kan variere mellom -13 og +17 TWh i forhold til fastkraftnivået som NVE legger til grunn pr. 1.1.1984. Fastkraftnivået vil gi betydelige overskudd av tilfeldigkraft fra vannkraftsystemet de fleste år. I et år med middlere tilsig vil systemet kunne produsere ca. 7 TWh tilfeldig kraft. Mengden av tilgjengelig tilfeldigkraft i systemet vil dessuten variere med klimaforhold, konjunkturene i næringslivet, midlertidige avvik mellom endring i fastkraftforbruk og takten i kraftutbyggingen og av avvik mellom optimalt fastkraftnivå og fastkraftsalget. De siste 20 år har omsetningen av tilfeldigkraft i Norge (netto eksport + salg til elektrokjeler og pumper) variert mellom -0,2 TWh og

+17,2 TWh (1983).
Tilfeldigkraft omsettes, på engroskraftnivå, i et marked administrert av Samkjøringen av kraftverkene i Norge. Prisen fastsettes hver uke og skal i prinsippet klarere markedet. NVE-Statskraftverkene, som har enerett på import/eksport av kraft, er den dominerende kjøper av tilfeldigkraft.
Det innenlandske marked for tilfeldigkraft består vesentlig av elektrokjeler med brenselsfyrt reserve. Under gode konjunkturforhold er industrien, særlig kraftintensiv industri, kjøper av tilfeldig kraft for å kunne utnytte ledig produksjonskapasitet. I perioder når kapasitetsutnyttelsen i industrien er lav og dens fastkraftkontrakter ikke utnyttes fullt ut, kan betydelige mengder kraft av fastkraftkarakter bli solgt som tilfeldigkraft.
Samkjøringen av kraftverkene i Norge utarbeider oversikter over installert kapasitet i elektrokjeler med brenselsfyrt reserve etter oppgaver fra medlemsverkene. Disse oppgavene legges til grunn i NVE's beregningsrutiner for planlegging av kraftutbyggingen. Oversikten viser at det i 1983 var installert effekt på tilsammen 780 MW med fyringsreserve basert på tungolje og 740 MW med lettoljebasert reserve. Av lettoljekjelene er bare ca. 180 MW i bruk om sommeren. I tillegg til disse større kjelene er det et stort antall mindre kjeler i institusjonsbygg, blokkleiligheter og villaer som det ikke finnes oversikter over bl.a. fordi de brukes i forbindelse med fastkraftkontrakter.
Ifølge beregninger utført i NVE vil optimal utnyttelse av dagens elektrokjelmarked i kraftsystemet som planlegges for 1990 gi en avsetningsmulighet innenlands på ca. 5,6 TWh/år tilfeldigkraft. Det er da forutsatt en utbyggingskostnad på 15 øre/kWh og oljepriser som ikke er vesentlig endret fra dagens.
Kapasiteten av elektrokjeler har imidlertid økt sterkt i senere år. Ifølge Norsk Dampkjelforening har installert ytelse i elektrokjeler i industrien økt med 56 % til 925 MW i perioden 1978-83. Samtidig har kapasiteten i oljekjeler økt med 8 % til 2977 MW i samme periode. Foreløpige oppgaver innhentet av Norsk Dampkjelforening tyder på at det planlegges en økning av elektrokjelkapasiteten i industrien på 200-250 MW i 1984. Denne sterke ekspansjon i markedet for elektrokjeler må sees i sammenheng med prisoppgangen for oljeprodukter i senere år og nye prinsipper for prissetting av tilfeldig kraft som etter hvert innarbeides i elforsyningen.
Med de priser som gjelder idag for oljeprodukter og tilfeldigkraft omsatt innenlands og/eller eksportert er det klart lønnsomt å øke markedet for tilfeldigkraft i Norge. En utbygging av markedet innenlands vil også føre til høyere eksportpriser fordi kraftverdien i Norge øker. Dette vil øke midtprisen som er grunnlag for utvekslingsprisen mellom naboland.
Eksportkraften går idag til erstatning av kraft produsert i kjernekraftverk og kullkraftverk i våre naboland. Disse har rene brenselskostnader som ligger vesentlig lavere enn brenselskostnaden i store deler av oljebasert romoppvarming i Norge. Dette gjelder spesielt oppvarmingssystemer basert på lette fyringsoljer. Til tross for en nedgang i forbruket av lette fyringsoljer på over 40 % i perioden 1978-83 tilsvarer lettoljeforbruket i 1983 fortsatt ca. 36 PJ som kunne erstattes med ca. 10 TWh elektrisk energi.
Så lenge markedsprisene for elektrisk kraft og langtidsgrensekostnad for ny kraftutbygging, ligger vesentlig lavere enn ekvivalent lettoljepris i Norge vil overgangen fra lettolje til elbasert oppvarming fortsette.
Overgangen skjer imidlertid ikke bare til elektrisk energi. Ifølge tabell 2.2.2 er brenselskostnaden ved f.eks. kull- og flisfyring vesentlig lavere enn elbasert oppvarming. Det skjer for tiden en omfattende ombygging av oljebaserte fyringsanlegg til kull- og avfallsfyring i industrien. Norsk Dampkjelforening oppgir at kjeler basert på kull, avlut, bark og annet treavfall har økt i innstallert kapasitet med 136 % til 837 MW i perioden 1978-83.
Omfanget av markedet for tilfeldigkraft i Norge bør bestemmes av de økonomiske forhold i markedet. I denne sammenheng tilsier krav til ressurs-utnyttelsen at tilfeldigkraft prissettes i samsvar med verkenes kostnader for slike leveringer. NVE har derfor anbefalt at tariffer for tilfeldigkraft bør tilfredsstille følgende hovedkrav:

- Markedsprisen for tilfeldigkraft (samkjøringsprisen) bør slå igjennom til forbruker, kun tillagt tapskostnader.
- Faste kostnader forbundet med nødvendige investeringer og vedlikehold av overføringsnettet, administrasjon samt en rimelig fortjeneste for verket bør dekkes gjennom årsbeløp.
- Tariffene bør være så enkle at de kan benyttes i praktisk avregning.

For å stimulere til ENØK i kraftmarkedet anbefaler NVE at forbrukere som kjøper fastkraft, dvs. kraft på faste kontrakter med betalingsplikt, bør kunne få selge tilbake ledig kraft til markedspris referert forbrukers uttakssted.
Undersøkelser foretatt av Statistisk Sentralbyrå i forbindelse med den siste boforholdsundersøkelsen, viser at norske boliger i meget stor utstrekning har flere oppvarmingssystemer. Selv om elektrisk oppvarming er dominerende, særlig i nyere boliger, så har de fleste boliger vedovner, oljekaminer osv. Mange villaer og blokklei-

ligheter med sentralfyringsanlegg har dessuten installert mulighet for elektrisk oppvarming av kjelen. De aller fleste husholdningsabonnenter har rene fastkraftkontrakter. Disse fastkraftkontrakter kan i stor utstrekning gjøres «fleksible» ved å tilby abonnentene tariffer som stimulerer til bruk av annen energi i tørrår, dvs. når markedsprisen for tilfeldigkraft er høy. Siden investeringene hos forbruker i stor utstrekning allerede er gjort vil kostnadene vesentlig være begrenset til avregnings- og administrasjonskostnader hos everket. Etter hvert som måleteknikk og datateknologi blir utnyttet bedre, vil disse kostnader synke og gjøre det økonomisk interessant for everket å kunne tilby spesielle tariffer for elektrisitet til romoppvarming i husholdningene. Denne mulighet vil vanskelig kunne utnyttes med mindre det er tale om vertikalt integrerte enheter der produksjonssystemet kan spille direkte sammen med kraftmarkedet hos forbruker.

Konsekvenser for fastkraftmarkedet

Et større marked for tilfeldigkraft i Norge vil stabilisere markedsprisen for tilfeldigkraft og øke gjennomsnittsprisen. Det samme vil skje i våre naboland hvor omsetning av tilfeldigkraft til elektrokjeler med brenselsfyrt reserve også er sterkt økende. Den dominerende alternative energi i Norge er fortsatt oljeprodukter, men faste brensler som kull og treavfall er økende. De nærmeste år vil særlig markedet for lette fyringsoljer være interessant for utnyttelse av tilfeldigkraft.

Ekvivalent energipris for lettolje er imidlertid høyere enn både fastkraftprisene de fleste steder i landet og dessuten høyere enn langtidsgrensekostnad for ny fastkraft fra systemet. Beregninger utført i NVE viser at elektrokjeler med fyringsreserve basert på lettoljer vil belaste elsystemet nesten like sterkt som en fastkraftkontrakt. Bare i ekstreme tørrår, når prisen på tilfeldig kraft overstiger ekvivalent oljepris, vil slike kjeler kobles ut. Brukstiden på lettoljekjelen som står i reserve blir tilsvarende kort, – så kort at det er tvilsomt om investeringen i reservefyring er lønnsom. Dette har ført til at overgangen fra lettoljebaserte oppvarmingssystemer til elektrisitet i stor utstrekning har skjedd til fastkraftkontrakter istedet for tilfeldigkraft, spesielt når sentralfyranlegget er modent for utskifting. Etterspørselspresset etter fastkraft har fått enkelte everk til å nekte fastkraftlevering til større brukere og henvist abonnenten til tilfeldigkraft, hvilket er i strid med verkenes leveringsplikt. Resultatet er blitt dyrere energi for forbrukerne og, som nevnt, er ikke systembelastningen redusert nevneverdig dersom elektrokjelen blir drevet optimalt.

Utvikling av nyttiggjort energi til stasjonære formål utenom kraftintensiv energi har vært synkende etter 1979 mens elforbruket har økt betydelig. Hoveddrivkraften bak etterspørselsutviklingen er derfor ønsket om å redusere energikostnadene ved å erstatte olje med elektrisitet (fig. 2.2.3). En prissetting av tilfeldigkraft etter prinsipper anbefalt av NVE vil føre til at en større del av denne overgang skjer til tilfeldigkraft og det er derfor rimelig å anta at etterspørselspresset på fastkraften vil dempes noe.

