



NORGES VASSDRAGS- OG ELEKTRISITETSVESEN

ELEKTRISITETSDIREKTORATET

UTVALGSRAPPORT

MEDLEMMER FRA:

ELEKTRISITETSDIREKTORATET

ELEKTRISITETSFORSYNINGENS FORSKNING SINSTITUTT

NORSKE ELEKTRISITETSVERKERS FORENING

SAMKJØRINGEN

FLEKSIBELT ENERGIFORBRUK

FLEKSIBELT ENERGIFORBRUK

Rapporten er utarbeidet av et faglig utvalg oppnevnt av NVE-Elektrisitetsdirektoratet. Innholdet og konklusjonene i rapporten er de personlige medlemmenes ansvar og binder ikke de institusjonene som har oppnevnt medlemmene.

Utvalget har hatt følgende medlemmer:

Fagsjef Jon Tveit, NVE-E (formann)

Overingeniør Olav Mogstad, NEVF

Elverksjef Ole B. Solberg, NEVF

Overing./professor Arne Johannesen, EEF

Overingeniør Odd H. Hoelsæter, Samkjøringen

Overingeniør Ivar Wangensteen NVE-E (sekretær)

Utvalget takker Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitutt for det store arbeid som er nedlagt i innsamling av data og beregninger.

		Side
I	FLEKSIBELT ENERGIFORBRUK, PROBLEMSTILLING	1
II	UTVALGETS OPPNEVNING OG MANDAT	1
III	SAMMENDRAG OG ANBEFALINGER	3
1	BAKGRUNN	
	1.1 ENERGIØKONOMISERING	13
	1.2 BEREDSKAP	13
	1.3 REDUKSJON AV UTSLIPP	14
	1.4 USIKKERHET I PLANER OG PROGNOSE	14
2	TILGANG PÅ ELEKTRISK ENERGI	
	2.1 VANNKRAFT	16
	2.2 IMPORT	19
	2.3 VARMEKRAFT	21
	2.4 NYE PRODUKSJONSFORMER (VIND, BØLGER etc.)	22
	2.5 OPPSUMMERING AV TILGANGSSIDEN	23
3	ENERGIMARKEDET SOM ER AV INTERESSE FOR FLEKSIBILITETEN	
	3.1 KRAFTINTENSIV INDUSTRI	24
	3.2 TREFOREDLINGSINDUSTRIEN	26
	3.3 OPPVARMING, STORE BYGG	27
	3.4 SMÅFORBRUKERE	28
	3.5 EKSPORT	29
	3.6 OPPSUMMERING AV MARKEDSIDEN	29
4	KONSEKVENSEN AV ØKTE OLJEPRISER	
	4.1 OLJEPRISUTVIKLINGEN	31
	4.2 MULIGHETER FOR PERMANENT OVERGANG FRA OLJE TIL ELEKTRISITET TIL ROMOPPVARMING	31
	4.3 ELEKTRISITETSPRISER	36
	4.4 INNVIRKNING PÅ SAMKJØRINGSPRISER	36
	4.5 LØNNSOMHETEN (BEDRIFTSØKONOMISK) VED KOMBINERTE ANLEGG	37
	4.6 SAMFUNNSØKONOMISKE BETRAKTNINGER VEDRØRENDE KOMBINERTE ANLEGG	39

5	BEREGNINGER	
5.1	BEREGNINGSFORUTSETNINGER	42
5.2	BEREGNINGSMETODE	44
5.3	BEREGNINGSRISULTATER	44
6	OMSETNING AV TILFELDIG KRAFT TIL ALMINNELIG FORSYNING	
6.1	DRIFT AV KOMBINERTE OPPVARMINGSANLEGG	51
6.2	HVORDAN STIMULERE TIL INSTALLASJON AV KOMBINERTE OPPVARMINGSANLEGG	52
6.3	KONTRAKT MELLOM FORBRUKER OG ELEKTRISITETSVK	52
	1. Elverket tar alle investeringer for- bundet med elektrokjelen	53
	2. Forbrukeren tar hele den ekstra in- vesteringen	53
	3. Påbudt med kombinerte oppvarmingsanlegg	53
6.4	KONTRAKT MELLOM DISTRIBUSJONSVK OG ENGRÖSVK	54
	1. Direkte leveranse av tilfeldig kraft til elektrokjeler fra engrosverket	55
	2. Normtype 1	57
	- Distribusjonsverk uten egenproduksjon	
	- Distribusjonsverk med egenproduksjon	
	3. Normtype 2	59
	4. Distribusjonsverket er systematisk underdekket på fastkraft	60
7	TILFELDIG KRAFT TIL SMÅFORBRUKERE	
7.1	SAMFUNNSØKONOMISKE BETRAKTNINGER	61
7.2	TARIFFER OG TARIFFAPPARATER	62
7.3	PRAKTISKE VANSKELIGHETER	63

APPENDIX 1. EKSPORT- OG IMPORTPRISER

APPENDIX 2. EFI-tr.nr. 7922184

I FLEKSIBELT ENERGIFORBRUK, PROBLEMSTILLING

Med fleksibelt energiforbruk forstår vi her energiforbruk hvor man kan:

- veksle mellom forskjellige energibærere
- variere forbruket over et begrenset tidsrom etter energitilgangen og/eller prisen på energi

Fleksibilitet er meget viktig i elektrisitetsforsyningen fordi produksjonsevnen varierer med tilsiget og fordi det også på etterspørselsiden er variasjoner som vi ikke har kontroll over (på grunn av for eksempel temperatur-variasjoner). Andre faktorer som trekker i samme retning er beredskaps- og reservehensyn. Det er også fordelaktig fra et planleggingssynspunkt fordi det reduserer ulempe med usikre prognoser. Formålet med fleksibelt energiforbruk er å dekke etterspørselen etter energi på billigste måte samfunnsøkonomisk sett, når det tas hensyn til betydelige usikkerheter i fremtiden både på tilgangs- og forbrukersiden.

Vi er her interessert i den forholdsvis kortsiktige fleksibilitet. Det betyr at vi ikke vil drøfte muligheten for permanent overgang fra en energibærer til en annen og heller ikke muligheten for å påvirke det totale energiforbruksnivå på lengre sikt.

II UTVALGETS OPPNEVNING OG MANDAT

Utvalget ble oppnevnt av Elektrisitetsdirektøren i samråd med Samkjøringen, NEVF og EFI og har hatt følgende sammensetning:

fagsjef Jon Tveit, NVE-E (formann)
 overing. Olav Mogstad, Sør-Trøndelag Kraftselskap
 elverksjef Ole B. Solberg, Øvre Eiker E.verk
 overing. Odd H. Hoelsæter, Samkjøringen
 overing./professor Arne Johannessen, EFI
 overing. Ivar Wangensteen, NVE-E (sekretær)
 I tillegg har siviling. Birger Stene, EFI deltatt i utvalgets arbeid.

I forbindelse med mandatet vises det til brev fra Elektrisitetsdirektøren av 20.2.79 hvor det bl.a. heter:

"Målsettingen for utvalgets arbeid bør være:
 Best mulig utnyttelse av den elektriske energi som kan produseres i det norske kraftproduksjonssystem, dvs slik at den blir brukt til de formål hvor den har den høyeste verdi for forbruker.
 Redusert kraftlevering uten ulemper for forbruker i perioder med relativt liten krafttilgang. Her-

under tas hensyn til de krav som settes ut fra beredskap og sikkerhet i energitilgang til forbruker.

Følgende problemstillinger ønskes belyst og spørsmål besvart så langt råd er innen den tidsramme som gis:

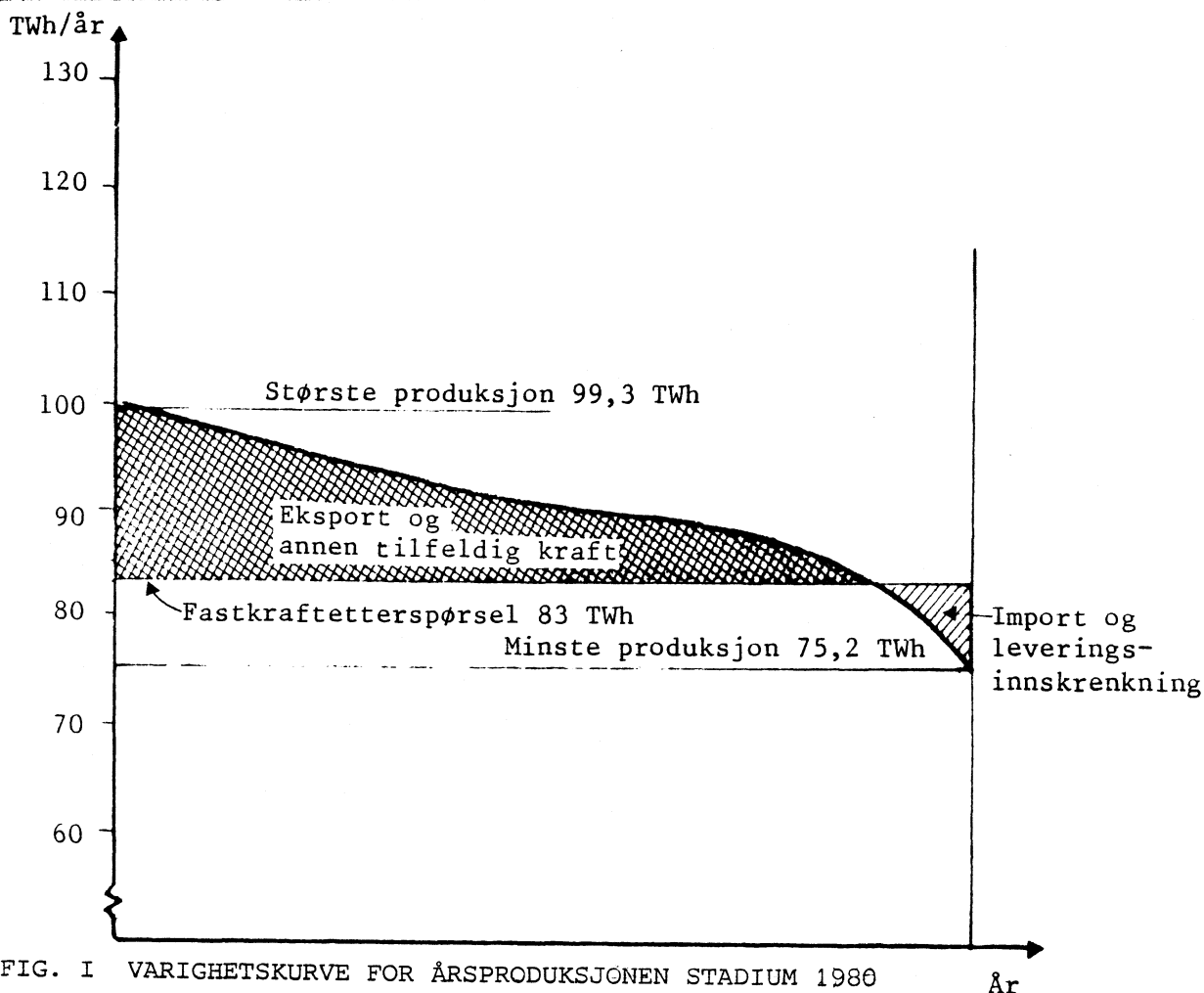
- Hvordan kan de fysiske systemer for energitilførsel og energibruk endres/tilpasses henholdsvis hvordan måtte leverandør og forbruker disponere for å få til en bedre energiutnyttelse.
- Spørsmålet om prissetting og tariff-utforming bør vies særlig oppmerksomhet. Særlig ønskes en vurdering av det såkalte oljeekvivalentprinsippet for omsetning av tilfeldigkraft til elektrokjeler med oljefyrt reserve.
- Det er ønskelig å få belyst hvordan et prissettingssystem vil virke måle-, avregnings- og oppgjørsmessig hvis forbruker av tilfeldigkraft blir stilt direkte overfor et pristilbud som reflekterer markedsverdien av tilfeldigkraft i det totale norske system.
- Forholdet fastkraftpris/tilfeldigkraftpris ønskes kommentert.
- Hvordan formidler av tilfeldigkraft skal kompenseres økonomisk for utnyttelse av overføringsnett - gjennom f.eks. årlig avgift for å stille nettkapasitet til disposisjon ønskes også vurdert.
- Nye metoder for måleravlesninger er av interesse. Utvalget bes om å peke på de praktiske hindringer som er i veien for å sikre en best mulig utnyttelse av den elektriske energi og om å foreslå eventuelle tiltak som såvel av kraftleverandør som av forbruker anses gjennomførbare for å oppnå det som her tilsiktes."

III SAMMENDRAG OG ANBEFALINGER

I kap. 1 drøftes en del problemstillinger som, ved siden av tilfeldig variasjon i tilsiget, er av betydning for vårt ønske om fleksibilitet i energiforsyning og energiforbruk. Det gjelder:

- økonomiske problemstillinger (energiøkonomisering)
- beredskap og reserve
- reduksjon av utslipp (spesielt i kritiske luftforurensningssituasjoner)
- usikkerhet i planer og prognoser.

I kap. 2 og 3 drøftes tilgangen på elektrisk energi og markedet, med vekt på den eksisterende fleksibilitet og muligheten for å bedre den. Fig. I gir et bilde av dagens situasjon. Vi har en maksimalproduksjon i det gunstigste år på 99 TWh og en minimumsproduksjon i det ugunstigste (tørreste) på 75 TWh. Varighetskurven er opptegnet på grunnlag av simuleringer dvs. beregninger av den produksjon vi årlig ville ha i landets kraftstasjoner med det utbyggingsnivå vi hadde 1.1.1980 og med det tilsig vi hadde i 30-årsperioden 1931-1960. Årene er så ordnet etter fallende årsproduksjon.