På den annen side vil elektrokjeler som erstatter lettolje som nevnt belaste systemet nesten som en fastkraftkontrakt ved optimal drift. Utbyggingsbehovet reduseres derfor ikke nevneverdig. Dette gjelder ikke overgang tungoljeelektrisitet. Tungoljekjelene vil få en kortere brukstid etterhvert som markedsprisen for tilfeldigkraft stiger og de vil vesentlig være i bruk i flomperioder og spesielt våte år. Overgang tungolje/fastkraft har hittil ikke vært økonomisk interessant.

I dag går altså en hel del elektrokjeler på fastkraftkontrakter. Etter hvert som tilfeldigkraft blir markedsført til priser som gjør denne mer konkurransedyktig vis-á-vis fastkraftprisene kan det tenkes at en del av disse kjelene vil bli kjørt på tilfeldigkraft. Siden det er tale om varmebehov til erstatning av lettolje vil systembelastningen neppe reduseres nevneverdig.

Konsekvenser for olje-forsyningen

En økning i markedet for tilfeldigkraft innenlands vil føre til større svingninger i oljeforbruket. Dette vil øke kostnadene for lagerhold og transport. Dersom lettoljeforbruket fortsatt reduseres ved overgang til tilfeldigkraft med meget lang brukstid kan det oppstå kapasitetsproblemer i tørrår fordi de store oljemengder som det da blir behov for ikke kan skaffes raskt nok. For å sikre energiforsyningen i tørrår bør el- og oljeforsyningen ses i sammenheng. For fyringsreserve som har meget kort brukstid kan merkostnadene for leveranse i tørrår bli betydelige og slike leveranser bør sikres ved spesielle avtaler med oljeselskapene eller annen energileverandør.

NVE mener at arbeidet med en bedre utnyttelse av tilfeldig kraft i Norge bør ta utgangspunkt i følgende prinsipper:

- Forbrukeren bør fritt kunne velge mellom fastkraft og tilfeldigkraft til gjeldende tariffer.
- Det bør ikke knyttes betingelser om krav til fyringsreserve til leveranser av tilfeldigkraft. Forbruker bør ideelt kunne velge selv når han ønsker å avbryte leveransen, avhengig av prisen.
- Tariffer for tilfeldigkraft bør ta utgangspunkt i verkets reelle kostnader forbundet med slike leveringer. Dette er viktig for ressursutnyttelsen og spesielt for riktig fordeling tilfeldig kraft/fastkraft.

3.8.6 Utbygging av nettsystemet

Nettplanlegging

Planlegging av landets hovednett foregår i NVE-Energidirektoratet. Dette arbeid foregår i nært samarbeid med Statskraftverkene. De lokale elektrisitetsverker/kraftselskaper sammen med de berørte fylker står for planlegging av hovedfordelings- og fordelingsnettene.

Det er imidlertid behov for en sentral koordinering mellom de enheter som planlegger nettet lokalt, og det er videre behov for koordinering mellom utbyggingsplaner for hovednett og underliggende nett. Dette skjer i NVE-Energidirektoratet.

Gjennom Nordel drives et utstrakt samarbeid med de øvrige nordiske land for å ivareta felles interesser innen elforsyningen i Norden. Bl.a. er det utarbeidet en felles nordisk anbefaling for hvilke dimensjoneringskriterier som bør legges til grunn i nettplanleggingen. Energidirektoratet deltar også i dette arbeidet.

I nettplanleggingen trekkes bare inn de kostnader som kan kvantifiseres direkte. Disse kostnader er:

- kapitalkostnader
- driftskostnader
- flaskehalskostnader, dvs. kostnader som oppstår pga. begrenset overføringskapasitet i nettet
- tapskostnader, dvs. kostnader som oppstår pga. energitap i nettet
- sviktkostnader, dvs. kostnader som oppstår pga. svikt i kraftforsyningen

Når utbyggingsplanene senere blir gjenstand for konsesjonsbehandling, blir også andre aspekter trukket inn i vurderingen, bl.a. naturinngrep.

Byggeprogram for overføringsanlegg

Resultatet av systemplanleggingsarbeidet munner ut i konkret forslag til program for videre utbygging av nettsystemet. Eksempler på nye ledningsprosjekter er gitt nedenfor. Byggeprogrammet er gjenstand for kontinuerlig revurdering og oppdatering.

Byggeprogrammet er basert på de krav til kvalitet og leveringssikkerhet som det er naturlig å stille til elektrisitetsforsyningen i et moderne samfunn. Ved finansiering, konsesjonsbehandling og på annen måte bør det derfor legges opp til å realisere de enkelte prosjektene i hht. planen. Dersom forsinkelser oppstår, vil kraftoppdekningen totalt sett bli dyrere. Denne kostnadsøkning består av følgende hovedelementer:

- økte kapitalkostnader: Fordi det i et overanstrengt nett vil være vanskelig (og/eller for dyrt) å øke overføringskapasiteten ved ombygging av eksisterende ledninger som ellers ville vært mulig, må det i stedet bygges nye ledninger.
- økte tapskostnader: Fordi overføringsanleggene blir belastet mer enn det som er teknisk/økonomisk optimalt.
- Økte energikostnader: Dels ved at manglede overføringskapasitet kan medføre at vann renner forbi driftsklare maskiner, dels ved at energiproduksjonen må legges til tider med lavere energipriser og dels ved at uoptimal energidisponering vil kunne øke sannsynligheten for energisvikt.
- økte effektkostnader: Dels ved at topplastoppdekningen må foregå på uoptimal måte og dels ved øket sannsynlighet for at topplasten ikke kan dekkes.
- økte miljøkostnader: Ved at det til syvende og sist kan bli nødvendig med en mer omfattende nettutbygging enn hva det ellers ville vært behov for, kfr. kapitalkostnader ovenfor.

Nye ledningsprosjekter

Det vil i årene framover bli nødvendig med en betydelig styrking av hovednettet. Av vesentlige forsterkningstiltak kan nevnes:

For å styrke nettet mellom Vestlandet og Østlandet, må det bygges en ny 420 kV forbindelse Kvilldal-Sylling. Den skal etter planen komme i drift i 1989. I tillegg er det behov for visse tiltak i 300 kV nettet, bl.a. ny 300 kV ledning Førre-Lyse og seriekompensering på enkelte bestående ledninger.

Arbeidet med å fullføre en 420 kV ring rundt Oslo skal etter programmet være ferdig høsten 1986. Det er av stor betydning at dette arbeidet blir sluttført så snart som mulig fordi kraftforsyningen i Oslo-området/Østlandsområdet i dag er sårbar for feil.

Innen utgangen av 1980-årene bør nettet mellom Indre Hardanger og Oslo-området være fullført.

Ved eventuell utbygging av Jotunheimen/Breheimen og Svartisen/ Saltfjellet vil det bli behov for nye ledninger. På litt lengre sikt regnes med behov for å styrke samkjøringsforbindelsen mellom Nord-Norge og Trøndelag og videre mellom Trøndelag og Østlandet.

I Nord-Troms og Finnmark er forsyningsforholdene tildels svært vanskelige, og det er nødvendig med en vesentlig styrking av nettet i dette området.

Fig. 3.8.6-1 viser en grafisk fremstilling av antall bygde kilometer ledning på spenningsnivåene 132, 300 og 420 kV i de siste 35 årene og hva som kan ventes bygd i de nærmeste årene fremover. Oversikten gjelder Statskraftverkenes anlegg.

Kostnader. Investeringsbehov.

For å illustrere hvilke kostnader det er tale om i forbindelse med utbyggingen av hovednettet, tas med noen eksempler på enhetskostnader. Pr. 1.1.84 kostet det 1,7 mill.kr å bygge 1 km 300/420 kV ledning med vanlig brukt tverrsnitt

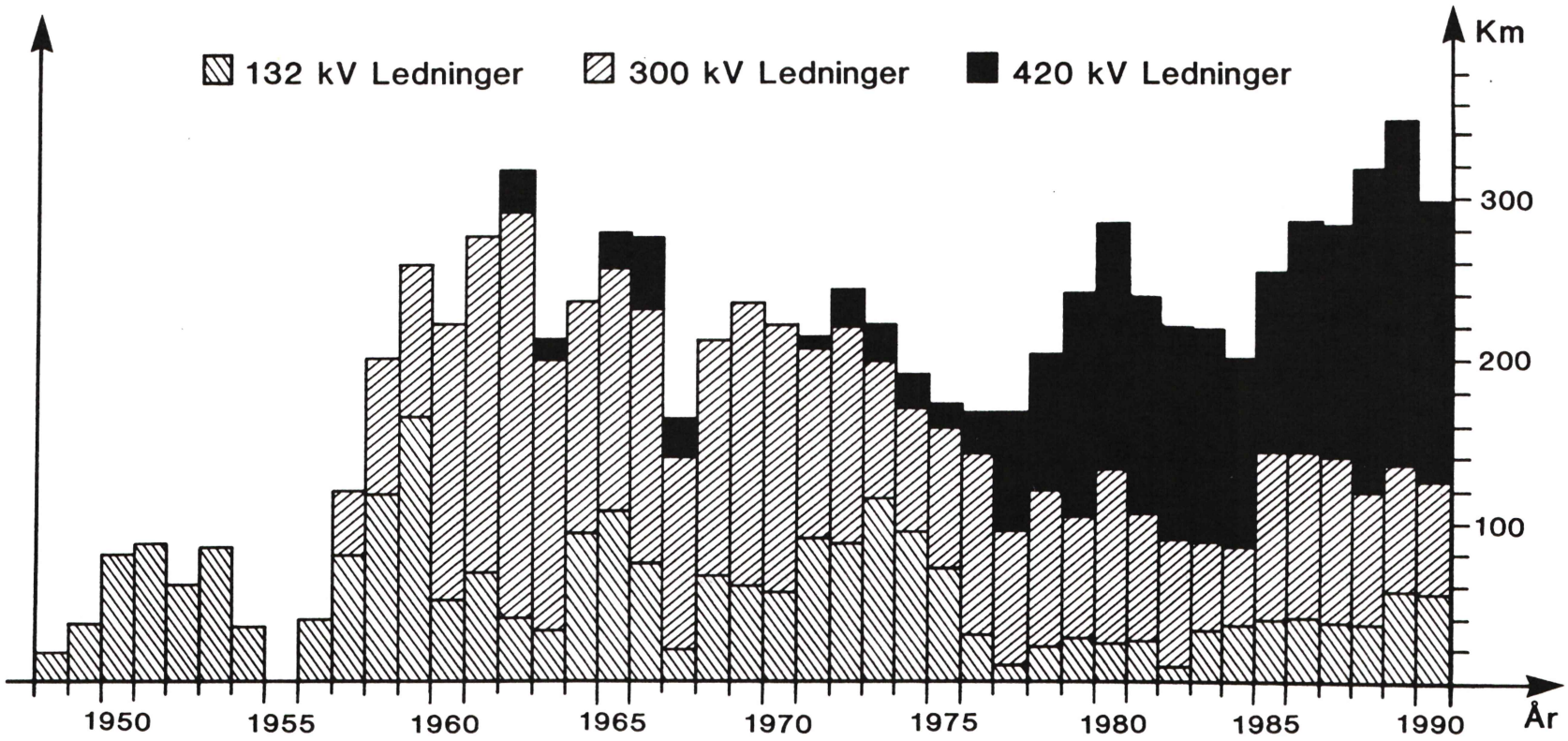


Fig. 3.8.6-1

UTFØRT LEDNINGSBYGGING 1948 - 1982
PLANLAGT LEDNINGSBYGGING 1983 - 1990

EE, 83-05
NVE-ENERGIDIREKTORATET

og i lett terreng. Ved bygging i vanskelig terreng, øker kilometerkostnaden til ca. 2,6 mill.kr. Der hvor det er behov for ekstra stort tverrsnitt, eller ekstra vanskelige forhold, kan kostnaden bli enda høyere.