En slik kurve anskueliggjør på en god måte produksjonsvariasjonen fra år til år. Det er imidlertid viktig å være oppmerksom på at varighetskurven for årsproduksjonen representerer en tilnærming fordi den ikke viser variasjonene over året. Som vi ser, har vi et maksimalt importbehov på 8 TWh dersom vi helt skulle unngå leveringsinnskrenkning. I følge simuleringene kom vi maksimalt opp i 7. Eksportmarkedet og det innenlandske markedet for tilfeldig kraft kan avta maksimalt 18 TWh slik at det egentlig burde være avsetning for all den tilfeldige kraft som produseres (ref. fig. I).

Når det gjelder muligheten for å øke fleksibiliteten, fremgår den av tabell I.

	1980	Maks. innen 1990
Elektrokjeler med tungoljereserve	3,5	5,0
Elektrokjeler med lettoljereserve	1,5	23,0
Eksport	12,0	19,0
Import	8,0	15,0
Kraftkrevende industri	1,0	
SUM	26,0	62,0

(TWh/år)

TABELL I MARKED FOR TILFELDIG KRAFT (REFERERT KRAFTSTASJON)

Av denne tabellen skulle det fremgå at vi har de beste muligheter for å oppnå den fleksibilitet som er nødvendig.

I løpet av den tid utvalget har vært i arbeid, har prisen på råolje blitt mer enn fordoblet. Dette har vanskeliggjort arbeidet både fordi en del tilvendte problemstillinger (f.eks. oljeekvivalentprinsippet i forbindelse med prissetting) er blitt radikalt endret, og det har gjort det nødvendig med en gjennomdrøfting av mange forhold. Utvalget har lagt samfunnsøkonomiske betraktninger til grunn for de økonomiske betraktninger.

Økningen i oljeprisen har også hatt konsekvenser for den generelle kraftoppdekningen. Fra en situasjon med omtrent balanse er vi kommet over i en situasjon med markert underdekning i forhold til det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Det har sammenheng med at prisen på tilfeldig kraft både for eksport/import og for innenlands bruk er blitt høyere. I tillegg er det blitt økonomisk fordelaktig å bygge ut kraft for å erstatte oljeforbruk med fastkraftforbruk. Dette har skjedd samtidig med at utbygginger av nye prosjekter blir forsinket på grunn av problematisk planlegging og konsekjonsbehandling.

Det største markedspotensial for tilfeldig kraft fins innenfor sektoren oppvarming (romoppvarming og vannvarming) i store bygninger (boligblokker og yrkesbygg). I eksisterende bygninger med sentralfyring kan man installere elektrokjeler parallelt med eksisterende lettolkjeler og dermed få et fleksibelt marked på inntil 15 TWh/år i tillegg til de 1,5 TWh/år man allerede har av denne type kombinerte oppvarmingsanlegg. Referert kraftstasjon gir det et marked på maksimalt 19 TWh/år. I tillegg kommer nye bygninger. I perioden 1980-90 regner vi med at det blir bygd boligblokker og yrkesbygg (institusjonsbygg) med et oppvarmingsbehov tilsvarende 3,5 TWh/år (4 TWh/år referert kraftstasjon).

Innen 1990 vil dermed oppvarming i boligblokker og yrkesbygg utgjøre et energimarked på 20 TWh/år (tilsvarende 23 TWh/år referert kraftstasjon). Dette markedet kan dekkes med ren olje, ren elektrisitet (fastkraft) eller med kombinerte oppvarmingssystemer. En stor del av utvalgets oppmerksomhet har vært konsentrert om dette energimarkedet.

Tabell II viser et konsentrat av beregningsresultatene for dette markedet (oppvarming i store bygninger) på 1990-stadiet.

Det er regnet med 110 TWh/år fastkraftetterspørsel (NVE's prognose i vedlegg til Energimeldingen). Videre er det regnet to alternativer for den videre vannkraftutbygging:

1. NVE's forslag i Energimeldingen, 112 TWh/år midlere årsproduksjon.
2. Optimal vannkraftutbygging i forhold til forutsatt fastkraftetterspørsel, marked for tilfeldig kraft og disponible vannkraftressurser.

Under alternativ 1 er størrelsen på et kullkraftverk valgt som den fri variable for optimal tilpassing på tilgangssiden da vannkraftsystemet forutsetningsvis er gitt. Som det går fram av tabellen, fører dette til at størrelsen på kullkraftverket varierer for de forskjellige alternativene (a, c, d og e) for oppvarming av store institusjonsbygg.

Under alternativ 2 kommer ikke kullkraftverk inn da det er mer lønnsomt å bygge ut vannkraftsystemet.

Alternativene a, c, d og e viser forskjellige løsninger for oppvarmingssystemene for institusjonsbygg.

For nærmere beskrivelse av forutsetningene vises det til kap. 5.

Tabell II viser de samfunnsøkonomiske resultatene for de forskjellige alternativene hvor også investeringskostnadene for de forskjellige oppvarmingssystemene inngår.

		BEGRENSET ¹⁾ VANNKRAFT- UTBYGGING (ALT. 1)	FRI ²⁾ VANNKRAFT- UTBYGGING (ALT. 2)
Oljekjel uten elektro- kjelreserve i både ek- sisterende og påtenkte (dvs. de vi antar vil bli bygd i perioden 1980-90) bygninger (a)	Merkostnad ³⁾ (mill. kr/år)	870	310
	Vannkraft ⁴⁾ (TWh/år)	112	124,5
	Kullkraft (MW)	538	0
Både olje- og elektro- kjel i så vel eksiste- rende som påtenkte bygninger (c)	Merkostnad ³⁾ (mill. kr/år)	970	230
	Vannkraft ⁴⁾ (TWh/år)	112	126
	Kullkraft (MW)	538	0
Både olje- og elektro- kjel i eksisterende bygninger, ren elek- trisk oppvarming (vegg- ovner o.l.) i påtenkte bygninger (d)	Merkostnad ³⁾ (mill. kr/år)	980	0
	Vannkraft ⁴⁾ (TWh/år)	112	129
	Kullkraft (MW)	1066	0
Oppvarming med fast- kraft i både eksiste- rende (via elektrokjel) og påtenkte bygninger (veggovner o.l.) (e)	Merkostnad ³⁾ (mill. kr/år)	2150	840
	Vannkraft ⁴⁾ (TWh/år)	112	137,8
	Kullkraft (MW)	3050	0

- 1) Vi antar her at vannkraftutbyggingen er begrenset til 112 TWh/år midlere produksjon (NVEs dekningsplan). Eventuelle underskudd dekkes med kullkraft.
- 2) I prinsipp antar vi her at man stilles fritt med hensyn til kraftutbygging (vannkraft, kull- olje- eller kjernekraft). Vannkraften er imidlertid den billigste, og med en økonomisk optimal strategi er det den som blir valgt.
- 3) Merkostnad i forhold til billigste alternativ (Alt. 2d). Det er denne størrelsen som gir uttrykk for hvor samfunnsøkonomisk gunstig et alternativ er.
- 4) Midlere vannkraftproduksjon.

TABELL II BEREGNINGRESULTATER STADIUM 1990

- Alternativet fri vannkraftutbygging (alt. 2) er langt å foretrekke fremfor alt. 1. Selv om man beholder ren oljeoppvarming (a), er alt. 1 560 mill./år dyrere enn alt. 2. Dette skyldes at kullkraftverket er erstattet med vannkraft i alt. 2.
- Det billigste alternativet er alt. 2 d, dvs. man installerer elektrokjeler i eksisterende bygninger og veggovner e.l. i påtenkte (planlagte) bygninger og bygger ut vannkraft for å dekke belastningsøkningen. Siden dette er det billigste alternativ, er dette valgt som referanse, og merkostnadene for de andre alternativene er angitt i forhold til dette.
- Alt. c er kostnadsmessig et relativt gunstig alternativ for begge vannkraftutbyggingsalternativene. Man har dessuten fleksible oppvarmingsanlegg både i eksisterende og i påtenkte bygninger, noe som er verdifullt også fra andre synsvinkler enn de rent kostnadsmessige.
- Alt. e (og spesielt alt. 1e) er det klart dårligste alternativet. Det lønner seg altså ikke å dekke dette oppvarmingsmarkedet med fastkraft. Dette er viktig å merke seg.

Utvalget er kommet til at alt. c er det som bør anbefales, dvs. kombinerte oppvarmingssystemer både i eksisterende og i påtenkte bygninger. Man bør være spesielt oppmerksom på at en overgang fra olje til fastkraft kan bli meget kostbar. Konfr. alt. e.

Vi må dessuten være oppmerksom på at det i beregningene er forutsatt at økningen i kraftetterspørsel dekkes ved utbygging av produksjonsapparatet - enten vannkraft eller kullkraft. Dersom vi faktisk fikk den økning i fastkraftetterspørselen som i verste fall kan komme (alt. e), måtte vi bygge vel 3 000 MW kullkraft (2 store kullkraftverk) alternativt måtte vannkraftsystemet bygges ut til en midlere årsproduksjon på 138 TWh. Man må uten videre kunne si at en slik utbygging er umulig innen 1990.

Vi kan altså konkludere med at det vil være umulig å skaffe tilveie tilstrekkelig produksjonskapasitet til å dekke en overgang fra oljefyring til ren elektrisk oppvarming, og det styrker alt. c ytterligere.

Når det gjelder mulighetene for å realisere den løsning utvalget anbefaler, må disse vurderes ut fra de to hovedtyper markedssituasjon som kan tenkes å foreligge ved energiforsyning av yrkesbygg:

- Kunden (bygg-eieren) stilles fritt når det gjelder valg av oppvarmingsanlegg og energibærer.

For å få kunden til å velge et kombinert oppvarmings-system, må han da tilbys slike betingelser når det gjelder finansiering, kraftpris etc., at han finner en slik løsning lønnsom.

Med dagens prisrelasjoner på energimarkedet er det oppvarming ved hjelp av fastkraft som er det gunstigste alternativet for kunden, og det er følgelig snakk om lønnsomhet i forhold til denne løsning. Med den prispolitikk for elkraft som bebudes i Energimeldingen, er det overveiende sannsynlig at denne lønnsomhets-situasjon vil vedvare også utover i 80-årene.

Beregninger viser at brukstiden for elektrokjelene blir liten når inn/utkopling skjer når prisen på tilfeldig kraft passerer oljeekvivalent pris. Dette gjelder om det settes begrensninger for vannkraftutbyggingen. En kan følgelig forutse at det vil bli meget vanskelig å tilby tilfeldig kraft på slike betingelser at forannevnte lønnsomhetsbetingelse oppfylles.

I dag har kunden (bygg-eieren) formelt sett fritt konsumvalg innenfor energisektoren. Med de energipriser som gjelder, skulle en vente et meget sterkt press i retning av fastkraftbasert oppvarming av eksisterende såvel som påtenkte bygninger. Når et slikt press ennå ikke har meldt seg, har det sannsynligvis sammenheng med at kunden mangler informasjon både om lønnsomheten ved å bruke ren elektrisk oppvarming og om sine rettigheter til å ta ut fastkraft etter eget ønske (verkenes leveringsplikt).

- Kundens (bygg-eierens) frihet i valg og/eller utnyttelse av oppvarmingsanlegg er innskrenket gjennom påbud eller forbud

Det mest nærliggende i første omgang ville være å påby valg av fleksibel type oppvarmingssystem i store bygninger, eventuelt forby direktevirkende elvarme (veggovner o.l.) i slik bebyggelse.

Men selv om det installeres slike anlegg, vil det etter all sannsynlighet være mest lønnsomt å drive dem med fastkraft. Det vil være meget vanskelig å tilby tilfeldig kraft på slike betingelser at man oppnår den kombinerte drift av anlegget som er ønskelig. Påbud eller forbud når det gjelder anleggstype, må derfor betraktes som et tiltak med sikte på at man uten større skadevirkninger kan innføre begrensninger i leveringen av fastkraft.

I stedet for å legge begrensninger på valget av type oppvarmingssystem, kan det være aktuelt allerede nå å legge begrensninger på bruken av fastkraft.

Følgende tiltak kan f.eks. være aktuelt overfor større bygninger: Fastkraft tillates bare levert til ikke-substituerbart forbruk (lys, apparater etc.). Til oppvarming leveres elektrisk kraft bare i de perioder samkjøringsprisen (korrigert for eventuelle nettap) er lavere enn oljeekvivalent pris. Kunden har da valget mellom ren oljeoppvarming eller kombinert oppvarming. I dette tilfelle bør elektrisitetsverket kunne tilby leveranse av tilfeldig kraft på slike betingelser at kombinert oppvarming blir gunstigst.

En tredje mulighet er både å påby valg av fleksibel type oppvarmingssystem og å legge begrensninger på bruken av fastkraft. Optimal utnyttelse av de kombinerte anlegg vil i dette tilfellet sikres ved at inn-/utkopling skjer når prisen på tilfeldig kraft passerer oljeekvivalent pris.

Utvalget konstaterer at det i dag er fritt konsumvalg innenfor energisektoren, og at det med de prisrelasjoner som hersker på energimarkedet, kan ventes en sterkt økende interesse for fastkraftbasert oppvarming av eksisterende såvel som påtenkte yrkesbygg. Med de virkemidler som i dag er tilgjengelige for elektrisitetsverkene, kan en slik overgang til fastkraftforsyning vanskelig hindres. Utvalget mener generelt at en storstilet overgang til helelektrisk fastkraftforsyning av yrkesbygg er kostnads- og sikkerhetsmessig uheldig, og at en snarest bør legge forholdene bedre til rette for utbygging og drift av kombinerte oppvarmingssystemer.

Utvalgets konkrete anbefalinger er følgende:

1. Vi bør i vår planlegging innenfor elektrisitetsforsyningen og energiforsyningen generelt basere oss på at den høye oljeprisen vil vedvare eller endog øke. Det er en viss mulighet for at realprisen kan falle slik den gjorde etter oljekrisen i 1973, men det vil ikke være forsvarlig å basere planleggingen på at noe slikt skal skje igjen.
2. Med dagens oljepriser er det ingen tvil om at det er lønnsomt for så vel den enkelte forbruker som for samfunnet å bygge ut vannkraft for å erstatte oljefyring (parafin og fyringsolje 1 og 2) med elektrisk oppvarming. Ut fra kostnadssynspunkt bør derfor vannkraftutbyggingen fremskyndes.
3. Utvalget anbefaler at det installeres kombinerte oppvarmingssystemer i alle store bygninger (institusjonsbygninger og boligblokker) som blir bygd i tiden fremover. I bygninger som fra før har ren elektrisk oppvarming, vil det som regel falle for dyrt å installere kombinerte oppvarmingssystemer. Store bygninger som i dag har sentralfyring basert på olje eller på kombinasjon olje/el, bør ikke gå over til ren elektrisk oppvarming.

4. Elektrisitetsverk som merker pågang fra boligblokker og yrkesbygg (institusjonsbygg) for å få skifte fra oljeoppvarming til ren elektrisk oppvarming, har ikke etter gjeldende regler anledning til å nekte å levere elektrisk kraft selv om de har dårlig kraftdekning. De kan imidlertid forlange en viss frist for eventuelt å skaffe kraft og å forsterke nettet. Dette innebærer at verket bør anbefale kombinert oppvarming og tilby tilfeldig kraft inntil videre.
5. Utvalget mener at det omgående bør utredes hvilke former for påbud eller forbud som eventuelt bør introduseres for å sikre en fornuftig utbygging og disponering av oppvarmingssystemene i større bygninger, og hvilke lover og forskrifter som eventuelt må endres i denne sammenheng.
6. Utvalget anbefaler at elektrisitetsverkene generelt stimulerer til installasjon av kombinerte oppvarmingssystemer i større bygninger. Det bør også stimuleres til en utnyttelse av anleggene gitt av ekvivalent oljepris og prisvariasjonene på tilfeldigkraftmarkedet. Virkemidler i dagens situasjon vil være informasjon knyttet til spørsmålene omkring fleksibilitet/sikkerhet, tilbud om gunstig avregningspris og eventuelt støtte til investering.
7. Utvalget har bare foretatt en noe overfladisk vurdering av muligheten for å bringe småforbrukerne inn som fleksible forbrukere. Egentlig dreier det seg om mer systematisk utnyttelse av en fleksibilitet som allerede eksisterer. Kostnader og praktiske problemer ved å utnytte småforbrukernes fleksibilitet er større enn kostnaden ved å installere elektrokjeler i store bygninger som i dag har oljebasert sentralvarme.

Utvalget anbefaler derfor at oppmerksomheten rettes mot store bygninger. Får man bygd kombinerte oppvarmingssystemer i de fleste av disse, får man så stor fleksibilitet at det neppe vil være lønnsomt å investere nevneverdig for å gjøre småforbrukerne også mer fleksible.

Det anbefales imidlertid at det forsknings- og utviklingsarbeid som pågår når det gjelder nye avregnings- og informasjonssystemer fortsetter.

Utvalget anser det fra et fleksibilitetssynspunkt ikke nødvendig å påby pipe i småhus. Og på bakgrunn av den fleksibilitet man har ellers i systemet, vil et begrenset antall hus uten pipe ikke være noen vesentlig ulempe for vår energiforsyning.

8. Generelt anbefales normtype 1 for kontrakt mellom engros- og distribusjonsverk. Det understrekes at normtype 2 bare må brukes for distribusjonsverk som har betydelig egenproduksjon. Hva som kan betraktes som betydelig egenproduksjon, er i stor grad en vurderingssak. I tvilstilfeller bør man forsøke å komme frem til produksjonssamarbeid og bruke normtype 1. Tilfeldig kraft avregnes separat på grunnlag av lokale målinger og påvirker ikke effektmaksimalen.

Ole B. Solberg reserverer seg på dette punkt. Han mener at normtype 2 også kan brukes for distribusjonsverk som ikke har egenproduksjon og viser til Buskerud hvor dette praktiseres.

9. Vertikalintegrasjon vil på en effektiv måte eliminere mange av de kontraktsmessige problemer som oppstår i forbindelse med engrosomsetningen idet et avregningsledd da faller bort.
10. Godtgjøring for overføring av tilfeldig kraft (kjelkraft) på andres nett bør bestå av et energiledd som reflekterer de tap i fordelingsnettet som forårsakes av kjeleleveransen. Det kan være aktuelt å gjøre dette leddet høyere på vinterstid fordi kjeleleveransen da kommer på toppen av en allerede tung belastning. De marginale tap blir da større.

Ytterligere betaling for å dekke netteierens kostnader bør ikke knyttes til energileveransen. Det bør være faste eventuelt årlige beløp. Med et slikt system vil samkjøringsprisen slå bedre gjennom til fordelingsverket eventuelt til forbrukeren.

11. Inn- og utkobling av kjeler skal styres etter oljeekvivalentprisen. Det betyr at elektrokjelen bør være utkoblet så lenge samkjøringsprisen er høyere enn oljeekvivalent pris. Den oljeekvivalente pris som gjelder her, er den faktiske med mest mulig riktige oljepriser og virkningsgrader. Om man opererer med andre priser i forbindelse med avregningen, bør ikke det påvirke inn- og utkoblingstidspunktet.
12. Særavgifter som elektrisitetsavgiften bør falle bort. Slike avgifter fører lett til vridninger mellom energibærerne som gir høyere samfunnsøkonomiske kostnader. Skal någjeldende ordning fortsette, må fritak ikke knyttes til oljeekvivalent pris, men til krav om full oljereserve for den forsyning det gjelder.
13. Utvalget støtter tanken om å legge leveringsplikten til fylkesomfattende elektrisitetsverk. Verk av den størrelse har langt bedre mulighet for å påvirke sin balanse enn små fordelingsverk. En konsekvens av dette ville være at fylkesverkene også fikk størst mulig ansvar for kjeleleveransene. På den måten kan elektrisitetsverket også påvirke sin balanse.

14. Eksport og import bør foregå etter de samme prinsipper som inn- og utkobling av kjeler. Kan vi få bedre betalt for kraft på eksportmarkedet enn hva vi får ved leveranse til norske elektrokjeler, bør kraften gå til eksport. Dette innebærer at eksport- og importprisen skal følge samkjøringsprisen så lenge det er ledig kapasitet på mellomriksforbindelsene, og man ikke støter mot andre restriksjoner. Først når eksportkapasiteten er fullt utnyttet, kan man akseptere at eksportprisen er høyere enn samkjøringsprisen. Tilsvarende bør samkjøringsprisen overstige importprisen først når importkapasiteten er fullt utnyttet.
15. Utvalget har ikke foretatt noen grundig vurdering av om mellomriksforbindelsene bør forsterkes. De beregninger som er foretatt, tyder imidlertid på at det er mer fordelaktig å investere i elektrokjeler enn å forsterke mellomriksforbindelsene.
16. Det bør tas kontakt med den kraftintensive industri for å avklare spørsmålet om tilbakekjøp av kraft.

Industrien kan f.eks. tilbys en fast årlig godtgjøring og en pris pr. energienhet som tas ut når avtalen utnyttes.
17. Skal det settes et tak på samkjøringsprisen, må det ikke settes så lavt at utnyttelsen av det fleksible marked forstyrres.
18. Utvalget er positivt innstilt til bruk av varmepumpe. I de boligblokker og yrkesbygg som har vannbårne oppvarmingssystemer, ligger forholdene godt til rette for varmepumper spesielt dersom sjøvann kan brukes som varmekilde. Varmepumpen er imidlertid lite fleksibel, og skulle varmepumper bli installert i stor skala i de bygninger hvor vi har regnet med olje/elektrokjel, vil det virke inn på en del av våre konklusjoner.
19. Utvalget vil understreke behovet for informasjon både til brukere, VVS-konsulenter og elektrisitetsverk. Det er også viktig at elektrisitetsverket blir tatt med på råd når oppvarmingssystem i store bygninger skal velges.
20. Ut fra beredskaps- og reservehensyn er det fordelaktig med kombinerte oppvarmingssystem som kan anvende to eller flere energibærere.

1 BAKGRUNN

1.1 ENERGIØKONOMISERING

Med energiøkonomisering forstår vi energihusholdnings-tiltak som er samfunnsøkonomisk regningssvarende. Prinsippet er at det skal koste like mye å redusere forbruket med en enhet som det koster å skaffe til veie en ekstra enhet.

Energiøkonomisering omfatter en rekke aspekter ved produksjon, overføring og forbruk av såvel elektrisitet som andre energibærere. Fleksibilitet er viktig fra et økonomiseringssynspunkt fordi :

- Hele vannkraftsystemets produksjonsevne utnyttes selv i perioder hvor tilsiget er ekstra høyt. På den måten reduseres forbruket av olje eller av andre energibærere.
- Dersom det fleksible markedet utnyttes riktig vil man i størst utstrekning spare de mest verdifulle energibærerne. Lettoljekjeler kobles ut før tungoljekjeler. Videre vil man koble først ut de kjelene som har dårligst virkningsgrad og man vil koble ut kondenskraftverk før man kobler ut oljekjeler (som går på samme oljetype). På den måten utnyttes alltid billigste tilgjengelige produksjonsmulighet.
- Et fleksibelt marked koster penger. Det fleksible marked bør derfor bare bygges ut så langt det er økonomisk regningssvarende. Går vi lengre, vil det ikke kunne kalles energiøkonomisering etter vår definisjon.

1.2 BEREDSKAP

Man kan skjelne mellom beredskap på to nivåer:

- Lokal beredskap (reserve)

Det er her snakk om å ha en alternativ mulighet først og fremst for oppvarming (evt. dampproduksjon) dersom det f.eks. oppstår langvarige strømbrudd på grunn av linje-feil. I tilfelle feil på kjeleanlegg er det også viktig å ha en reserve.

Skal oljekjelen tjene som reserve ved strømbrudd, må man ha et system som ikke er avhengig av strøm for å virke, eller som har lokal reserve i form av batterier eller lignende.

- Nasjonal beredskap

Det er her snakk om blokkering eller reduksjon av tilførselen av olje og eventuelt andre energibærere. Så lenge vi bare baserer oss på vannkraft, er elektrisitetsforsyningen lite sårbar overfor denne type sanksjoner.

I en krigssituasjon blir forholdet et annet. Da vil kraftnettet kunne ødelegges av sabotasje eller bombing. Kraftstasjonene vil i en slik situasjon være forholdsvis sikre.

Det er vanskelig å kvantifisere verdien av å ha god beredskap. Beredskapshensyn ivaretas derfor vanligvis gjennom påbud og forskrifter.

I denne utredningen gjør vi ingen forsøk på å "veie" beredskapshensynene. Vi bare konstaterer at de gir argumenter i tillegg til de lettere kvantifiserbare, for å bygge ut et fleksibelt system.

1.3 REDUKSJON AV UTSLIPP

Utnyttelse av tilfeldig kraft til erstatning for olje fører generelt til mindre utslipp av forurensninger til luft.

Det kan for eksempel være aktuelt dersom luftforurensningen i en kortere periode er spesielt kritisk - f.eks. ved langvarig stillestående luft over Oslogryta vintertid - å koble inn elektrokjelene selv om det egentlig ikke lønner seg rent økonomisk. Dersom kraftsituasjonen er svært vanskelig, er noe slikt ikke aktuelt, men man bør til en viss grad kunne fravike prinsippet om at elektrokjelene skal være utkoblet når kraftprisen er høyere enn oljeekvivalent pris.

1.4 USIKKERHET I PLANER OG PROGNOSE

Vi skiller mellom en plan og en prognose: En prognose er et anslag for hvilken utvikling man venter på et bestemt område fremover i tid dersom et sett spesifiserte forutsetninger slår til. De forutsetninger vi baserer oss på når det utarbeides prognoser for energietterspørselen, er f.eks. befolkningsutvikling, produksjon og sysselsetning i ulike næringssektorer, inntektsutvikling, priser etc. Det bør understrekes at en prognose bygger på forutsetninger vi ikke har noen innflytelse på holdbarheten av. En plan derimot bygger på forutsetninger vi regner med å ha kontroll over.

Når det gjelder elektrisitetsetterspørselen, er det allminnelige forbruk gjenstand for prognosering, mens det legges planer for forbruket i kraftintensiv industri. På elektrisitetsforsyningssiden opereres det med planer. Når det gjelder oljeforsyningen, foregår det fra myndighetenes side lite systematisk planlegging fordi man regner

med å kunne kjøpe det som trengs på verdensmarkedet. Oljeprisen representerer imidlertid en stor usikkerhet.

Alle planer og prognoser er beheftet med usikkerhet. Prognosene fordi de pr. definisjon behandler utviklingsforløp vi ikke kan styre, planene fordi det ved gjennomføringen av slike kan skje uforutsette ting.

Dette kan selvsagt avhjelpes ved å gjøre planer og prognoser bedre, men det er også viktig å redusere de uheldige konsekvenser dersom utviklingen ikke blir slik vi har gått ut fra. I denne sammenheng er fleksibilitet viktig. Det er spesielt viktig i en tid da utsiktene når det gjelder den økonomiske utvikling er svært usikre og det er stor usikkerhet når det gjelder oljeforsyningen.

I Elektrisitetsdirektoratet arbeides det med metoder for å anslå hvilken prognoseusikkerhet vi kan regne med når det gjelder elektrisitetsetterspørselen. Man vil i fremtiden sannsynligvis legge fram prognoser både for forventet etterspørsel og for hvilken usikkerhet (standardavvik) man regner med at prognoser er beheftet med. I denne sammenheng er det viktig å være klar over at en pålitelig energiforsyning er viktig i et moderne samfunn.

2 TILGANG PÅ ELEKTRISK ENERGI

2.1 VANNKRAFT

Norges økonomisk utnyttbare vannkraftpotensial er anslått til ca 170 TWh midlere års produksjonsevne. Tabell 1 viser hvordan dette potensialet fordeler seg på forskjellige kategorier.

Det gjenværende vannkraftpotensial (S + F + R) er i følge tabell 1 ca 48 TWh. Fig. 1 viser hvordan utbyggingskostnaden for dette kraftpotensiale varierer.