Totalt investeringsbehov i hoved- og distribusjonsnettet er beregnet til å ligge på ca. 4 mrd.kr (1984 pengeverdi) pr. år i de første årene framover. Dette er omtrent det samme som antatt investeringsbehov for produksjonsanlegg.

Investeringene i hovednettet og distribusjonsnettet fordeler seg for tiden i forholdet ca. 30/70 %. Spesifikk overføringskostnad i hovednettet er beregnet til:

Kalkulasjonsrente	Alminnelig forsyning	Kraftintensiv industri
5 %	2,7 øre/kWh	1,4 øre/kWh
7 %	3,5 øre/kWh	1,7 øre/kWh

Kostnadstallene er referert pengeverdi januar 1984. Dessuten er det korrigert for tap frem til forbruker.

Konsekvenser av usikkerhet i krafttilgangen

Konsekvensene av usikkerheten i krafttilgangen for nettplanleggingen og nettutbyggingen er økende. Dette har sin bakgrunn i flere faktorer:

- det er en tendens i retning av økende overføringsbehov ved at gjenværende vannkraftressurser i gjennomsnitt ligger lenger fra forbruksområdene.
- tiden fra en nettplan for et område ligger ferdig til forsterkninger kan settes i drift er stor. Det tar nå ca. 7 år fra et forslag om en ny kraftledning foreligger til den settes i drift. Dette er like lang tid som utbygging av et større kraftproduksjonsanlegg.
- usikkerhet må kompenseres med konsekvensanalyser og utredning av alternative løsninger. Dette medfører et økt planleggingsbehov. Planleggingen av hovednettet er allerede i dag på etterskudd som følge av mangel på erfarent personale.
- hvis nettplanleggingen er på etterskudd, vil produksjonsanlegg bli satt i drift uten tilstrekkelig overføringskapasitet. Dette medfører både uøkonomisk drift av kraftanlegget i en overgangstid, og at lønnsomme ombygginger av eldre ledninger ikke kan settes i verk, i det produksjonstapene som følge av redusert overføringskapasitet i byggetiden blir for store. Dette tilsier en økt bygging av *nye* ledninger, som igjen medfører økte miljøkostnader og større båndlagte arealer til kraftledninger.

Usikkerheten i krafttilgangen må kompenseres med en tilsvarende overdimensjonering av de nettforsterkningene som er på tale og dermed av overføringskapasiteten mellom områder. For nettplanleggingen og nettutbyggingen må det allerede i dag gjøres forutsetninger om hvordan gjenværende vannkraftressurser vil bli utnyttet.

Sentralnettsordningen

Sentralnettsordningen er en administrativ ordning for en felles avregning og bruk av det sentrale hovednett med spenningsnivå 420/300 kV samt deler av det lokale hovednett/hovedfordelingsnett med spenningsnivå 132 kV. Sentralnettsordningen erstatter et meget stort antall avtaler om leie av overføringskapasitet på andres ledninger, og ordningen forenkler dermed og virker utjevnende over landet for brukere av ledninger som inngår i Sentralnettet. Ordningen administreres av Samkjøringen etter regler som til enhver tid er godkjent av NVE's hovedstyre og Samkjøringens generalforsamling. Et overføringsråd fører tilsyn med praktiseringen av reglene. To av medlemmene er oppnevnt av NVE's hovedstyre, og begge har alltid representert Statskraftverkene. Energidirektoratet, som har ansvaret for koordinering av nettplanleggingen, er ikke representert. Det har vist seg i mange tilfelle at praktiseringen av sentralnettsreglene kan bety mye for gjennomføring av nettplaner. Dagens utgave av Sentralnettsordningen kan vanskeliggjøre en realisering av prosjekter som er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Dette gjelder i liten grad prosjekter i det sentrale hovednett (420/300 kV) som inngår i ordningen i sin helhet, men kan gjelde prosjekter i det lokale hovednett/hovedfordelingsnett (132/66 kV), hvor kun deler av dette nettet inngår i Sentralnettet. Samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer kan her være bedriftsøkonomisk ulønnsomme ved at kostnadene ved prosjekter som ikke inngår i Sentralnettet belastes eieren direkte, mens de positive virkningene av prosjektet som bl.a. reduserte tap på ledninger som inngår i Sentralnettet, ikke kommer eieren til gode.

Etter den oversikt som foreligger går det fram at i fylker hvor engrosforsyningen er samlet på en

hånd vil som regel ikke noe av det lokale hovednett/hovedfordelingsnett gå inn i Sentralnettet. Derimot går en rekke ledninger på dette nivå inn i Sentralnettet der engrosforsyningen er på flere hender eller hvor andre interesser har rettigheter i utbygde vassdrag. Da det regnes for å være økonomisk fordelaktig for eierne å få en ledning med i Sentralnettsordningen, kan dette føre til at de fylker som har den mest rasjonelle organisasjon av engrosforsyningen taper på dette.

Energidirektoratet mener at det må arbeides videre med den fremtidige ordningen for en felles avregning og bruk av et felles overføringssystem. Reglene bør utformes slik at det allerede på planleggingsstadiet er klart om en ny ledning vil inngå i Sentralnettet. Det kan her i utgangspunktet skisseres alternative organisasjonsmodeller for den videre utvikling av Sentralnettsordningen:

- Sentralnettsordningen administreres sentralt, og utvides til også å omfatte større deler av det lokale hovednett på 132/66 kV.
- Sentralnettsordningen splittes i en sentral administrasjon for det sentrale hovednett på 420/300 kV, og i lokale administrasjoner for det lokale hovednett 132/66 kV med utgangspunkt i den etablerte fylkesverkstruktur.

Arbeidet med den fremtidige Sentralnettsordningen må ha som mål en løpende tilpasning av ordningen til den tekniske og organisasjonsmessige utvikling innen elforsyningen.

3.8.7 Utvikling på varmeenergisektoren

Utover en eventuell introduksjon av varmekraft som supplement til vannkraftsystemet antas det at utviklingen på varmeenergisektoren i hovedsak kan sammenfattes som:

- Intensivert innsats for mer rasjonell varmeenergibruk på alle plan (ENØK).
- Innsats for å øke bruken av varmepumper i oppvarmingssystem.
- Introduksjon av et begrenset innslag av fjernvarmesystem, i stor grad basert på lokale energiressurser.
- Utvikling mot større brenselsfleksibilitet i varmeforbrukende industri, og til oppvarmingsformål i boliger og bygninger, med sikte på å redusere oljeavhengigheten.

3.9 OPPGAVER MAN STÅR OVERFOR I ORGANISASJONSMESSIG SAMMENHENG

Organisasjonsstrukturen i elforsyningen har stort sett utviklet seg fra århundreskiftet i pakt med de oppgaver en sto overfor lokalt. Frem til de siste år har hovedoppgaven vært å bygge vannkraft til dekning av den stigende etterspørsel etter elkraft. Etter hvert kom staten sterkere inn i bildet, bl.a. med utbygging av et hovednett som knyttet de mange produksjonsanlegg sammen til et landsomfattende samkjørt system. Samfunnsøkonomiske spørsmål i tilknytning til ressursutnyttelsen og sentralmyndighetenes målsetting om å sikre alle nordmenn mest mulig like leveringsvilkår for energi, uansett hvor man bor i landet, kom etterhvert mer i forgrunnen i energipolitisk sammenheng. Utvilsomt ville mange av dagens energipolitiske målsettinger kunne realiseres lettere med en annen organisasjonsstruktur innen elforsyningen. I dette avsnitt omtales enkelte oppgaver som det har vist seg vanskelig å løse med dagens organisasjonsmønster.

All planlegging i forbindelse med produksjon, overføring og bruk av elektrisk energi bør baseres på samfunnsøkonomiske betraktninger. Everkenes målsetning og handlemåte er basert på en bedriftsøkonomisk målsetting. På denne bakgrunn vil ofte everkene komme til at tiltak med en klar samfunnsøkonomisk nytteverdi vil bringe det/de berørte everk bedriftsøkonomisk(e) tap i en tidlig fase av tiltakets økonomiske levetid.

Med få unntak merker NVE en meget liten solidaritetsfølelse mellom by og landdistrikter når det gjelder elektrisitetsforsyning, hvilket innebærer motstand mot sammenslåing av enheter som dekker tettbygde, dvs. lett forsynte, områder og utkantstrøkene der forsyningen faller langt mer kostbar.

Det eksisterende organisasjonsmønster kan i mange deler av landet ses som en hindring for gjennomføring av målsettinger på energifeltet. Her nevnes noen slike hindringer:

- Prisutjevning gjennom sammenslåing av enheter for tettbygde og grisgrendte strøk oppnås ikke.
- Prisene er i det vesentlige utgiftsbestemt. Med så mange enheter er det vanskelig å holde kontroll med at utgiftene virkelig holdes på det økonomiske lavmål.
- Reduksjon av tap i fordelingsnett er vanskelig å oppnå der forsyningen er basert på organisasjonsmessig uavhengige enheter for henholdsvis produksjons-/engrosomsetning og fordeling.
- Opplegg for rasjonell bruk av energi er vanskelig å få initiert gjennom fordelingsverk der kraftoppdekningsplikten er overført på en engrosenhet, idet redusert forbruk fører til redusert omsetning og dermed vanskeligere økonomiske vilkår for fordelingsenheten som kan se bort fra problemer med å fremskaffe ny kraft.
- Balanse i kraftdekningen for de forskjellige områder av landet er vanskelig å oppnå fordi de enhetene som står for

kraftforsyningen, ikke har nok gjensidig forpliktelse til å sørge for dette, og staten benytter ikke sin adgang til ekspropriasjon for å utjevne skjevheter.

- Utnyttelsen av markedet for tilfeldigkraft vanskeliggjøres der denne krafttype må omsettes gjennom flere ledd.
- Utbygging av småkraftverk viser seg vanskelig å få til der kraftkildene eies av andre enn kraftforsyningensenheten, fordi prisen som oppnås for kraften blir for lav i forhold til de bedriftsøkonomiske kostnader utbyggerne har, særlig gjennom de første år.
- Sanering av gamle ledningsanlegg vanskeliggjøres av oppsplittede eiendomsforhold.
- Norsk kraftutbygging finansieres i stor grad ved låneopptak. Enkelte enheter får likviditetsproblemer på grunn av store lånekostnader som må bæres gjennom de første år etter lånopptak. Større enheter ville være bedre i stand til å møte dette problem.
- Landets totale produksjonsapparat for kraft blir ikke optimalt utnyttet fordi så mange uavhengige enheter opptrer i denne samdriften. Samarbeidet gjennom Samkjøringen bøter på mye av dette, men mye gjenstår.
- Kvalitetskravene til kraftforsyningen varierer over landet. I noen grad henger dette også sammen med organisasjonsforhold.
- Konsesjonskraftkomplekset blir vanskeligere å håndtere.
- Lovgivningen som gjelder arbeidsmiljø stiller krav som særlig de små enhetene har vanskelig for å etterkomme.
- Samlet innsats om fellestiltak, f.eks. på området forskning og utvikling, er vanskelig å få til med så mange enheter.
- Kraftforsyningssektoren blir lite slagkraftig når det gjelder å presentere seg i det internasjonale fagmiljø til støtte for eksportfremstøt fra norsk kraftutbyggingsindustri.

Lovverket er i det vesentlige utformet med tanke på utbygging av kraftforsyningssystemet. Sikring av effektive organisatoriske opplegg er ikke dekket i lovverket.

Det forutsettes at det regjeringsoppnevnte utvalg som skal se på lovverket på energiområdet vurderer disse spørsmål.

3.9.1 Ønskelig utvikling av organisasjonsmønsteret over tid

Gjennom behandlingen av et stort antall energisaker i overordnede politiske organer er det gjort klart at everkene bør engasjere seg sterkere på energisektoren enn hva hittil har vært tilfelle. Dette innebærer at everkene blir utvidet til å bli energiverk og i denne forbindelse skaffer seg kompetanse til å kunne gi abonnentene råd om energibruk.

Det må imidlertid regnes med at slike råd også kan resultere i tiltak hos forbrukeren som medfører mindre salg av elektrisk energi og derved reduserer everkets inntekter. Det er således bare everk som foruten å stå for distribusjon også gjennom egen kraftutbygging stilles overfor marginal kostnad for ny kraft, som har praktisk mulighet for å vurdere ønskeligheten av ENØK-tiltak på brukersiden i samfunnsøkonomisk sammenheng. Når energiøkonomisering i senere tid holdes sterkt frem som alternativ til ny kraftutbygging, synes en omorganisering av everkene til energiverk å være en viktig forutsetning for å lykkes. Det vil samtidig måtte siktes mot en betydelig rasjonalisering og reduksjon av antall distribusjonsenheter, og i alle fall en høyere grad av vertikal integrasjon. Fordelingsverkene må da organiseres med enheter som er økonomisk sterke nok til å engasjere seg på kraftutbyggingssiden.

3.9.2 Status i omorganisering av elforsyningen

Siden 1972 har NVE/Energidirektoratet engasjert seg i det praktiske arbeid med sammenslutningsprosjekter. Dels har dette arbeid bestått i rådgivning, dels i sekretærarbeid for lokale komiteer. Arbeidet med disse saker er meget tidkrevende og man har derfor i senere tid prøvd å medvirke på konsulentbasis. Erfaringen er at det tar fra 2-10 år å få avsluttet et prosjekt. Det er for tiden ca. 20 organisasjonskomiteer i sving i landet. Det totale antall distribusjonsverk har gått ned fra ca. 345 i 1972 til 268 i 1984. I forhold til de krav som stilles og fremtidig vil bli stillet til energiverkene, burde et rimelig mål kunne være maksimum 70 distribusjonsverk i landet.

De organisasjoner man har med å gjøre i forbindelse med organisasjonssakene er hovedsakelig: Norske Elektrisitetsverker Forening NEVF og Norsk Elektriker og Kraftstasjonsforbund NEKF

I forbindelse med behandlingen av siste energimelding (St.meld. nr. 54 (1979-80) uttalte NEVF bl.a.: «Eventuelle sammenslåinger av mindre enheter bør skje frivillig og på basis av at det gjennom teknisk/økonomiske utredninger kan påvises klare fordeler for elverkene og konsumentene ved slike fusjoner».

Når det gjelder den andre interesseorganisasjonen, NEKF, foreligger et handlingsprgram for 1982-86 hvor det bl.a. heter:

«NEVF vil

- arbeide aktivt for en rasjonell organisering av landets el-forsyning. Det er et mål

å få enheter som har økonomisk, tekniske og mannskapsmessige ressurser til å oppfylle de krav vi stiller til arbeidsmiljø, sikkerhet og faglig utvikling.
Elverksammenslutninger bør skje på frivillig grunnlag, men myndighetene må gis virkemidler, økonomiske og lovmessige, som kan settes inn der dette ansees nødvendig.

- at de ansatte som berøres sikres reell innflytelse i spørsmål som angår sammenslutninger av elverk.
- at distribusjonen av el-kraft snarest må komme under sentral styring. Det bør dannes et nasjonalt organ hvor produksjonsverkene går inn i et samarbeide med Staten som hovedaksjonær»

Foruten disse utsagn som klargjør holdningen innen disse for elforsyningen så viktige organisasjoner, skal nevnes at NVE/Energidirektoratet har engasjert seg i spørsmålet om å skaffe everkene et mer forretningsorientert regnskapssystem hvor kostnadene ved drift av virksomhetene kommer bedre frem enn tilfellet er med de kommunale regnskapsforskrifter som de fleste everk nå er henvist til. Mangelfull kjennskap til kostnadsstrukturen innen distribusjonen er i seg selv en konserverende faktor for det bestående organisasjonsbilde i norsk elektrisitetsforsyning.

3.9.3 Mulige virkemidler med sikte på endret organsisasjonsopplegg for norsk elforsyning

I de senere år har det vært slik at de fleste organisasjonsendringer på distribusjonssiden er løst ved bruk av statsstønadsmidler. Erfaringene har også vist at det dreier seg om betydelige beløp, ikke sjelden kr 10 000 pr. abonnent. En del av de problemer som er knyttet til de organisasjonsmessige spørsmål i kraftforsyningen, behandles nå også av energilovutvalget, nedsatt etter energimeldingen, i 1979/80. Utvalget skal ifølge sitt mandat vurdere om lovverket på energisektoren er tilfresstillende for å løse de oppgaver vi står overfor og fremme forslag til mulige forbedringer. Utvalget er i arbeide med sin tredje delutredning. Energidirektoratet har for sin del på flere måter hatt kontakt med utvalgets arbeide. Det synes derfor riktigst her å gi en kortfattet omtale av de viktigste synspunkter på spørsmålet om hvilke virkemidler som bør tas i bruk for å oppnå de ønskelige organisasjonsmessige endringer i energi/elforsyningen.
De lover og regler som gjelder for elforsyningens virksomhet, er svært detaljerte når det gjelder krav til teknisk utførelse og drift av anleggene. Den rent forvaltningsmessige side ved elforsyningens virksomhet har man ikke noe tilsvarende samlet regelverk for. Kraftomsetningen, såvel mellom everkene som til forbrukerne, foregår konsesjonsfritt med den reservasjon at privates kjøp av kraft over visse kvanta (500 kW) krever konsesjon etter ervervsloven. I praksis er denne styringsmulighet sjelden brukt og denne konsesjonsordningen har derfor fått liten betydning.
Gjeldende lovverk er som nevnt vesentlig utformet med tanke på utbygging, dvs. det er svært prosjektorientert. Dette gjelder alle lovene på kraftsektoren, med unntak av Elektrisitetsloven av 1969 der hensynet til systemet totalt er nevnt, men også her knyttet til komponenten. Det har vist seg vanskelig å gå inn og stille krav i forbindelse med systemets drift eksempelvis optimalisering av ressurutnyttelsen på nasjonalt plan.
Mye taler for at det offentlige bør ha større muligheter til å stille krav i forbindelse med kraftomsetningen og at slik virksomhet derfor blir lovmessig regulert.
Også når det gjelder opplegg for everkenes drift og økonomiforvaltning, er det mye som tyder på at det er nødvendig med et forskriftsverk med generelle retningslinjer. Det ville da være mulig å stille bestemte krav i forbindelse med prissettingen basert på kostnadsriktighet i forhold til pålagt forretningsmessig kalkulasjon. Fremdrift av rasjonaliseringstiltak (sammenslutninger) ved everkene har sammenheng med prisutjevning mellom everkene. Det burde være en del av konsesjonsordningen for kraftomsetning at et større everk i prinsippet ikke har anledning til å motsette seg fusjon med mindre naboeverk hvis dette er villig. Det ville vært rimelig om de regler som er gjeldende for statsstøttede verk ble gjort generelle og gjeldende for alle.
Det er slik at Energidirektoratet også i dag arbeider med organisasjonsmessige spørsmål, men arbeidsinnsatsen med disse oppgavene blir stor i forhold til oppnådde resultater på grunn av manglende eller lite hensiktsmessige lover og regler.
Et bedret regelverk vil forenkle arbeidet med organisasjonssakene og derved føre til økt produktivitet uten at man behover å øke personellstaben nevneverdig.