Tabell 1 Norges økonomisk utnyttbare vannkraftpotensial. Status pr. 1. januar 1979¹⁾

		Årlig produksjonsevne TWh	
		Midlere	Fastkraft ²⁾
Sum undersøkt vannkraftpotensial, inkl. opprusting, 6 ³⁾ , og småkraftverk, 5 ³⁾		170	150
Herav:			
V.	Vern		
V ₁ .	Vedtatt av Stortinget 6.4.1973, Verneplan I		
		Midlere	Fastkraft
	Varig:	6,9	6,1
	Til 1985:	8,1	7,1
	Sum:	15,0	13,2
V ₂ .	Foreslått eller vedtatt vernet av Regjeringen og/eller Stortinget, Verneplan II		
		Midlere	Fastkraft
	Varig:	1,1	1,0
	Til 1985:	2,9	2,6
	Veig, Dagali, Skaidi, rest av Alta, Kvæningen m.v.	3,4	3,0
	Sum	7,4	6,6
V ₁ + V ₂ .	Sum av verneplanene	22,4	19,8
U.	Utbygd og i drift	85,1	75,0
K.	Konsesjon gitt (under utbygging)	14,7	13,0
S.	Konsesjon søkt	14,3	12,6
F.	Forhåndsmelding om planlegging gitt ⁴⁾	6,1	5,4
R:	Rest, inkl. opprusting, småkraftverk m.v. Herav større prosjekter 16,1 TWh midlere og 14,2 TWh fastkraft	27,4	24,2

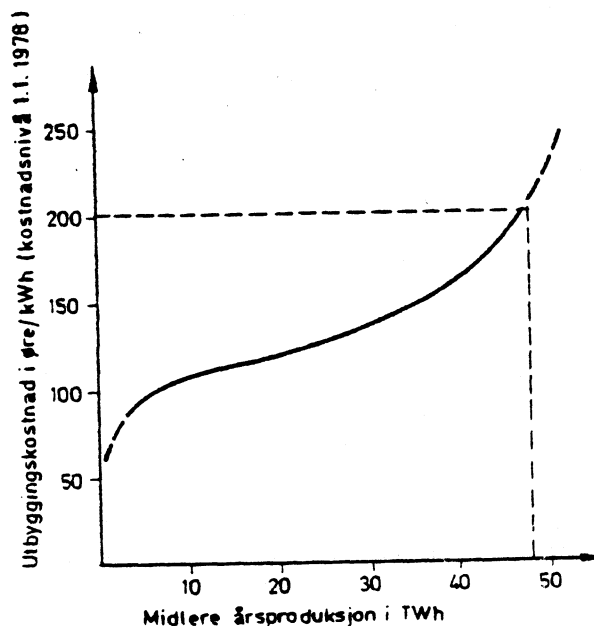
1) Tallene for vern er likevel ajourført i februar 1980 på grunnlag av stortingsproposisjonen om Verneplan II.

2) Fastkraft er her skjematisk fastsatt til 88 pst. av midlere års produksjonsevne.

3) Tallene gjelder midlere års produksjonsevne og er foreløpige. Undersøkelser pågår.

4) I henhold til vassdragsreguleringslovens § 4 a.

Fig. 1 Gjenstående vannkraftpotensial Status
pr. 1.1.1979.



Det er fra et økonomisk synspunkt ønskelig å bygge ut de billigste prosjektene først. Imidlertid er det av forskjellige grunner vanskelig å få realisert det i praksis. Prosjektene kommer derfor i en nokså tilfeldig rekkefølge hva kostnad angår. Vi opererer gjerne med en gjennomsnittskostnad på 10 øre/kWh fastkraft (referert kraftstasjons-vegg, prisnivå januar 1978, 7% kalkulasjonsrente). I de beregninger som er foretatt i forbindelse med utvalgets arbeid, er vannkraftprosjektene forutsatt å komme i den rekkefølge NVE opererer med. Prosjekter som ikke er vurdert av NVE, er i beregningene forutsatt å komme inn etter stigende kostnad. (Se appendix 2).

To karakteristiske trekk ved vannkraften er av fundamental betydning for våre betraktninger :

- Vi har praktisk talt ingen variable kostnader knyttet til produksjonen. Av dette følger det at enhver anvendelse av kraften uansett hvor lite nyttig den er, er bedre enn å slippe vann forbi driftsklare aggregat.
- Produksjonspotensialet avhenger av tilsiget og er dermed en tilfeldig variabel.

For å studere vannkraftsystemets produksjonsegenskaper på et gitt utbyggingsstadium, er det nødvendig å foreta simuleringer. Simuleringer betyr at man beregner hvilken produksjon man ville få i et gitt system under ulike tilsigsforhold. Alternativet ville være å observere hvordan systemet drives eller hvordan systemet har vært drevet på tidligere stadier. Men da systemet er i stadig ekspansjon, får man ikke et tilstrekkelig antall sammenlignbare observasjoner til å kunne vurdere tilsigsvariasjonenes betydning. Simuleringer er derfor nødvendig både for dagens stadium og selvfølgelig for fremtidige stadier.

Vi har foretatt simuleringer for 1980- og 1990-stadiet med tilsigserie 1931-1960. Forutsetningene er nærmere beskrevet i pkt. 5.1. Fig. 2 viser årstilsig og årsproduksjon ordnet etter en fallende trend, dvs. varighetskurve for årstilsig og årsproduksjon for stadium 1980 og for et fremtidig stadium.

Tabell 2 viser en del statistiske parametre som er beregnet på grunnlag av de samme simuleringene.

	MIDDELVERDI	MEDIAN	STANDARD AVVIK	STØRSTE	MINSTE
Utbygde anlegg pr. 1.1.1980					
Tilsig	91,7	90,9	11,4	118,4	69,7
Produksjon	89,3	89,9	5,5	99,3	75,2
Utbygde og konsesjons- gitte anlegg pr. 1.1.1980					
Tilsig	100,6	100,2	12,5	129,9	76,5
Produksjon	98,4	98,6	7,0	114,8	84,1

TABELL 2 STATISTISKE PARAMETRE FOR TILSIG OG VANNKRAFTPRODUKSJON
(TWh/år)

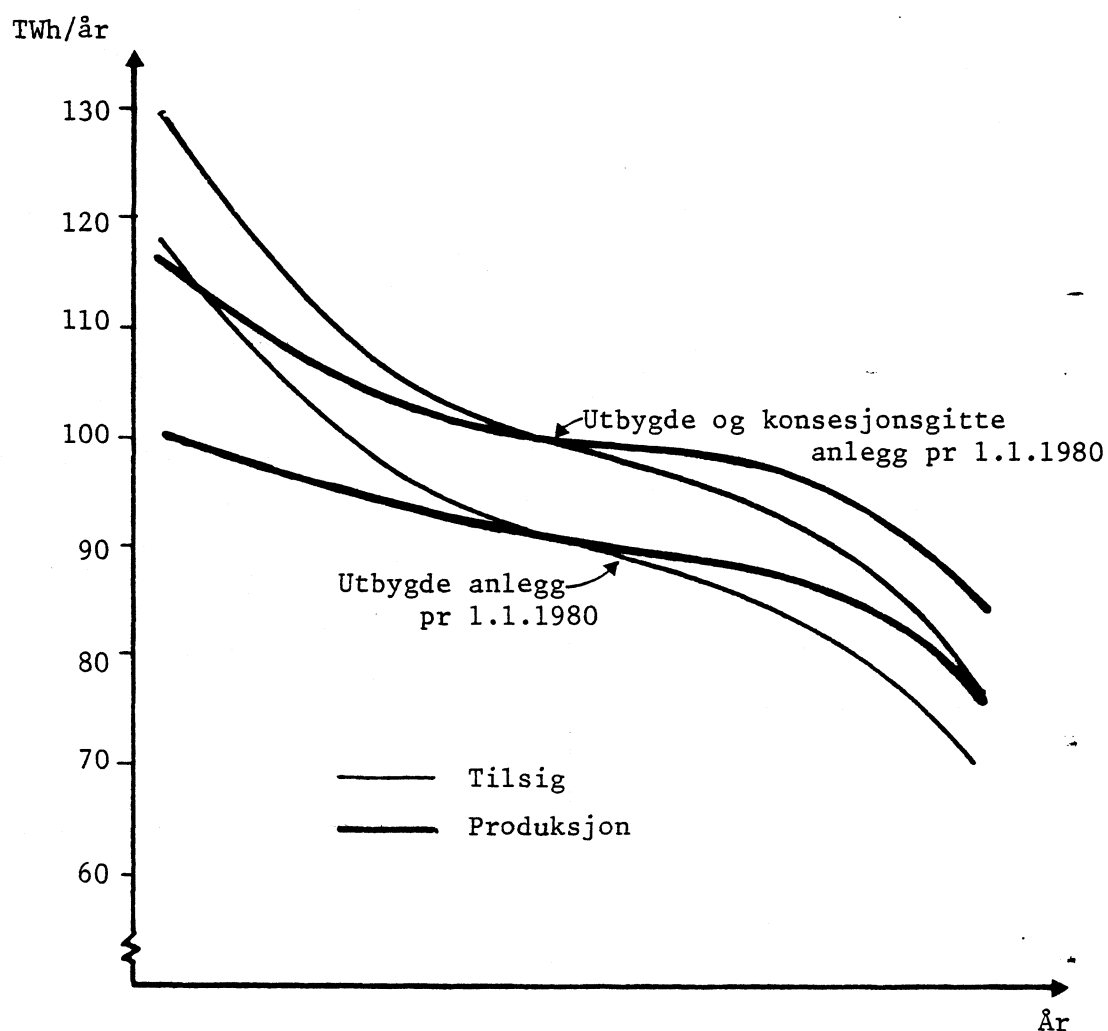


FIG. 2 VARIGHETSKURVE FOR ÅRSTILSIG OG ÅRSPRODUKSJON I DET NORSKE
VANNKRAFTSYSTEM

Store magasiner er egentlig et alternativ til andre tiltak som forbedrer fleksibiliteten. Her vil det likevel ikke bli vurdert nærmere om man skal bygge ut magasinkapasiteten i stedet for f.eks. å investere i elektrokjeler, fordi man i fremtiden sannsynligvis ikke får bygge så store magasiner som man ønsker ut fra økonomiske motiver. I stedet vil sannsynligvis naturvern hensyn føre til at man må bygge magasiner som er mindre enn det økonomisk optimale.

I de beregninger som det er gjort rede for i kap. 5, er det forutsatt at magasinprosenten holdes konstant til 1990 og det forutsettes ikke at man kan manipulere med magasininstørrelsen.

2.2 IMPORT

Tabell 3 viser hvilken import vi maksimalt kan regne med. Tallene for maksimum energi i følge simulering er hentet fra de beregninger som er omtalt i kap. 5.

	EFFEKT-KAPASITET UKEMIDDEL (MW)		MAKS. ENERGI I FØLGE SIMULERINGER (TWh/år)	
	1980	1990	1980	1990
Danmark	500	1000	2,3	5,6
Sverige	950	1400	4,6	8,6
Sovjet	50	50	0,1	0,1
SUM	1500	2450	7,0	14,3

TABELL 3 MULIGHETER FOR KRAFTIMPORT

Det fremgår av tabellen at den maksimale import ifølge simuleringene ligger betydelig under det teoretiske maksimum. (Effektkapasitet multiplisert med antall timer i året). Dette betyr at det ikke bare er overføringskapasiteten som setter grenser for hvor mye vi er i stand til å importere. De øvrige begrensningene i denne sammenheng er i første rekke:

- Våre nabolands begrensede overskudd på produksjonskapasitet.
Denne begrensning gjør seg stort sett gjeldende om vinteren.
- Vårt eget marked kan bare motta en begrenset mengde.
Denne begrensning gjør seg spesielt gjeldende i den periode av året da det uregulerte tilsig er stort.
Da er også etterspørselen liten. Selv om import kan være ønskelig på grunn av liten magasininfylling, vil likevel denne begrensningen kunne gjøre seg gjeldende.

I de simuleringer som er utført har vi kommet opp i 7 TWh import (stadium 1980) i det mest kritiske tørrår. Samtidig viser simuleringene at vi i et slikt tørrår må gå til betydelig leveringsinnskrenkning når det gjelder fastkraft. Et forhold som spiller en viss rolle når man skal vurdere hvor mye vi maksimalt kan importere, er at det mest kritiske tørrår i den tilsigserie vi benytter i simuleringene (1942) endret karakter på slutten av året slik at hele året ikke er å betrakte som et tørrår. Dersom det skulle opptre et tørrår der importbehovet er jevnere fordelt over året, ville man antagelig være i stand til å importere et litt større kvantum enn det som fremgår av tabell 3.

Som et rimelig anslag for maksimal import kan vi sette

- 1980: 8 TWh
- 1990: 15 TWh

Importprisen vil avhenge av hvilken energipolitikk våre naboland (først og fremst Sverige) velger. Teoretisk skulle vi kunne kjøpe kraft for en pris som er ubetydelig større enn hva korttids marginalkostnad (brenselkostnad) er.

I appendix 1 finnes også en oversikt over aktuelle import- og eksportpriser for de siste år.

I appendix 2 (bilag 2) er det gitt en oversikt over priser og kvanta for de forskjellige stadier og i forskjellige perioder på året.

2.3 VARMEKRAFT

Kjernekraft vil ikke være aktuelt i Norge i nærmeste fremtid. Det er dessuten lite egnet for fleksibel drift.

Konvensjonelle varmekraftverk kan imidlertid være aktuelt. Kostnadsdata fremgår av tabell 4.