3.10 FINANSØKONOMISKE OG SKATTEMESSIGE SPØRSMÅL

3.10.1 Finansiering av kraftverksprosjekter

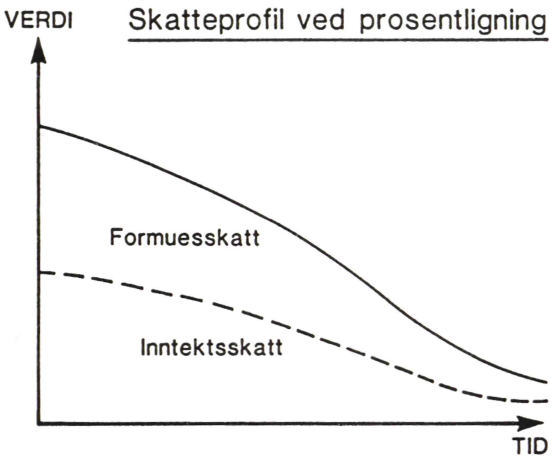
Kraftforsyning er kapitalintensiv virksomhet. Særlig gjelder dette vannkraftutbygging som tidligere nevnt. Egenfinansieringen av kraftverksprosjekter, utenom statens utbygginger, er typisk ca. 10 %. Lånebetingelsene som kraftselskapene kan oppnå, blir derfor avgjørende for produksjonskostnadene.
De lånebetingelser som tilbys i dag for finansiering av kraftverksprosjekter (høy nominell rente

og vesentlig kortere avskrivingstid enn prosjektets teknisk/økonomiske levetid) gir svært høye produksjonskostnader de første årene. Dette er nærmere omtalt i avsnitt 3.3.5.
Disse forhold har en rekke uheldige konsekvenser ut fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel. Det kan føre til at utbyggingsprosjekter som ut fra en samfunnsøkonomisk vurdering burde gjennomføres snarest, ikke blir utbygd. Videre kan det føre til at de kraftselskaper som allikevel foretar kraftutbygginger, må holde kraftpriser som ligger til dels betydelig over de beregnede langtidsgrensekostnader for ny kraft, av likviditetsmessige grunner. Dette kan føre til uheldige vridningseffekter og det har også forsterket prisulikhetene mellom de forskjellige landsdeler.
For å søke å råde bot på disse forholdene har Energidirektoratet i samarbeide med Olje- og energidepartementet hatt kontakt, såvel med Finansdepartementet som med noen større emisjonsbanker med sikte på å få til nye og mer realøkonomisk tilpassede låneformer for kraftutbygging.
Da den uheldige situasjon kraftselskapene har kommet i dels har sammenheng med skattemessige forhold (fradragsrett for renter mangler), har det vært vurdert å benytte skattemessige virkemidler for å rette opp forholdene. Finansdepartementet har imidlertid stilt seg negativ til dette.
Så lenge inflasjonen fortsetter, som sammen med fradragsrett for renteutgifter for enkelte skatteytere gir høyt nominelt rentenivå, vil hovedproblemet for kraftutbyggeren være å sikre likviditeten de første årene av lånets løpetid. En mulighet er å oppta likviditetslån til delvis dekning av renter og avdrag de første årene. Likviditetslånet kan gis en nedbetalingsprofil slik at den reelle finansieringskostnad og dermed produksjonskostnaden, blir jevnet ut og derfor blir mer i samsvar med de realøkonomiske forhold. Finansdepartementet har i prinsippet akseptert et slikt opplegg.
En annen mulighet for å motvirke inflasjonens virkning på rentenivået er at lånesummen indeksreguleres med f.eks. konsumprisindeksen. Den fastsatte rente blir da en realrente. Begge disse alternativer vil føre til at de reelle finansieringskostnader vil jevnes ut over lånets løpetid. I tillegg er det ønskelig at amortiseringstiden for kraftverkslån økes til teknisk/økonomisk levetid for anleggene. NVE arbeider videre med saken i samarbeid med Finansdepartementet og bankene.

3.10.2 Skattemessige forhold – deres likviditetsvirkning

Bestemmelsene om skattlegging av elverker for alminnelig forsyning finnes i første rekke i sktl. §19 som også gir detaljerte regler for fordeling av skatten på kommuner. Bruttoformuen i elektrisitetsverker ansettes til antatt salgsverdi. Takseringen skjer ved en rentabilitetsberegning med utgangspunkt i en antatt oppnålig pris (statskraftpris) på den kraft som produseres i et bestemmende år. Det gis et «gjeldsfradrag» på 50 % av bruttoformuen. Skattbar nettoinntekt settes til 5 % av nettoformuen. Skattbar nettoformue og inntekt har således ingen sammenheng med den virkelige formue og det virkelige overskudd.
Denne ligningsmåten er enkel, og en unngår problemene med å skille everkets gjeld fra kommunens. Endelig unngår en at everket kan bli 0-skattyter fordi virksomheten ikke tar sikte på fortjeneste.
Men det kan også påvises klare ulemper. Den største urimeligheten har sammenheng med at inntekten står i et fast forhold til formuen. Når formuen synker (i faste kr) med stigende alder, vil også inntektsskatten avta. Beskatningen får med andre ord en uheldig profil med størst belastning i begynnelsen av et kraftverks levetid når produksjonskostnadene er høye, kfr. foregående avsnitt, og avtagende etter hvert som produksjonskostnadene avtar og skatteevnen øker, se fig. 3.10.2-1.
For kraftselskaper som vesentlig har nyere anlegg, vil denne skjeve skatteprofil, sammen med den før omtalte skjeve fordeling av finansieringskostnadene, slå meget uheldig ut. Dette er et element som kan øke kraftselskapenes skepsis mot å sette i gang nye, samfunnsøkonomisk ønskelige utbygginger, fordi det kommer på toppen av en allerede anstrengt likviditet.

Fig. 3.10.2-1



De påpekte skjevheter kan motvirkes ved å løsrive inntektsansettelsen fra formuesansettelsen. Dette er tatt opp i forslaget fra Kraftverksbeskatningsutvalget av 1977, NOU 1981:23. Det foreslås her at inntektsbeskatningen skjer på grunnlag av en netto norminntekt fastsatt av Stortinget for det enkelte år. Dette vil gi en tilnærmet jevn inntektsbeskatning gjennom årene. Formuesbeskatningen forutsettes å skje på grunnlag av en særskilt taksering, eller en kapitalisering av inntekten (mindretallsforslaget). Profilen for formuesbeskatningen vil bli omtrent som nå.

Profilen av formuesbeskatningen kan også bringes mer i samsvar med reell skatteevne ved å erstatte det faste gjeldsfradrag på 50 % med et variabelt gjeldsfradrag som er mer tilpasset den faktiske gjeldsbyrde.

Det hører til sjeldenhetene at formue i og inntekt av fordelingsanlegg blir skattelagt. I den senere tid har imidlertid noen fylkeskommuner tatt opp spørsmålet om fylkesskatt på distribusjonsnett. Dette er en meget uheldig utvikling. Det skapes ulikhet everkene imellom og det er meget vanskelig å foreta en verdsetting av fordelingsnett etter den metodikk som brukes ved skattetakst på produksjonsanlegg. Dette må sies å være en urasjonell beskatning og provenyet må antas å bli lite.

3.10.3 Everkenes regnskapsopplegg

De fleste everk eies av det offentlige: kommuner og fylkeskommuner. Disse er stort sett bundet av de kommunale regnskapsforskrifter. Men vi har også en rekke aksjeselskaper og andelslag som er bundet av aksjelovens h.h.v. regnskapslovens bestemmelser. Situasjonen i elforsyningen er altså den at selv om virksomheten er den samme, er organisasjonsformen bestemmende for hvilket regnskapsopplegg som kan benyttes. Dette er lite hensiktsmessig. For det første er regnskapstall fra de to opplegg vanskelig å sammenligne slik at resultatmessige oversikter over el-sektoren vanskeliggjøres. Når det gjelder de kommunale regnskapsforskrifter så er disse primært rettet mot budsjettmessig kontroll av inntekter og utgifter. Verkenes driftskostnader kommer dårlig frem, noe som selvsagt vanskeliggjør kostnadskontrollen og gjør everksregnskapet lite egnet som styringsmiddel i virksomheten.

NVE har tatt opp spørsmålet om endring av forskriftene for kommunale everk med kommunaldepartementet. Etaten legger vekt på følgende to hovedprinsipper:

- Regnskapene må være kostnadsorientert og resultatorientert for å sikre en rasjonell drift.
- Samme regnskapsopplegg bør anvendes for alle energiverk, uansett organisasjonsform. Dette vil muliggjøre sammenligning av driften i ulike verk, som tildels mottar betydelig statlig støtte, og det blir lettere å skaffe data til makroøkonomiske oversikter over sektoren.

Kommunaldepartementet har foreløpig vært forbeholden til endringer som her er antydet. Begrunnelsen er at de endringer som foreslås er uforenlige med kommunelovens krav til budsjett og regnskap. NVE er av den oppfatning at det bør stilles krav om regnskapsplikt etter gitte retningslinjer som vilkår for områdekonsesjon. NVE vil arbeide videre med saken.

3.11 KONSESJONSKRAFT

Generelt

Bestemmelser om konsesjonærers plikt til å avgi konsesjonskraft til utbyggingskommuner ble inntatt i vassdragslovene allerede i 1909 og 1911. Med noen mindre endringer har bestemmelser om dette vært opprettholdt i lovene og inntatt i samtlige konsesjoner meddelt i medhold av disse.

Bakgrunnen for innføring av konsesjonskraftordningen var at de fleste kommuner på det tidspunkt var isolert fra sentrale eller regionale kraftforsyningssystemer. Det var derfor naturlig for dem å få kraft fra kraftverk som ble bygget innenfor kommunens grenser. I dag er alle kommunene og distriktene tilknyttet et godt utbygget forsynings- og fordelingsnett. De kommuner det gjelder har derfor i stor utstrekning ofte hatt anledning til å nytte andre og prismessig gunstigere tilbud om elektrisk kraft til dekning av sine behov til enhver tid enn å ta ut konsesjonskraft.