Type	Dampkraftverk								Gass- turbin
Installasjon (MW)	2 x 75		2 x 350		2 x 600		1 x 600		1 x 75
Brensel	Olje	Kull	Olje	Kull	Olje	Kull	Olje	Kull	Lett- olje
Anleggskostn. ekskl. røk- gassavsvov-									
lingsanlegg (kr/kW)	3 700	4 585	2 610	3 170	2 260	2 690	2 470	2 970	1 360
Investeringsavg. (kr/kW)	400	495	280	330	240	280	260	310	160
Byggetidsrente (kr/kW)	610	750	500	600	470	560	520	620	110
Sum anleggskostnad (kr/kW)	4 710	5 830	3 390	4 100	2 970	3 530	3 250	3 900	1 630
Kapitalkostnad, anlegg (kr/kW år)	404	500	291	352	255	303	279	335	140
Kapitalkostnad ,avsvov- Driftslønn, adm., div. lingsanlegg (kr/kW år)			45	45	40	40	40	40	
(kr/kW år)	72	102	20	35	14	35	18	35	3
Vedlikehold (kr/kW år)	28	48	17	37	12	32	19	37	
Sum faste årskostnader (kr/kW år)	504	650	373	469	321	410	356	447	143
Driftsavhengig kostnad (øre/kWh) uttrykt ved	0,91K	0,96K	0,87K	0,91K	0,86K	0,90K	0,86K	0,90K	1,20K
brenselsprisen K(kr/GJ)			+ 0,2	+ 0,2	+ 0,2	+ 0,2	+ 0,2	+ 0,2	+ 2,5

Tabell 4 Anleggskostnader, faste årskostnader og driftsavhengige kostnader for fossilfyrte kraftverk. Prisnivå 1978, 7 % kalkulasjonsrente, 25 års økonomisk levetid.

Kilde: Energimeldingen

Vi regner dessuten med å kunne bygge ut mottrykksaggregat til en kapasitet på 1 TWh årsproduksjon. Se pkt. 3.2

2.4 NYE PRODUKSJONSFORMER (VIND, BØLGER ETC.)

Det er lite sannsynlig at disse energikildene vil spille noen særlig rolle i dette århundre. Det kan likevel være grunn til å drøfte prinsippielle sider ved samspillet mellom disse nye energikildene og vannkraften.

Vind og bølger vil normalt gi størst produksjon om vinteren. Vind- og bølgekraftverk bør derfor kunne samkjøre på en gunstig måte med vannkraftverkene som har størst tilsig om sommeren. Energilagringen over året er imidlertid ikke noe kritisk problem i kraftforsyningen i dag. Vannkraftmagasinene er store nok til å ta hånd om tilsigs- og etterspørselsvariasjonene i et normalt år. Derimot er variasjonene fra år til år et større problem (pkt. 2.1). Og disse problemene vil sannsynligvis forsterkes dersom vind- og bølgekraft kommer inn.

Solcellepaneler for elektrisitetsproduksjon blir sannsynligvis ikke aktuelt her i landet på lang tid. Solfangere for oppvarmingsformål er mer aktuelt, men det er også et dyrt alternativ foreløpig. Solenergi egner seg dårlig for samkjøring med vårt vannkraftsystem fordi energien kommer på feil tid av året. På den annen side er det vanligvis mye solskinn de år det er lite regn, så tørrårsproblemene ville kanskje bli mindre.

Før man kan si noe definitivt om hvilken virkning vind-, bølge- og solenergi kan få, vil det trolig være nødvendig å foreta simuleringer.

Varmepumper bør også nevnes i denne sammenheng selv om det egentlig ikke er en produksjonsform. Varmepumper vil i mange tilfeller være aktuelle i stedet for varmeelementet i en elektrokjel. Det vil gi meget høy oljeekvivalent pris. En varmepumpe med en varmefaktor på 2 ville i parallell med en lettoljekjel og med dagens oljepris (mai 1980) gi en oljeekvivalent pris (utkoblingspris) på omkring 50 øre/kWh. Det betyr at varmepumpen er en lite fleksibel forbruker. Utkoblingsprisen ligger høyere enn laveste rasjoneringspris for fastkraft. Likevel anses varmepumpen som meget interessant fordi den utnytter den elektriske energien effektivt. I mange yrkesbygg som i dag har sentralvarme basert på olje, er varmepumpen meget aktuell. Spesielt forbrukere som ønsker å gå over fra oljeoppvarming til ren elektrisk oppvarming v.h.a. fastkraft, bør vurdere bruk av varmepumpe. I store bygninger som allerede har et vannbårent oppvarmingssystem, ligger forholdene godt til rette for en lønnsom varmepumpeinvestering, og det kan bidra til å redusere de problemer vi venter å få på grunn av overgang fra oljeoppvarming til elektrisk oppvarming.

Når det gjelder varmepumper, må man være oppmerksom på de effektproblemer som kan oppstå. Spesielt gjelder det dersom uteluft brukes som varmekilde. I store bygg med vannbårne oppvarmingssystemer burde imidlertid forholdene mange steder ligge til rette for bruk av sjøvann, avløpsvann eller jord som varmekilde og da blir ikke effekttoppene så store.

2.5 OPPSUMMERING AV TILGANGSSIDEN

Tabell 5 gir en sammenfattende fremstilling av den tilgang på elektrisk kraft som vi har regnet med. For en mer detaljert oppstilling vises det til EFI-trykk nr. 7922184 (appendix 2).

STADIUM	1980	1990	
ALTERNATIV		NVE DEKNINGS- PLAN	FRI VANNKRAFT- UTBYGGING
Innenlands prod. (fastkraft) (TWh/år) (inkl. importrettigh.)			
Vannkraft, klarlagt	84,7	95,0	95,0
Ny vannkraft	-	11,0	maks. 40,0
Mottrykk	0,2	1,0	1,0
 Kullkraft	-	3,0	-
Import (maks.) (ekskl. importrettigh.)	4,0	10,0	10,0

TABELL 5 ANTATT TILGANG PÅ ELEKTRISK KRAFT

3 ENERGIMARKEDET SOM ER AV INTERESSE FOR FLEKSIBILITETEN

3.1 KRAFTINTENSIV INDUSTRI

Den kraftintensive industrien har i dag en fastkraft-tilgang fra kontrakter og egne anlegg på 29,6 TWh/år. I tillegg har industrien kontrakter på ikke garantert kraft på noe over 1 TWh.

Ifølge Energimeldingen er det forutsatt at fastkraft-tilgangen øker til 31 TWh/år 1985 og til 34 TWh/år i 1990.

Forbruket til denne industrien er allerede i dag på ca 31 TWh hvis hele produksjonskapasiteten utnyttes. For 1985 og 1990 har industrien uttrykt ønske om nytildeling av kraft som langt overstiger de rammer som regjeringen har angitt i Energimeldingen.

Forbruket til den kraftintensive industrien vil variere en del med konjunktursvingningene på produktmarkedet. Disse forbrukssvingningene vil være langsiktige og følger en internasjonal utvikling.

Kraft levert på ikke garanterte kontrakter vil etter dagens praksis bli sagt opp av kraftleverandøren når prisen på tilfeldig kraft passerer ca 10 øre/kWh. Dette vil bare medføre at det aktuelle forbruket istedet vil bli dekket av tilfeldig kraft.

Fleksibiliteten på forbrukssiden i den kraftintensive industrien må eventuelt basere seg på disposisjoner over flere måneder. En reduksjon av forbruket av kraft vil normalt medføre en tilsvarende reduksjon av produksjonsvolumet. Mot kraftsystemet vil forbruksreduksjonen komme til uttrykk i redusert kjøp av tilfeldig kraft, eventuelt at leverandører av kontraktskraft løses fra sine kontrakter mot en akseptabel godtgjørelse. For industri med egenproduksjon av kraft vil det komme til uttrykk gjennom kjøp og salg med Samkjøringen.

De tekniske problemene ved en slik reduksjon vil variere for de forskjellige industriene, men det må forutsettes at ingen blir permittert på grunn av redusert krafttilgang.

Den aktuelle utkoblingsprisen vil variere fra bedrift til bedrift og med de forskjellige bransjer.

Når det bare tas hensyn til interne kostnader, vil utkoblingsprisen for et marginalt kvantum være:

- Aluminium: ca 25 øre/kWh
- Jern/stål: ca 33 øre/kWh
- Ferrolegeringer: ca 40 øre/kWh (med energigjenvinning 53 øre/kWh)

(Ref. (6) og (7))

I tillegg kommer forholdet til markedet for produktene, både de rent juridiske ved inngåtte kontrakter og det generelle omdømmet av bedriftens leveringsdyktighet. Dette er noe som vil variere med etterspørselen og kan medføre at den reelle utkoblingsprisen kan ligge vesentlig høyere.

Som nevnt kan det være aktuelt med tilbakekjøp av kontraktskraft. Det er imidlertid lite trolig at industrien vil gå inn på et tilbakesalg uten at det kan gjøres med en klar fortjeneste som må komme i tillegg til de priser som er nevnt tidligere. Det vil derfor bare berøre rasjoneringsdelen av preferansefunksjonen.

En forbruksøkning for å utnytte gode tilsig vil være avhengig av etterspørselen på sluttproduktet. Ved stor etterspørsel vil produksjonskapasiteten være utnyttet fullt ut. Ved lav etterspørsel er det mulighet for å produsere for lager.

I dagens system har industrien en produksjonskapasitet som baserer seg på noe tilfeldig kraft. En økning utover dette nivået er lite sannsynlig når det tas hensyn til kapitalkostnadene ved en utvidelse av produksjonskapasiteten. For den kraftintensive industrien er kapitalkostnadene 4 000-10 000 kr/kW, (8) mens det f.eks. for elektrokjeler (100-600 kW) er 170-320 kr/kW. Til sammenligning er det faste beløp i sperrekraftavtalen 50 kr/kW pr år (kapitalisert ca. 500 kr/kW).

Når det gjelder ammoniakkproduksjon, har man en viss mulighet for substitusjon da det er to produksjonsprosesser i bruk, en oljebasert (Porsgrunn) og en elektrobasert (Rjukan og Glomfjord). Dersom man har overkapasitet for ammoniakkproduksjon samlet, kan man til en viss grad veksle mellom de to prosessene. Det er bakgrunnen for at Energimeldingen oppgir et marked for tilfeldig kraft på 0,3 TWh. Utkoblingspris 7 øre/kWh med oljeprisnivå august 1979. I dag er utkoblingsprisen omkring 10 øre/kWh.

3.2 TREFOREDLINGSINDUSTRIEN

Treforedlingsindustrien er den største industriforbruker av varmeenergi med lav temperatur ($< 200^{\circ}\text{C}$). Energiforbruket i treforedlingsindustrien fremgår av tabell 5.

	1970	1980	1985
Elektrisitet, fastkraft (TWh)	3,6	3,3	4,5
Tilfeldig kraft	0,4	?	?
Fyringsolje (m.t.o.)	0,64	0,48	0,5
Ekv. mengde el (85% virkningsgrad) (TWh)	6,4	4,8	5,0
Avlut (m.t.o.)	0,065	0,18	0,25
Bark o.l. (m.t.o.)	0,008	0,05	0,09

TABELL 5 ENERGIFORBRUK I TREFOREDLINGSINDUSTRIEN [2]

Det foregår en viss omlegging til mer bruk av avlut, bark o.l. som brensel. Av den grunn øker ikke oljeforbruket. Det har tvert imot vært en viss reduksjon de siste 10 år. Av tabellen fremgår det at man i 1985 maksimalt vil kunne få et kjelmarked på 5 TWh (elektrokjeler med tungoljekjeler som reserve).

I dag er dette markedet bygd ut til 3,5 TWh. (Dette er egentlig det samlede marked for elektrokjeler med tungoljekjel som reserve, og det meste av det fins innenfor treforedlingsindustrien). Det er altså ikke rom for noen stor ekspansjon når det gjelder elektrokjeler innenfor denne bransjen. De beregninger vi har utført, viser dessuten at det heller ikke er særlig interessant å investere i elektrokjeler fordi de vil bli lite brukt. Utkoblingsprisen er lav på grunn av at det anvendes tungolje.

Bruken av mottrykkskraft er økende innenfor treforedlingsindustrien. Av kraftbehovet på 4,5 TWh i 1985 regner man med å kunne dekke 0,8 TWh ved hjelp av mottrykksaggregat. Regner vi med 80% totalvirkningsgrad, derav 30% elektrisitet og 50% varme gir det:

Produsert elektrisitet (TWh): 0,8
 Produsert varme (TWh): 1,3
 Forbrukt olje (m.t.o.): 0,2

Energiforbruket i treforedlingsindustrien vil dermed se ut som vist på fig. 3. Tilfeldig kraft kan være erstatning både for oljekjelene når det gjelder ren dampproduksjon og for damp- og elektrisitetsproduksjon når det gjelder mottrykksaggregatene.

Utkoblingspris (oljeekvivalent pris) vil være bestemt av oljepris og virkningsgrad, for tungoljekjeler f.eks. (antatt tungoljepris 30 kr/GJ og 85% virkningsgrad) ca. 13 øre/kWh. For mottrykksaggregatet bestemmes prisen av hvilken brenseltype som brukes.

DAMP			ELEKTRISITET	
3,4 TWh Damp fra bark, lut etc.	3,7 TWh Damp fra olje eller elektrisitet	1,3 TWh Damp fra mot- trykk eller elektrisitet	0,8 TWh Elektrisitet fra mottrykk eller nett	3,7 TWh Elektrisitet fra nettet
Maksimalt marked for tilfeldig kraft				

FIGUR 3 FREMTIDIG ENERGIBRUK I TREFOREDLINGSINDUSTRIEN (1985)

Informasjon om treforedlingsindustriens energiforbruk er stort sett hentet fra bransjeorganisasjoner [2]. Planer lengre fremover enn til 1985 er det vanskelig å få informasjon om. Vi forutsetter derfor at situasjonen i det vesentlige vil være den samme i 1990 som i 1985. Vi forutsetter imidlertid at totalt potensial for mottrykkskraft er 1 TWh.

3.3 OPPVARMING, STORE BYGG

Oppvarming av yrkesbygg (institusjonsbygg) og boligblokker utgjør tyngden av forbruket i denne kategori. Dette utgjør et stort marked, og muligheten for å bygge inn alternative fyringsmuligheter (dvs. både olje- og elektrokjeler) er gode fordi de fleste av disse bygningene har sentralvarmeanlegg. Det er kun lettølje (nr. 1 og 2) som er aktuelt for denne type anlegg.