I senere år har imidlertid interessen for å ta ut konsesjonskraften vært stigende på grunn av pris- og kostnadsutviklingen innen kraftsektoren og fortolkningen av prisbestemmelsene for konsesjonskraft, hvilket har gjort den økonomisk fordelaktig. Denne økte interessen for konsesjonskraft har gitt grunnlag for en del tvil og strid om hvordan reglene om tildeling av konsesjonskraft skal fortolkes og praktiseres. Dette har til tider ført til søksmål ved domstolene.

Det er idag krav om klarere og fastere regler om beregning og tildeling av konsesjonskraft, og om fordeling og pris på denne.

Konsesjonskraftmengden

Lovverket angir i hovedtrekk beregningsmåten for mengden av konsesjonskraft som kommunen har krav på. Beregningen baseres på de hydrologiske data som foreligger når konsesjon er gitt og justeres ikke senere etter at kraftverket kommer i drift.

I dag er den samlede konsesjonskraftmengde som kommuner og fylkeskommuner har krav på ca. 7,7 TWh eller 7,7 % av midlere produksjonsevne i vannkraftsystemet. Bare ca. 20 % av

denne konsesjonskraftmengden blir nå tatt ut. Dersom en legger til grunn differansen i pris mellom statskraftpris og den fastsatte konsesjonskraftpris representerer all konsesjonskraften en årlig verdi på ca. 500 mill. kr for kommunene.

Fordeling, kraftomsetning og pris

Lovverket inneholder ikke detaljerte bestemmelser om fordeling av konsesjonskraften, som derfor i utgangspunktet må bygge på myndighetenes skjønn. Siden 1979 er det utarbeidet beregningsregler for fordelingen som er basert på beliggenhet og størrelse av reguleringsmagasin, fallstrekninger og kraftverkets beliggenhet. Utbyggingskommunene har mottatt et kvantum av konsesjonskraft som svarer til den del av produksjonssystemet som ligger innenfor kommunenes område, men ikke mer enn kommunens eget behov til alminnelig forbruk til enhver tid. Eventuelt overskytende kvantum er reservert for fylkeskommunen(e), men ikke ut over fylkenes egne behov. Kommunene kan øke sitt samlede uttak av konsesjonskraft etter hvert som kraftbehovet stiger.

Fordeling av konsesjonskraft etter disse prinsipper foretas av NVE som har fått delegert myndighet fra Olje- og energidepartementet.

Konsesjonskraften leveres ofte av andre enn den som ellers leverer kraft til kommunens everk. Den må avregnes særskilt. NVE har anbefalt at kraften søkes kanalisert gjennom de fylkesomfattende verk i de tilfelle hvor kraften ikke kan gå direkte fra kraftverket til det lokale everk.

Når det gjelder prisen på konsesjonskraft har departementet fastsatt retningslinjer som ble endret i 1959. I konsesjoner gitt før 10.4.59 fastsettes prisen ved beregning av produksjonskostnadene ved det enkelte verk. Etter nevnte dato fastsettes prisen som en felles gjennomsnitts selvkostpris for hele landet ved å betrakte representative kraftverk. I praksis har man valgt å basere prisberegningen på Statskraftverkenes produksjonsverk. I 1984 er konsesjonskraftprisen fastsatt til 6 øre/kWh. Prisbestemmelsene i loven før 10.4.59 har gitt anledning til klager og rettsaker fordi partene ikke har blitt enige om detaljer i prisberegninger.

Konsekvenser av konsesjonskraftordningen

Konsesjonskraften har i senere år fått karakter av en økonomisk fordel som utbyggingskommunen, respektive fylkeskommunen, får i tillegg til andre økonomiske fordeler som vederlag for utnyttelse av kommunens ressurser. Denne økonomiske fordel må tas ut i form av rimelig elektrisk kraft og dette motvirker rasjonell ressursutnyttelse i et kraftsystem med stigende utbyggingskostnad og bidrar til større prisdifferensiering i distriktene. Konsesjonskraftens lave prisnivå bidrar også til at distriktets egne kraftprosjekter ikke blir realisert til tross for at de ut fra samfunnsøkonomisk betraktning burde komme med i dagens utbyggingsprogram. Ordningen bidrar dessuten til å opprettholde urasjonelle organisasjonsenheter i elforsyningen. Alt arbeide med konsesjonskraftordningen gir ingen ekstra krafttilgang og – som nevnt – heller dårligere utnyttelse av ressursene. I samfunnsmessig sammenheng må den derfor karakteriseres som urasjonell.

Administrasjon av ordningen medfører et betydelig arbeid for NVE og de berørte parter. Regelverket er tildels uklart og har som sagt ført til strid og rettsaker. Det er derfor gode grunner for å søke og finne enklere og mer entydige bestemmelser i tilknytning til konsesjonskraften. Spørsmålet er tatt opp av Energilovutvalget. Utvalget ventes å avgi instilling om saken i løpet av 1984.

3.12 ELFORSYNINGENS INDUSTRIPOLITISKE BETYDNING

El-/energiverkene, medregnet Statskraftverkene, hadde i 1983 investeringer i kraftanlegg, overførings- og fordelingsanlegg, drifts- og kontorbygg, transportmidler etc. på vel 8 milliarder kr. Dette var ca. 8% av alle investeringer i landet, inklusive investeringer i oljevirksomhet i Nordsjøen eller nærmere 11% av investeringene utenom oljeaktiviteten. Driftskostnadene, eksklusive finanskostnader, var i overkant av 3 milliarder kroner. Bruttonasjonalproduktet i sektoren kraft- og vannforsyning var 16,5 milliarder kroner, dvs. 4,1% av landets BNP inklusive oljeaktiviteten (5,0% ekskl. olje). El-/energiverkene sysselsetter for tiden nærmere 18 000 personer.

En slik aktivitet har selvsagt betydelige ringvirkninger i vårt samfunn. Beregninger utført i Statistisk Sentralbyrå tyder på at investeringene i elforsyningen i 1982 på 7,3 milliarder kroner gav grunnlag for sysselsetting av ca. 36 000 personer utenom kraftsektoren. Ca. 15 800 av disse arbeidsplasser var i sektoren tjenesteyting og ca. 10 800 i hver av sektorene industri og bygg og anlegg. Disse beregninger samsvarer bra med svenske undersøkelser, som konkluderer med at et utbyggingstempo som gir 1 TWh ny kraft pr. år gir sysselsetting til ca. 15 000 personer.

Det har selvsagt stor betydning for anleggsvirksomheten, leverandørindustrien, planlegging- og konsulentvirksomheten at kraftutbyggingen foregår i et mest mulig jevnt tempo. Etterspørselen etter fastkraft, som er grunnlaget for kraftutbyggingen, har hittil hatt en veksttakt som endrer seg svært langsomt. Det skulle derfor være all grunn til å holde et jevnt tempo i kraftutbyggingen fordi denne er ikke avhengig av kortsiktige konjunktursvingninger i økonomien.

Likevel har tempoet i kraftutbyggingen svinget

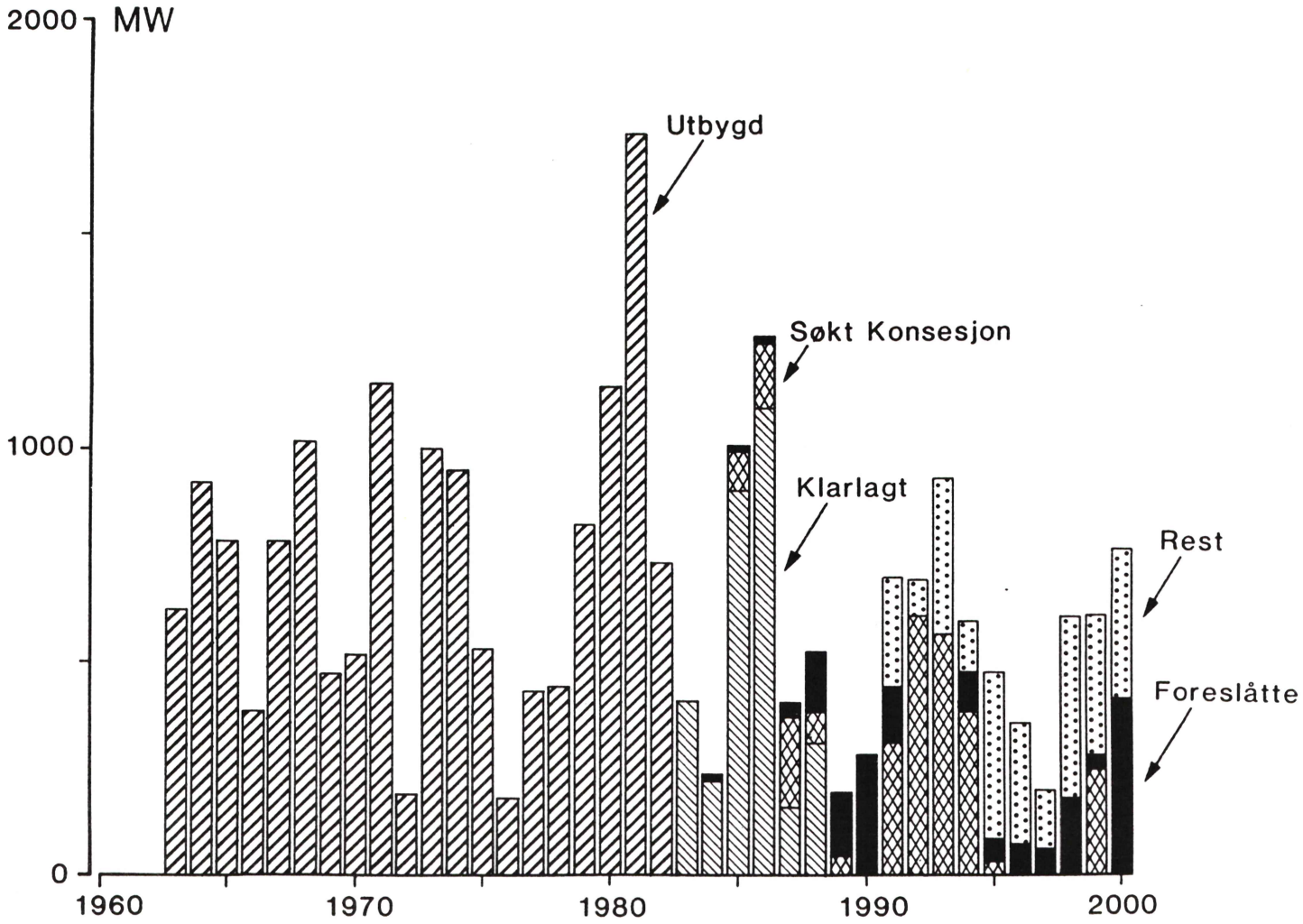


Fig. 3.12.1

EFFEKTTILGANG

EE, 83-05
NVE-ENERGIDIREKTORATET

betydelig i senere år. Fig. 3.12.1 viser tilgangen av ny kapasitet i kraftsystemet i senere år og forventet utvikling frem til år 2000. Selv om tilgangen av ny kapasitet ikke er proporsjonal med aktiviteten (store enheter krever relativt mindre arbeidsinsats enn små) gir figuren en indikasjon på aktivitetsnivået. Svingningene skyldes tildels tilfeldigheter og mangel på koordinert innsats i en sterkt desentralisert elforsyning. Men det er også grunn til å hevde at konsesjonsbehandlingen og problemene med den politiske avklaring av kraftprosjektene i senere år, har bidratt til de betydelige svingninger i kraftutbyggingen. Under arbeidet med de to verneplanene i slutten av 60-årene og i 70-årene ble mange prosjekter, som var under planlegging, lagt «på is» i påvente av avklaring om vernetiltak. Det samme har vært tilfelle under arbeidet med «Samlet plan for vassdrag».
Svingningene i aktiviteten i anleggsvirksomheten bidrar til kostnadsøkning ved press på lønnsnivået i perioder med stor aktivitet og ved at kostbare maskiner og utstyr som anskaffes for å klare aktivitetstoppene, får en dårlig utnyttelse. Det samme gjelder for leverandørindustrien. I tillegg til den påviselige kostnadsøkning øker risikoen for at fagfolkene, som er bransjens største aktivum, søker seg over i annen virksomhet.
Frem mot århundreskiftet vil vannkraftutbyggingen etter hvert avta fordi potensialet blir fullt utnyttet. Den kompetanse i vannkraftteknologi, som vi har opparbeidet, representerer en betydelig ressurs for vårt land som kan utnyttes i eksportrettet virksomhet. Fremdeles er det meget store uutnyttede vannkraftressurser i verden, særlig i utviklingsland. Norsk utviklingshjelp har bl.a. gitt støtte til utvikling av vannkraftressursene i samarbeidsland.
Etter hvert som vannkraftutbyggingen trappes ned i Norge vil det oppstå ledig kapasitet som kan og bør utnyttes i eksportrettet virksomhet, bl.a. i forbindelse med U-hjelpsprosjekter. Her er det behov for en koordinert innsats av industrien, konsulenter og forvaltningen. NVE's bidrag til en slik utvikling er omtalt i avsnitt 3.14.

3.13 ENERGIFORSKNING

3.13.1 NVE og energiforskningen

Forskning og utvikling innen energisektoren er et viktig virkemiddel for å kunne nå langsiktige energipolitiske mål. F.eks. vil ønsket om mindre avhengighet av olje, redusert forurensing og utflating av energiforbruket kreve tilgang til ny eller forbedret teknologi foruten lovregulerende tiltak. Omtalen her gjelder i liten grad grunnforskning på energiområdet og er begrenset vesentlig til utviklingen av teknologi som kan komme til anvendelse i relativt nær fremtid.

Finansieringen av denne forskningen skjer idag i det vesentlige på følgende måte:

1. Bevilgninger over statsbudsjettet til spesielle poster.
2. Gjennom de ordinære forskningsrådenes (NTNF, NAVF og NLVF) støtte til prosjekter med tilknytning til energisektoren.
3. Fra øremerkede avgifter (Konsesjons- og Måravgiftsfondet).
4. Ved innsats direkte fra aktørene på energiområdet (kraftselskaper, energi- og elverk, Statskraftverkene m.v.)
5. Industriens egenfinansierte forskning og utvikling av produkter til energiforsyningssystemet og for forbrukeren.

Bidragene fra det offentlige utgjøres først og fremst av pkt. 1-3, men i stor grad også under pkt. 4 (særlig gjennom Statskraftverkene). I perioden 1979-84 er det ialt bevilget omlag 140 mill.kroner til «forskning og utvikling av andre energikilder» over Olje- og energidepartementets budsjett (kap. 1822). Det årlige bidraget fra Konsesjons- og Måravgiftsfondet de senere år har vært ca. 17 mill.kr. Bidragene direkte fra elforsyningen har, med unntak av Statskraftverkene, vært av mindre betydning. Oljeselskapene som opererer på norsk sokkel i Nordsjøen, yter betydelige bidrag til forskning og utvikling i Norge på felter som angår olje- og gassutvikling.

I internasjonal sammenheng er de midler som avsettes til energiforskning i Norge beskjedne.
Valg av forskningsoppgaver har skjedd og bør skje etter en streng prioritering der bl.a. følgende kriterier legges til grunn.

- Forskningen bør først og fremst ta utgangspunkt i de særtrekk som gjør seg gjeldende i Norge hva klima og ressurstilgang angår.
- I stor grad må utviklingsarbeidet begrenses til å tilpasse kjent teknologi til norske forhold.
- Forskning på et høyt internasjonalt nivå begrenses til spesielt utvalgte områder der Norge har særlige forutsetninger av faglig eller ressursmessig art (eks.: bølgekraft). Denne forskningen vil være vel så interessant ut fra en industripolitisk som fra en energipolitisk synsvinkel.

Det er viktig at forskningsinnsatsen ikke begrenses til utviklingen av bestemte teknologiske løsninger. Etterhvert som en nærmer seg realiseringsfasen må mer av innsatsen gå til undersøkelser av miljøvirkninger og brukerkonflikter. Nye energisystemer vurderes i samspill med de etablerte. I Norge er det av spesiell betydning å undersøke hvordan nye energianlegg virker sammen med vårt omfattende vannkraftsystem, som må betraktes som et basis energisystem her i landet.

Et karakteristisk trekk ved energiforskningen i dag er den store bredden av utøvere. Innenfor elkraftsektoren alene er ca. 54 mill.kr i 1983 fordelt på over 20 institusjoner som driver energiforskning. Utbytte av forskningsmidlene er derfor sterkt avhengig av en hensiktsmessig koordineringsfunksjon. Denne koordineringsfunksjonen er i dag ivaretatt av Forskningskontoret ved Oed, Energikomiteen i NTNF og Rådgivende komité for bioenergiforskning (BIOKOM). Energidirektoratet spiller en beskjeden rolle i dette bilde. Innenfor elsektoren forvalter direktoratet ca. 5 % av det offentliges forskningsbevilgninger. Riktignok utarbeider NVE instilling til Oed vedrørende Konsesjonsavgiftsfondet.

NVE mener at fagdirektoratenes innflytelse på energiforskningen bør styrkes. Det perspektiv som NVE anvender på energiforskningen er følgende:

- NVE sitter inne med den beste oversikten over landets el- og energiforsyning og over spørsmål knyttet til vassdragene. På denne bakgrunn kjenner NVE de mest påtrengende problemstillinger og hvor behovet for forskningsinnsats er størst.
- NVE er en offentlig etat med nær tilknytning til politisk besluttende myndigheter og som derfor er satt til å forvalte samfunnets interesser innen energisektoren og vassdragssektorene. I dette bilde har fagdirektoratene en viktig oppgave med å påse at offentlige midler til forskning og utvikling på disse områder allokeres slik at de kommmer til samfunnets beste og i overensstemmelse med politiske mål.
- Med energiforskningen spredt på mange institusjoner foreligger det et koordineringsbehov. NVE's sentrale stilling i forvaltningen på de nevnte sektorer, gjør den vel egnet til denne oppgaven.

Det foreligger en rekke mulige tiltak som vil kunne øke NVE's innflytelse på energiforskningen:

- NVE tar i større grad del i forskningen, gjennom medinnflytelse og/eller aktiv del i styringsutvalg, forskningsråd m.v.
- NVE tilkjennegir sitt syn på Statens forskningspolitikk gjennom utredninger, uttalelser m.v.
- NVE søker å støtte opp om det nødvendige samspill mellom forskning og brukere av tjenester fra forskningsinstitusjonene.

Hensikten med disse tiltakene er å styrke kontakten mellom forskerne og brukerne av forskningsresultatene foruten samspillet med utdanningsinstitusjonene. Iverksettelsen av tiltakene forventes å skje i samråd med departementet.

3.13.2 Hvordan finansiere fellestiltak innen energisektoren?

Vannkraftproduksjonen og elektrisitetsforsyningens betydning i det norske samfunn er så betydningsfull at det må sikres nødvendige midler til forsknings- og utredningsoppgaver for denne sektor. På grunn av elforsyningens oppdelte organisasjonsstruktur har det ikke vært lett å få en stor nok samlet innsats om forskningsoppgaver finansiert direkte derfra. De offentlige midlene går dels som bevilgninger til forskningsinstitusjonene, dels som bevilgning fra Konsesjonsavgiftsfondet, og da til spesifiserte formål og dels over statsbudsjettet via forskningsrådene og til spesielle undersøkelser som foreslås fra departementet og ytre etater.

En vel etablert virksomhet, som elforsyningen må sies å være i Norge, tilsier at den burde bære sine egne utgifter til nødvendige fellestiltak, herunder også forsknings- og utredningsoppgaver. Fra elforsyningshold hevdes med styrke at sektoren yter det nødvendige gjennom innbetalinger til konsesjonsavgiftsfondet og gjennom særavgifter på elektrisitet, – og at det er spørsmål om bruk av disse midlene. Her tenkes først og fremst på det betydelige proveny fra elektrisitetsavgiften. NVE finner det for sin del vanskelig å argumentere mot dette syn. Særavgiften på elektrisk energi bør gå til spesielle formål, og det er da naturlig å tilgodese slike som ikke blir finansiert på annen måte. NVE mener at det også er andre fellesoppgaver enn innen forskning og utvikling som ikke blir igangsatt på grunn av energiforsyningens organisasjonsstruktur. Her kan nevnes informasjonsopplegg om rasjonell energibruk, standardiserings- og normeringsarbeid, utvikling av alternative energikilder, energiberedskapstiltak og reservemateriell. NVE ser en rekke fellesoppgaver som i dag ikke blir løst eller som ikke blir løst på en tilfredsstillende måte på grunn av manglende midler.