I dag har vi følgende oppvarmingssystem i denne type bygninger:

- Kun elektrisk oppvarmet (ikke sentralvarme)	4	TWh
- Kun oljeoppvarmet (sentralvarme)	15	"
- Sentralvarme med elektro- og oljekjel	1,5	"
	<u>20,5</u>	<u>TWh</u>

Tallene gjelder ekvivalent mengde elektrisk energi referert lokalt sted. Ekvivalent mengde referert produksjonsstedet er omtrent 15 % høyere. I de bygninger som kun har elektrisk oppvarming, vil det være nødvendig å installere sentralvarmeanlegg for å få et kombinert oppvarmingssystem. Det vil falle dyrt i eksisterende bygninger. Det er derfor ikke aktuelt med kombinerte oppvarmingssystemer for denne kategori. Det antas at varmt tappevann oppvarmes med en elektrokjel og det er selvsagt mulig å installere en oljekjel parallelt til den. En slik løsning kan være aktuell i bygninger som har spesielt stort varmtvannsforbruk. I bygninger med normalt forbruk av varmtvann er det lite å oppnå ved en slik løsning.

De bygninger som kun har oljeoppvarming, representerer den største gruppen og den som i vår sammenheng er mest interessant. Kostnad for de kjelstørrelser som er aktuelle er ca 225 kr/kW. Kjeler for utnyttelse av tilfeldig kraft

kan dimensjoneres med noe mindre effekt enn anlegg for ren elektrisk oppvarming. Den samlede investeringskostnad dersom alle de 15 TWh skal dekkes og man tar hensyn til den lavere effektdimensjonering, blir 714 mill. kroner. Alle de 15 TWh kan da riktig nok ikke dekkes med elektrisitet fordi litt av toppbelastningen må dekkes med olje. Men det representerer en svært liten energimengde.

I de bygninger som allerede har kombinerte oppvarmings-systemer, regner vi med at det ikke vil skje noen forandring, at det altså ikke blir noen omlegging til fastkraft.

Nye yrkesbygg i perioden 1980-1990 vil representere et oppvarmingsmarked på 3,5 TWh. Det er aktuelt med to alternativer:

- 1) Ren elektrisk oppvarming med veggovner e.l.
Investeringsbehov: 1556 mill. kroner.
- 2) Kombinert oppvarming (olje- og elektrokjel).
Investeringsbehov: 3112 mill. kroner.

Vi vil i kap. 5 drøfte nærmere hvilke av disse alternativene som kan anbefales.

3.4 SMAFORBRUKERE

Denne gruppen omfatter husholdninger (småhus), landbruk og småindustri.

Energiforbruket i boliger (ekskl. boligblokker som vi i denne sammenheng regner med utgjør ca. 15% av det totale) har følgende sammensetning (stadium 1976 ref.[4]):

- Tilsiktet oppvarming	14,3 TWh
- El tilskuddsvarme	<u>4,5 "</u>
Romoppvarming totalt	18,8 TWh
- El forbruk som ikke gir nytting tilskuddsvarme	<u>4,8 "</u>
Energiforbruk totalt	<u><u>23,6 TWh</u></u>

Av den tilsiktede oppvarming på 14,3 TWh stammer ca 0,8 TWh fra ved (0,5 mill m³ virkningsgrad 70 %) og 6,0 TWh fra olje (0,7 mill. tonn) og 7,5 TWh dekkes ved elektrisk oppvarming. Alle disse tallene gjelder ekvivalent mengde elektrisk energi referert lokalt sted. Tallene er forholdsvis usikre.

Elektrisitetsforbruket dekkes av fastkraft, men det er en rekke boliger som har flere typer oppvarmingsanlegg. Man har altså en viss fleksibilitet allerede, men den blir ikke systematisk utnyttet. Vi kommer tilbake til muligheten for og ønskeligheten av å utnytte småforbrukernes fleksibilitet i kap. 7.

3.5 EKSPORT

Eksportmulighetene begrenses av overføringskapasiteten ikke bare på mellomriksforbindelsene, men også på vårt interne nett. Vinterstid er det ofte overføringskapasiteten mellom Sør/Vestlandet og Østlandet som er flaskehalsen i systemet mer enn forbindelsen til Sverige.

Maksimal eksport er i følge simuleringene som vist i tabell 6.

	EFFEKT-KAPASITET UKEMIDDEL (MW)		MAKS. ENERGI I FØLGE SIMULERINGER (TWh/år)	
	1980	1990	1980	1990 *)
Danmark	500	1000	3,5	7,0
Sverige	950	1400	8,6	12,3
SUM	1450	2400	12,1	19,3

*) Alternativ med fri vannkraftutbygging. Se kap. 5

TABELL 6 MULIGHETER FOR KRAFTEKSPORT

Avtalen med Sovjet forutsetter bare import, og vi antar at det heller ikke i fremtiden vil vært aktuelt å eksportere kraft til Sovjet.

Sammenligner vi eksporttallene med importtallene (tabell 3) ser vi at eksporten er betraktelig større selv om effekt-kapasiteten er den samme. Dette har sammenheng med at vi for eksporten ikke støter mot de samme begrensninger som importen.

I appendix 1 finnes også en oversikt over aktuelle import- og eksportpriser for de siste år.

I appendix 2 (bilag 2) er det gitt en oversikt over priser og kvanta for de forskjellige stadier og i forskjellige perioder på året.

3.6 OPPSUMMERING AV MARKEDSIDEN

Tabell 7 gir en sammenfattende fremstilling av det kraft-marked vi har regnet med. Tallene for tilfeldig kraft gjelder det som maksimalt kan avtas.

	1980		1990	
	FAST	TILFELDIG	FAST	TILFELDIG
Kraftintensiv industri	29	1	34	0
Alminnelig forbruk	53	5	min. 72 maks. 76	maks. 29 min. 5
Eksport		12		19
SUM	82	18	min. 106 maks. 110	maks. 48 min. 24

TABELL 7 ANTATT MARKED FOR ELEKTRISK KRAFT REFERERT KRAFTSTASJON (TWh/år)

For 1990-stadiet regner vi med en maksimal og en minimal utbygging av markedet for tilfeldig kraft. Det er lite av dette nye markedet for tilfeldig kraft som forutsettes å bli tatt fra fastkraftmarkedet. Det meste er oppvarming som vi ellers forutsatte ble dekket med olje. Den forskjell man har i fastkraftteterspørsel på 4 TWh, skriver seg fra oppvarming av nye yrkesbygg. Det mest nærliggende alternativ til kombinerte oppvarmingssystemer i disse bygningene er veggovner e.l., og vi regner derfor med at denne forbrukerkategorien er tatt med i de foreliggende fastkraftprognoser. Vi regner ikke med at det i kraftprognosene er tatt med en generell overgang fra olje til elektrisk oppvarming, og hele det tilfeldige marked som vi regner med å kunne bygge ut når det gjelder eksisterende bygninger med oljeoppvarming, kommer i tillegg til prognosert fastkraftteterspørsel.

4 KONSEKVENSEN AV ØKTE OLJEPRISER

4.1 OLJEPRISUTVIKLINGEN

Prisutviklingen for råolje er vist på fig. 4. I løpet av 1979 hadde man en fordobling av prisen for arabisk lettolje fra 12 til 24 \$ pr. fat (med lettolje menes her en spesiell råoljekvalitet, ikke den lette oljefraksjonen man får ved raffinering). Siden har vi hatt ytterligere prisøkning slik at prisen nå (juli 1980) er ca. 30 \$ pr. fat. Olje fra Nordsjøen inneholder en større mengde lette fraksjoner og mindre svovel, og dette fører til at prisen på den er høyere.

Fig. 5 viser prisen for raffinerte oljeprodukter omregnet til øre/MJ forutsatt en bruksvirkningsgrad på 0,7. I samme diagram er inntegnet gjennomsnittspris for elektrisitet. Det er vanskelig å si hvordan prisen på de forskjellige raffinerte produkter til slutt vil bli, men det er grunn til å anta at fyringsoljer (mellomdestillater) vil måtte bære en forholdsvis stor del av prisøkningen fordi man i de fleste land har små muligheter for i alle fall på kort sikt å erstatte disse med andre energibærere. Tungolje kan i stor grad erstattes med kull. Hittil har prisen på mellomdestillater økt sterkere enn prisen på andre oljeprodukter.

Vi har altså gått fra en situasjon hvor fyringsolje og elektrisitet (fastkraft) til romoppvarming kostet omtrent det samme, til en situasjon hvor prisforskjellen er markert. Det er innlysende at dette kan få vidtrekkende konsekvenser.

4.2 MULIGHETER FOR PERMANENT OVERGANG FRA OLJE TIL ELEKTRISITET TIL ROMOPPVARMING

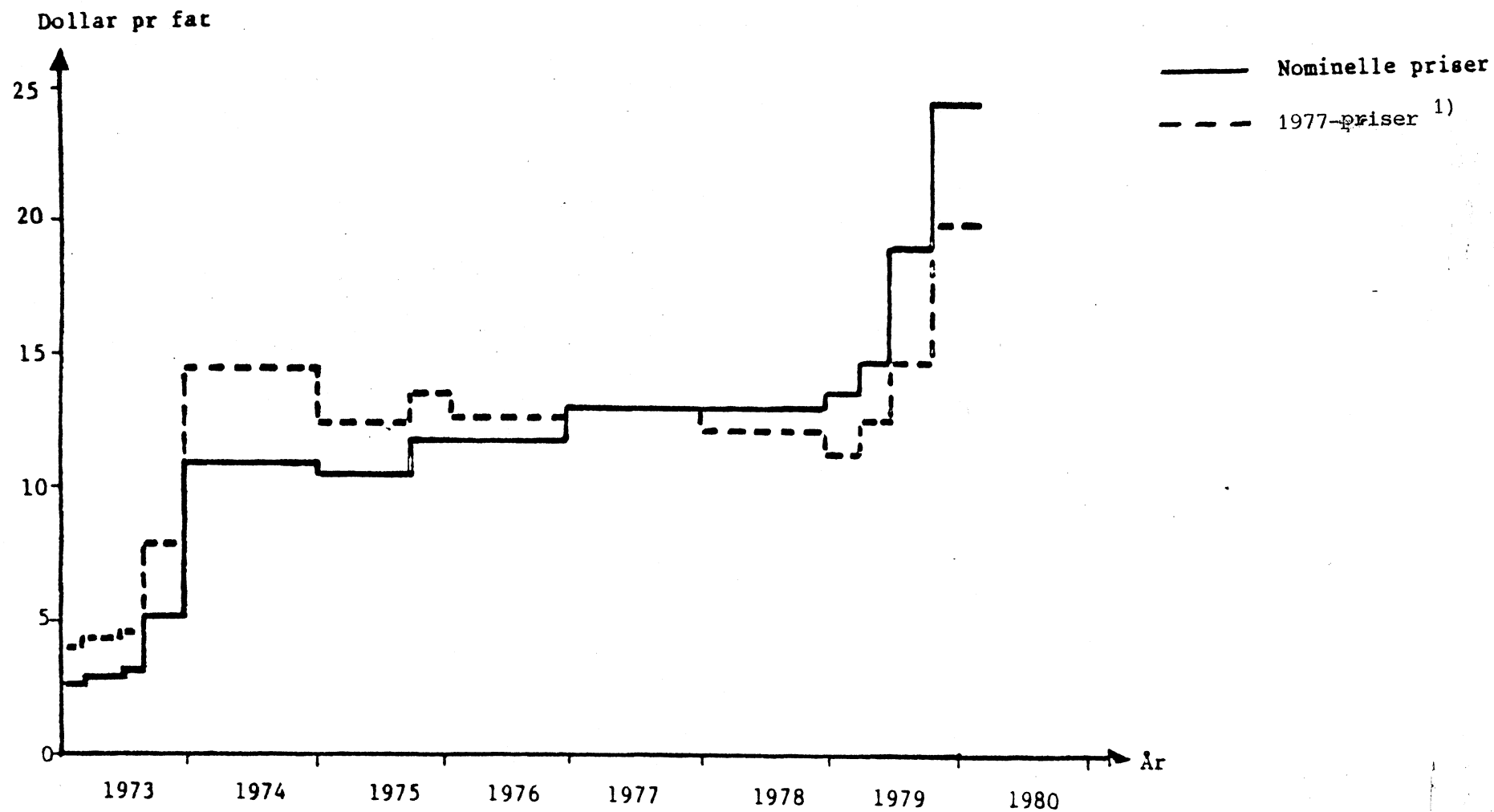
Vi vil her se på det potensiale som foreligger for overgang fra olje til elektrisk kraft og lønnsomheten ved en slik overgang for forskjellige typer forbrukere. Man må være oppmerksom på at dersom man virkelig får en slik overgang fra oljeoppvarming til elektrisk oppvarming, vil det i stor grad komme i tillegg til den prognoserte økning i elektrisitetsetterspørselen.