Oppgaver som tilsynsvirksomhet og materiellkontroll løses allerede i dag gjennom innkreving av gebyrer. Det er ingen prinsipiell forskjell på denne type virksomhet og andre fellestiltak innenfor energisektoren. Ordningen med særavgift eller gebyrer for å finansiere denne type offentlig virksomhet kan lett forsvares. Det er også grunn til å overveie denne finansieringsordning for andre deler av den offentlige forvaltning innen energisektoren; eks. systemplanlegging, men muligens bør grunnlaget for innkreving av gebyrer revurderes.

Styringen må fortsatt ligge hos myndighetene, men det er god grunn til å delegere deler av styringen til ytre organer og brukerne, jfr. delegering til direktorater og ordningen med komiteer, styrer og råd som består av representanter for brukerne. Eksempler på det siste er «Den permanente forskriftskomite» knyttet til Elektrisi-

tetstilsynet og styre og råd for NEMKO. Provenyet av særavgifter og gebyrer bør etter NVEs oppfatning disponeres etter samråd med brukerne eller deres organer.
Finansiering av fellestiltak innen energisektoren etter de retningslinjer som her er antydet, ville kunne sikre midler til slike tiltak mer avpasset etter behovet enn tilfelle er i dag. NVE mener at spørsmålet bør klarlegges nærmere. Forutsetningen må være at provenyet fra elektrisitetsavgiften eller deler av dette kan disponeres til fellestiltak innen energisektoren.

3.14 INTERNASJONALT FAGLIG ENGASJEMENT OG SAMARBEID

Det anses nødvendig å avse ressurser til et tilpasset omfang av internasjonalt faglig engasjement og samarbeid på energisektoren. Grunner til det innbefatter:

- At samarbeid og erfaringsutveksling kan være til nytte for videre norsk utvikling på denne sektor.
- At formidling av norsk kunnskap ute kan gi basis for eksport av teknologi og produkter.
- At slik virksomhet kan danne grunnlag for egnet U-hjelp.

NVE er på energisektoren representert i flere internasjonale organisasjoner, som anses som nyttige fora for energispørsmål over et bredt spekter, og som kontaktflate til å forfølge spesielle spørsmål videre innover i de enkelte land. Slike organisasjoner omfatter NORDEL, WEC, CIGRE, UNIPEDE, IEC, og andre.
Utadrettet internasjonal virksomhet, hva angår å spre kunnskap om norsk teknologi på energisektoren, bør kunne danne brohode for utvidet eksport av norske tjenester og produkter. NVE anser at vannkraftsektoren eksempelvis burde være et egnet område for det. I den grad økt innenlandsk samordning anses nødvendig for å få dette til, må NVE kunne bidra, men på visse vilkår. Det er her tale om samspill mellom eksportindustri, statlige myndigheter og ytre etater, og andre. I denne sammenheng kunne NVE's ekspertise og erfaringsgrunnlag fra systemplanlegging og fra bygging og drift av norske anlegg være til nytte.
NVE har inngått en samarbeidsavtale med NORAD for å kunne nytte ekspertise i institusjonen i forbindelse med NORAD's virksomhet i utviklingsland. En slik avtale ble første gang inngått i 1980, og er senere forlenget hvert år. For 1984 anslår NORAD sitt behov for sakkyndig bistand til 4 årsverk. Dette gjelder fagområdene vannressurser, elforsyning, og andre typer energiforsyning.
I avtalen mellom Mozambique og Norge om norsk assistanse til det mozambiske elforsyningsselskap Electricidade de Mozambique (EDM) er det et direkte samarbeid mellom EDM og NVE, med målsetning å styrke den organisasjonsmessige oppbygning og de administrative kvalifikasjoner i EDM. NORAD er mellomledd. Avtalen ble inngått i 1980, for 4 år, og ble fornyet våren 1984.
Under denne avtale skal NVE stille rådgivere til disposisjon for generelle spørsmål i forbindelse med elektrifisering, vannkraft og andre energispørsmål. Dessuten skal en assistere EDM ved gjennomføringen av konkrete utbyggingsprosjekt, og spørsmål knyttet til disse og vedlikehold av produksjonsanlegg og distribusjonssystem.
Utover dette kan yrkesutdannede personer under opplæring fra EDM i perioder arbeide i NVE, og personell fra NVE i perioder arbeide ved EDM.
Under avtalen med NORAD har NVE stilt rådgivere til disposisjon i forbindelse med elektrifiserings- og vannkraftprosjekter i en rekke utviklingsland.
NVE har siden avtalen ble inngått klart å etterkomme de ønsker NORAD har ytret overfor NVE.
NVE anser det som hensiktsmessig at etaten stiller seg velvillig til fortsatt å bistå og fortsette et U-hjelpsengasjement stort sett etter de opptrukne norsk utviklingshjelps linjer og innenfor sitt fagområde i den grad kapasitet og ressurser kan fristilles for slikt arbeid.

BILAG

A. DEFINISJONER OG MÅLEENHETER

A.1 Definisjoner

Elektrisk energi og elektrisk kraft brukes ofte i samme betydning. Elektrisk energi gir mer presist uttrykk for energimengden (kWh), mens elektrisk kraft også kan betegne størrelsen på energimengden som i øyeblikket tas ut fra leveringssystemet, dvs. belastningens størrelse (effekt) (kW). Et forsyningssystem karakteriseres både av den energimengde (kWh) som kan leveres innenfor et lengre tidsrom (eks. år) og den maksimale belastning (kW) det kan tåle.

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.

Fastkraftpotensial, produksjonsevne for fastkraft.
For et gitt kraftproduksjonssystem karakteriseres fastkraftpotensialet ved at merkostnaden ved å ta ytterligere litt fastkraft ut av systemet er lik merkostnaden ved å fremskaffe den samme mengde fastkraft ved utbygging av systemet. Merkostnad inkluderer her samfunnsøkonomiske konsekvenser av leveringsinnskrenkninger. Fastkraftpotensialet for et system er den mengde fastkraft det samkjørte system er i stand til å yte.

Fastkraftbidrag.
For et gitt kraftverk er fastkraftbidraget den økning i systemets fastkraftpotensial som følger av at systemet utvides med dette kraftverket. Tilsvarende gjelder for importrettigheter og -muligheter.

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. Hittil har tilfeldig kraft vesentlig gått til elektrokjeler i industrien og i boligblokker og til andre varmeformål til erstatning for olje, herunder eksport.

Energisparing
betegner tiltak for å redusere energiforbruket. En reduksjon av energiforbruket er da et mål i seg selv.

Energiøkonomisering
er en side av den mer generelle ressursøkonomisering som betegner bestrebelser på å bruke akkurat så mye av enhver ressurs at nytten av å bruke den siste enhet er lik kostnaden ved å fremskaffe den (økonomisk optimal tilpasning).

Energiressurser.
Ressurser som det kan utvinnes nyttbar energi fra, enten direkte eller etter omforming til annen form for energibærer, eksempelvis vannfallsenergi til elektrisk energi, eller olje til mekanisk energi. Energiressurs refererer til evne til å avgi nyttbar energi.

Energireserver
er de til enhver tid økonomisk utvinnbare energiressurser.

Energikilder.
Med dette forstås fortrinnsvis fornybar energi. Også av kildene er bare en viss andel økonomisk utnyttbare. En kan bruke betegnelsen reserver også i denne forbindelse.

Vannfallsenergi.
Den energimengde som ideelt kan innvinnes ved vannets fall fra ett nivå til et lavere nivå. Spesifikk vannfallsenergi er 9 807 J pr. m^3 vann og m fallhøyde.

Langtidsgrensekostnad for fastkraft
uttrykker hva det samfunnsøkonomisk koster å øke kraftsystemets evne til å produsere og levere mer kraft til mottakere som allerede er tilknyttet kraftsystemet.

A.2 Måleenheter

Energimengde angis i grunnenheten joule, J (uttales: jul) som gir mål for energiinnhold eller dens evne til å utføre arbeid. En kan også oppgi den mengde energibærere som energien er bundet til, i volum- eller masseenheter.

Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen har utgitt en standard for de såkalte SI-måleenheter (ISO 1000). I Norge er den nasjo-

nale standard for måleenheter – NS 1024 – bygget på denne uten endring. Her blir bl.a. energibærere målt i masse- og volumenhetene tonn og m^3, mens energiinnholdet blir målt i kilowattimer, kWh (bare for elektrisitet) og i joule (J). Den joulske virkning av elektrisitet følger av at 1 J = 1 Ws, (wattsekund), dvs. 1 kWh tilsvarer 3,6 millioner J.

Norsk Standard, NS 1024 om SI-enheter m.v. er fastsatt ved kgl. res. av 10. juni 1977 i medhold av lov av 31. oktober 1946. Enheter som calorier, ekvivalente oljetonn o.l. inngår ikke i denne standard.

Da enheten 1 J er meget liten, brukes i praksis bl.a. følgende enheter:

1 MJ, megajoule = 10^6J = 1 million J
1 GJ, gigajoule = 10^9J = 1 milliard J
1 TJ, terajoule = 10^{12}J = 1 000 milliarder J
1 PJ, petajoule = 10^{15}J = 1 million milliarder J
1 EJ, exajoule = 10^{18}J = 1 milliard milliarder J

Spesielt for elektrisk energi brukes bl.a.:

1 MWh, megawattime = 10^3 kWh = 1 tusen kWh
1 GWh, gigawattime = 10^6 kWh = 1 million kWh
1 TWh, terawattime = 10^9 kWh = 1 milliard kWh

For effekt, dvs. energi pr. tidsenhet (også elektrisitet) brukes bl.a.:

1 MW, megawatt = 10^3 kW = 1 000 kW (kilowatt)
1 GW, gigawatt = 10^6 kW = 1 million kW

For elektrisk spenning brukes bl.a.:

1 kV, kilovolt = 10^3 V = 1 000 V (volt)