Forbruket av olje til romoppvarming fordeler seg i dag omtrent slik:

	MILL.TONN OLJE	EKVIVALENT MENGE EL Referert kr.st.
Individuelle fyringsanlegg (boliger)	0,7	6,3 TWh
Sentralfyring med bare oljekjel	1,6	17,0 "
Sentralfyring med olje- og elektrokjel	0,14	1,5 "

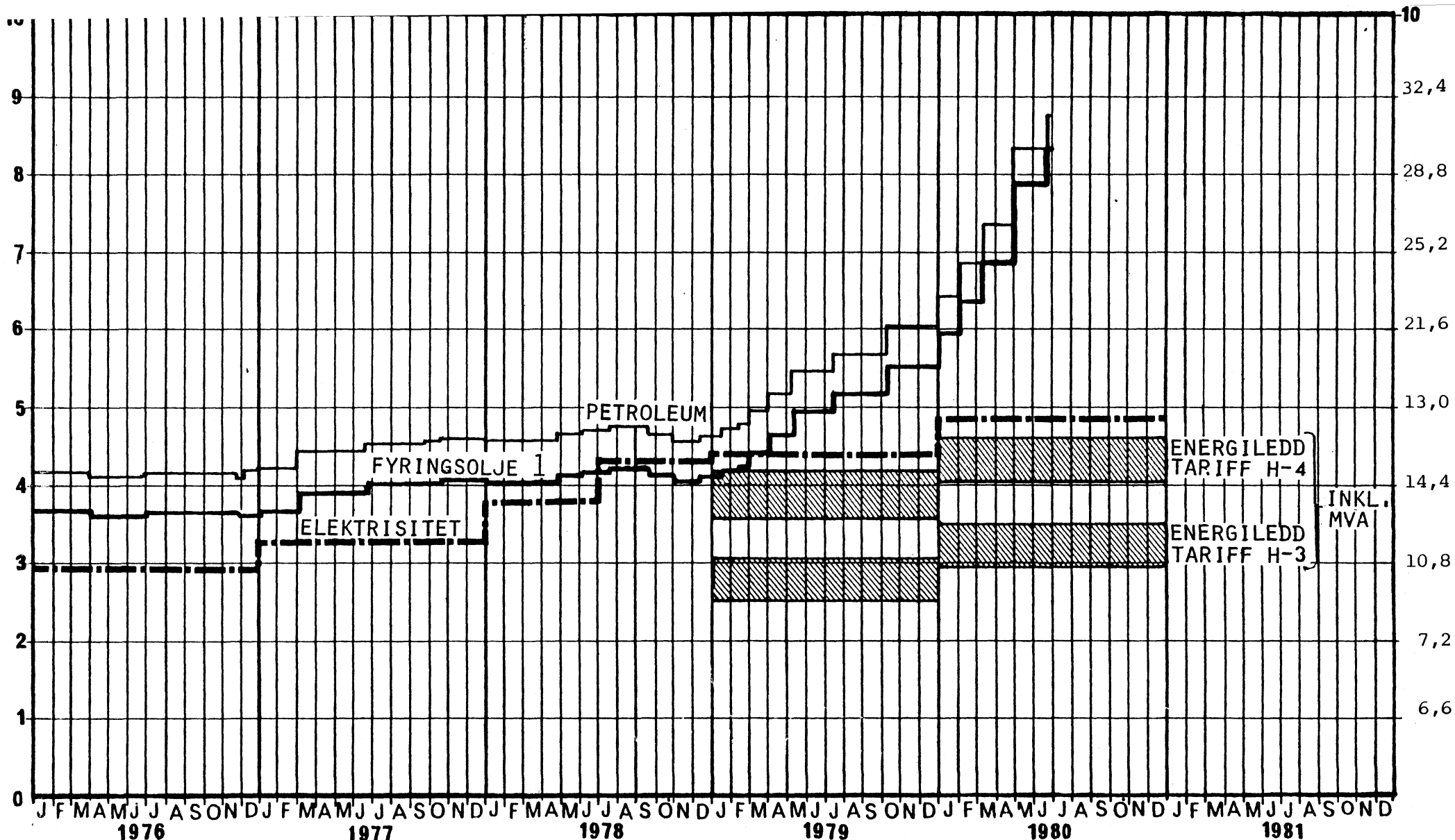
TABELL 8

PRISUTVIKLINGEN FOR ARABISK LETT-OLJE I US-DOLLAR PR. FAT (FOB. RASTANURA)



1) Realprisutviklingen er basert på årlige gjennomsnitt for konsumprisøkningen i OECD-området.

FIGUR 4



FIGUR 5

GJENNOMSNITTSPRIS PÅ ELEKTRISITET TIL HUSHOLDNING OG JORDBRUK INKL. MVA OG ELAVGIFT
 KILDER: FOR 1976 OG 1977: SSB. FOR 1978/79/80 FORELØPIGE TALL.
 DE TO ANDRE KURVENE VISER BEREGNET PRIS PR MJ NYTTIGGJORT ENERGI FOR PETROLEUM OG FYRINGSOLJE 1
 UTGANGSPUNKTET FOR BEREGNINGENE ER FORBRUKERPRIS INKL. MVA I 0-SONE ENERGIINNHOOLD
 LIK BRENNVERDI OG EN BRUKSVIRKNINGSGRAD PÅ 0,7 FOR PETROLEUM OG 0,65 FOR FYRINGSOLJE NR.1.

Vi kan f.eks. anta at man ved å benytte elektrisk oppvarming, kan spare omkring 5-10 øre/kWh i forhold til oljefyring med kamin (individuelt anlegg). Med et antatt varmemeforbruk på 15 000 kWh vil dette gi en årlig besparelse på 750-1500 kroner. Med en annuitetsfaktor (renter + avskrivning) på 10% tilsvarer dette en investering på ca. 7500-15 000 kroner. Dette gir en indikasjon på hvilke investeringer man kan gå til i en bolig i forbindelse med omlegging til elektrisk oppvarming. I mange boliger der hovedsikringer og hovedtavle er tilstrekkelig dimensjonert, vil det koste lite å foreta de nødvendige investeringer i veggovner e.l. og ekstra kurser. Det er derfor klart at det i en betydelig del av de boliger det gjelder, vil være økonomisk fordelaktig å legge om.

I bygninger med sentralfyring er det enda billigere å legge om fra oljefyring til elektrisk oppvarming. Man kan i de fleste tilfeller bare sette inn en elektrokolbe i oljekjelen.

Dersom sentralfyringsanlegget har både elektro- og oljekjel, koster en overgang til ren elektrisk oppvarming ingen ting. Lønnsomheten ved å gå over til elektrisk oppvarming avhenger da ved siden av oljeprisen av hvilken pris man kan regne med på tilfeldig kraft. Det er innlysende at dersom tilfeldig kraft til elektrokjeler selges til en pris lik oljeekvivalent pris (som under dagens forhold vil være høyere enn fastkraftprisen), vil det være lønnsomt å bruke fastkraft.

Betraktningene vedrørende kombinerte anlegg gjelder selv sagt også sentralfyringsanlegg som bygges om til elektrisk oppvarming. Her vil man uten nevneverdige ekstrakostnader kunne beholde oljefyringsmuligheten og dermed få et kombinert anlegg.

På grunnlag av disse betraktningene kan vi konkludere med at dersom ingenting blir gjort for å hindre det, kan vi få en økning i fastkraftetterspørselen på opp til 20 TWh/år i tillegg til den prognoserte.

Til en viss grad kan andre energikilder komme inn, i første rekke trevirke. Tabell 9 viser dagens priser (mai 1980) for en rekke potensielle energibærere. Som vi ser, er trevirke i form av slip eller flis et absolutt konkurransedyktig alternativ til fyringsolje. Men elektrisitet kommer enda gunstigere ut. Man må derfor anta at hovedtyngden vil falle på elektrisitet.

Betraktningene ovenfor gjelder bare eksisterende bygningsmasse. I nybygg kommer elektrisk oppvarming enda gunstigere ut sammenlignet med olje fordi det gir lavere investeringskostnader. Det er derfor en reell mulighet for at de fleste nybygg vil bli utstyrt med elektrisk romoppvarming som hovedvarmekilde. Den økning man får på grunn av nybygg, vil imidlertid ikke komme så brått som den man kan få på grunn av en større omlegging innenfor den eksisterende bygningsmasse.

ENERGIBÆRER	HANDELS- ENHET	PRIS UTEN MOMS	ENERGI- INNHOOLD VED IDEELL FOR- BRENNING	ENERGI- PRIS VED IDEELL FOR- BRENNING (kr/GJ)	INDIVIDUELL OPPVARMING				FJERNVARME UTEN INDIVIDUELL AVREGNING			
					VIRKNINGS- GRAD (%)	VARMEFOR- BRUKSTALL (%)	PRIS NYTTIGGJORT VARME (kr/GJ) (øre/ kWh)		VIRKNINGS- GRAD (%)	VARMEFOR- BRUKSTALL (%)	PRIS NYTTIGGJORT VARME (kr/GJ) (øre/ kWh)	
Elektrisitet	kWh	8 øre/kWh 15 øre/kWh 20 øre/kWh	3,6 MJ/kWh	22,2 41,7 55,6	100	100	22 42 56	8 15 20	90	120	30 56 74	11 20 27
Parafin ¹⁾	liter	164 øre/l	33,7 MJ/l	48,7	70	110	77	28				
Fyringsolje 1 og 2 ¹⁾	liter	150 øre/l	35,1 MJ/l	42,7	70	110	67	24	80	120	64	23
Fyringsolje 6	tonn	982 kr/to	41,9 GJ/tonn	23,4					80	120		13
Ved ²⁾ Bjørk Bar Or etc.	favn favn favn	670 kr/f 520 " 440 "	13,4 GJ/f 11,7 " 11,7 "	50,0 44,4 37,6	60	115	96 85 72	35 31 26				
Flis ³⁾	f. m ³	130-230 kr/m ³	8,4 GJ/m ³	16,7-27,4	65	110	28-46	10-17	80	120	25-41	9-15
Sliptømmer ⁴⁾	f. m ³	160-210 kr/m ³	8,4 GJ/m ³	19,0-25,0					80	120	29-38	10-14
Skurtømmer ⁴⁾	f. m ³	260-310 kr/m ³	8,4 GJ/m ³	30,1-36,9					80	120	45-55	16-20
Løvtré ⁴⁾	f. m ³	165-200 kr/m ³	8,4 GJ/m ³	19,6-23,8					80	120	29-36	10-13
Koks ⁵⁾	hl	57,50 kr/hl	1,28 GJ/hl	44,9	65	115	79	28				
Kull ⁶⁾	tonn	270 kr/to	28,1 GJ/tonn	9,6					75	120	15	5.4

1) Pris til forbruker i 0-sone, kvantum 1000-2400 liter

2) Listepris for veden levert bilveg + frakt 70 kr/favn

3) Celluloseflis levert fra silo på sagbruk + frakt 30 kr/m³

4) Listepris for virke levert bilveg + frakt 35 kr/m³

5) Pris til forbruker, små kvanta

6) Pristilbud innhentet i forbindelse med fjernvarmeanlegg i Tromsø

TABELL 9 PRISER FOR FORSKJELLIGE ENERGIBÆRERE BRUKT TIL ROMOPPVARMING (MAI 1980)

4.3 ELEKTRISITETSPRISER

I følge Energimeldingen bør prisen på elektrisk kraft settes lik langtids grensekostnad (LTGK). Dersom en H 4-tariff benyttes og alle marginale kostnader ved å produsere, overføre og fordele kraft, belastes energileddet, gir det en marginal energipris på ca. 15 øre/kWh inkl. elavgift, ekskl. moms til alminnelig forsyning. Som vist i pkt. 4.2 kan en slik prissetting føre til en overgang fra oljeoppvarming til elektrisk oppvarming, og dette kan gi en økning i elektrisitetsetterspørselen som er større enn den man er i stand til å dekke med dagens produksjonsapparat og med de utbyggingsplaner man har for de nærmeste år.

Dersom elektrisk energi hadde vært omsatt på et fritt marked, ville prisen blitt bestemt av tilbud og etterspørsel. I nåværende situasjon ville dette ført til en prisoppgang slik at etterspørselen ikke overskred tilgjengelig produksjonskapasitet. I neste omgang ville dette ført til at lønnsomheten ved å bygge ut økte, og at utbyggingstempoet ble akselerert (forutsatt at man fikk lov å bygge ut) slik at man til slutt igjen fikk markedsbalanse med en pris lik LTGK. På denne måten ville markedsmekanismen i et fritt marked brakt prisen tilbake til LTGK selv om den i en overgangsperiode kunne være høyere.

I elektrisitetforsyningen krever planlegging og utbygging av produksjonsapparatet lang tid (8-10 år). Man kan derfor ikke vente på at markedet viser tegn på knapphet før man starter utbyggingen. Man må forsøke å forutse markedsutviklingen, dvs. lage prognoser. Når det skjer en drastisk økning i oljeprisene, vil dette presse prognosene oppover. Spørsmålet blir da i første omgang om vi er i stand til å forsere utbyggingen tilstrekkelig til å dekke de nye prognosene. Er vi ikke i stand til det, blir problemstillingen følgende: Hvilken prisøkning er nødvendig for å hindre at etterspørselen øker raskere enn hva vi er i stand til å dekke. Riktig pris er altså den pris som skaper balanse i markedet ved maksimal utbyggingstakt. Alternativet til å bruke prisen for å få markedsbalanse, er å styre forbruket på andre måter, f.eks. ved rasjoneringsordninger.

4.4 INNVIRKNING PÅ SAMKJØRINGSPRISEN

Samkjøringsprisen avspeiler den aktuelle kraftsituasjon og brukes derfor som kriterium for en rekke driftsmessige disposisjoner som foretas både på produksjons- og forbrukersiden.

Tilfeldig kraft benyttes til formål hvor man har kort-siktige substitusjonsmuligheter i første rekke med olje. Det er da innlysende at en økning i prisen på olje vil føre til prisøkning også for tilfeldig kraft.

Den kraft som omsettes gjennom Samkjøringen, går ikke bare til å dekke tilfeldig forbruk, men en stor del gjør

det. Prisoppgangen på olje fører derfor til høyere samkjøringspris.

Det er vanskelig å belyse stigningen i samkjøringsprisen ved konkrete tall fordi den påvirkes av så mange forhold, magasinfylling, snømengde, eventuelle maskinhavarier etc. Det generelle inntrykk er imidlertid at man siste år har hatt en markert prisoppgang.

4.5 LØNNSOMHETEN (BEDRIFTSØKONOMISK) VED KOMBINERTE ANLEGG

Før oljekrisen i 1973 var oljeprisen så lav at man for større bygg fant det lønnsomt å ta den ekstra investeringen i forbindelse med sentralfyringsanlegg basert på olje. Elektriske veggovner e.l. som var det mest nærliggende alternativet, kostet riktignok mindre, men driftsutgiftene var høyere på grunn av prisforholdet mellom olje og elektrisk kraft (fastkraft).

Har man først investert i sentralfyringsanlegg, er den tilleggsinvestering som trengs for å få mulighet for elektrisk oppvarming svært liten. Ofte vil man ha en reservekjel i alle fall.

For å få solgt tilfeldig kraft, var det derfor ikke påkrevd å tilby den til kombinerte anlegg til lavere pris enn det som ble betalt for oljen. På dette grunnlag er det blitt opprettet en rekke kontrakter for levering av tilfeldig kraft til elektrokjeler til oljeekvivalent pris, og, med litt godvilje fra selgerens side når kjelens virkningsgrad ble vurdert, til fordel for begge parter. Det har også spilt en viss rolle at en elektrokjele driftsmessig er mindre arbeidskrevende enn en oljekjele.

Denne situasjonen endret seg allerede i 1973/74 og i og med prisstigningen på olje siste år, er den vesentlig forandret. Det kan i dag fra et bedriftsøkonomisk synspunkt ikke forsvares å investere i sentralfyringsanlegg med sikte på oljefyring. Både investeringene og fyringsutgiftene ville da bli høyere enn med direkte elektrisk oppvarming. Dersom man allerede har et sentralfyringsanlegg basert på olje, vil det som påpekt i pkt. 4.2, sannsynligvis være lønnsomt å gå over til elektrokjel. Spørsmålet er om det vil være fordelaktig å beholde oljefyringsmuligheten for dermed å få et kombinert anlegg.

Betingelsen for å få lavere fyringsutgifter med et kombinert anlegg enn med ren elektrisk oppvarming, kan utledes med utgangspunkt i fig. 6. Arealet A + C representerer merutgiften ved å bruke olje i stedet for elektrisitet (fastkraft) i de perioder oljekjelen brukes. (Det forutsettes utkobling av elektrokjelen når samkjøringsprisen er høyere enn oljeekvivalent pris). Denne merutgiften må minst oppveies av besparelsen i de perioder elektrokjelen ligger inne, dvs.

$$D > A + C$$

Vi har for enkelhets skyld antatt konstant forbruk.

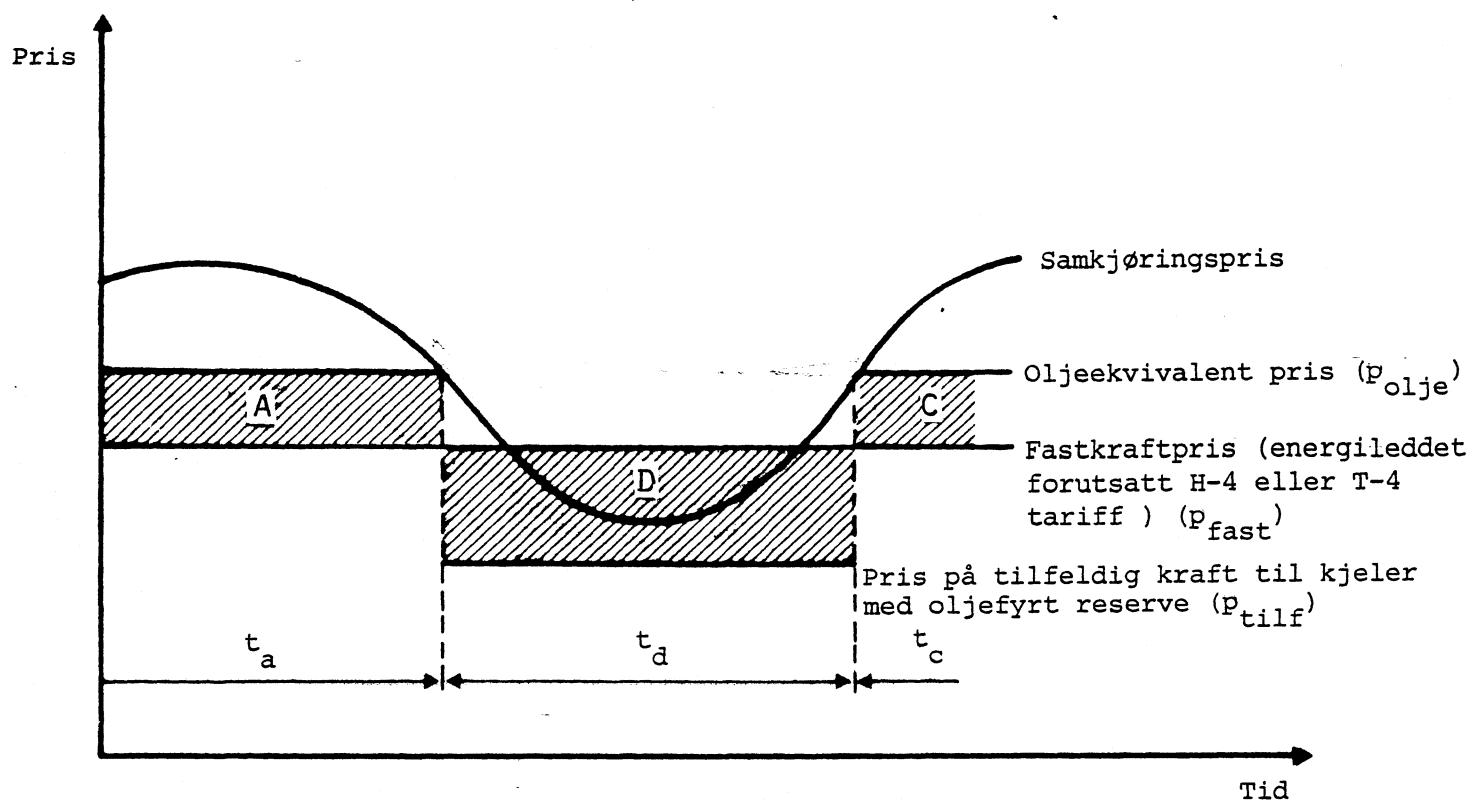


Fig. 6 ELEKTRISITETSPRISER, PRINSIPPSKISSE

Vi har for enkelthets skyld antatt konstant energiforbruk. Den relative brukstid for elektrokjelen kan da skrives:

$$t_{el} = \frac{t_d}{t_a + t_c + t_d}$$

og det kan utledes følgende formel for prisen på tilfeldig kraft til elektrokjeler:

$$p_{tilf} < \frac{1}{t_{el}} (p_{fast} - (1-t_{el}) p_{olje})$$

Den formelen vil også ha gyldighet om vi definerer den relative brukstid for elektrokjelen mer generelt:

$$t_{el} = \frac{W_{el}}{W_{tot}}$$

der W_{tot} er total energimengde og W_{el} den energi elektrokjelen leverer.

Antar vi nå f.eks. at fastkraftprisen (energileddet) er 15 øre/kWh og oljeprisen 20 øre/kWh, gir dette følgende maksimumspriser for forskjellige relative brukstider for elektrokjelen:

RELATIV BRUKSTID FOR ELEKTROKJELEN t_{el} (%)	MAKSIMAL PRIS FOR TILFELDIG KRAFT (øre/kWh)
20	0,5
30	3,3
40	7,5
80	13,7

Det bør understrekes at den maksimalpris det opereres med her, er den som gir de samme gjennomsnittlige fyringsutgifter som ved bruk av elektrisk (fastkraft) oppvarming. Eventuelle faste utgifter i forbindelse med investering og drift av et kombinert anlegg kommer i tillegg slik at maksimalprisen reduseres ytterligere.

Denne tabellen viser tydelig at vi med dagens oljepriser må tilby tilfeldig kraft svært billig eller vi må love brukerne stor relativ brukstid på elektrokjelen før det fortoner seg attraktivt med et kombinert anlegg rent økonomisk i forhold til ren elektrisk oppvarming.

4.6 SAMFUNNSØKONOMISKE BETRAKTNINGER VEDRØRENDE KOMBINERTE ANLEGG

Den samfunnsøkonomiske begrunnelse for å investere i kombinerte anlegg var tidligere basert på følgende:

Det ble ansett som billigere å benytte olje enn elektrisk kraft til romoppvarming. Ved å investere i elektrokjel der man hadde sentralfyringsanlegg, kunne man nyttiggjøre en del tilfeldig kraft som ellers ville ha gått til spille eller blitt solgt til meget lav pris (lavere enn oljeekvivalent).

I dag må begrunnelsen bli en annen fordi oljen er dyrere enn elektrisk kraft.

Dagens situasjon kan noe forenklet illustreres slik fig. 7 viser. Varighetskurven for systemets årsproduksjon er vist heltrukket. Dagens fastkraftetterspørsel er gitt

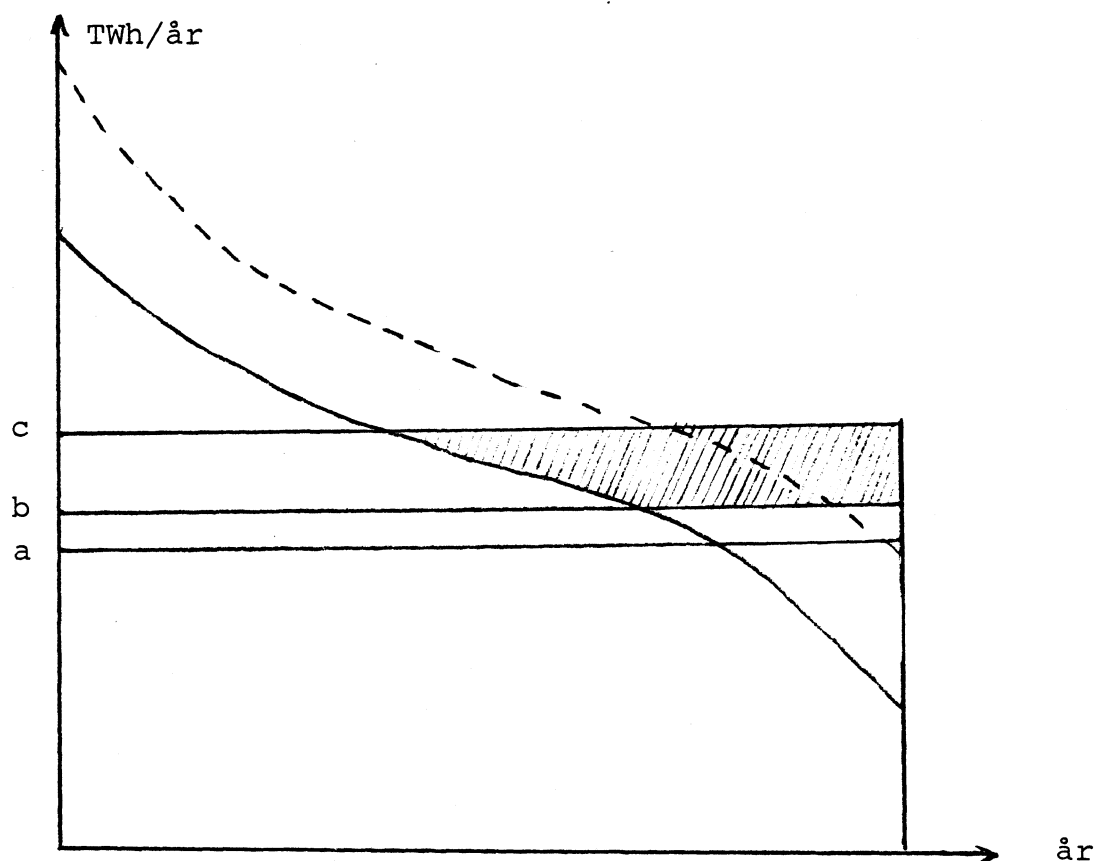


Fig. 7

ved den horisontale linjen a. På grunn av oljeprisøkningen kan vi få en økning i fastkraftetterspørselen til et nivå b. Dette kan f.eks. skyldes redusert bruk av oljekaminer, kfr. tabell 8. Dersom fastkraftnivået i utgangspunktet var omtrent optimalt, vil et slikt sprang i etterspørselen føre til at fastkraftnivået blir høyere enn optimalt. En ytterligere heving av fastkraftnivået ville man få dersom boligblokker og yrkesbygg med sentralfyring skulle begynne å bruke fastkraft. Man ville da havne på et nivå c. Et slikt fastkraftnivå ville medføre meget store tap på grunn av leveringsinnskrenkninger i tørrår. Ved å beholde oljefyringsmuligheten vil man i stedet for å måtte gå til leveringsinnskrenkning, gå over fra elektrisitet til olje. Dette tilsvarer det skraverte arealet på figuren. Den samfunnsøkonomiske gevinst fremkommer ved at

den økonomiske konsekvens av leveringsinnskrenkning er alvorligere enn kostnaden ved å fyre med olje.

Vi har her sett bort fra at det fins andre avtakere av tilfeldig kraft. Dette ville ha komplisert bildet litt, men det ville ikke ha endret det prinsipielle poenget.

Dersom man sto fritt, ville man selvsagt forsere kraftutbyggingen slik at man havnet på et produksjonsnivå illustrert ved den stiplede linjen. Hvordan den samfunnsøkonomiske lønnsomhet for et kombinert anlegg i så fall ville arte seg, er et litt mer komplisert regnestykke. Vi kommer tilbake til dette i kap. 5.

En annen måte å møte problemet med underdekning på, er å øke prisen på fastkraft. For å bringe fastkraftetterspørselen ned på et optimalt nivå ved det gitte produksjonspotensial, måtte man øke prisen til over langtids grensekostnad. Sannsynligvis måtte prisen omtrent følge oljeekvivalent pris. En slik prispolitikk ville neppe våre folkevalgte organer akseptere, og det er heller ikke i overensstemmelse med Regjeringens syn slik det kommer til uttrykk i Energimeldingen.

Man må derfor kunne konkludere med at de samfunnsøkonomiske besparelser ved å ha kombinert oppvarmingsanlegg fremkommer som besparelser i en tørrårssituasjon hvor man ellers ville fått (større) leveringsinnskrenkninger. Men dette er ikke en optimal situasjon i den forstand at produksjonsapparat og marked er tilpasset hverandre. Det er en situasjon man er tvunget inn i fordi prisøkningen på olje har vært så drastisk, og fordi man ikke kan utbygge produksjonsapparatet fort nok.

5 BEREGNINGER

Beregningene er utført av Elektrisitetssforsyningens Forskningsinstitutt. De er nærmere beskrevet i appendix 2. Her gis det et sammendrag av beregningsforutsetninger og resultater.

5.1 BEREGNINGSFORUTSETNINGER

Hensikten med beregningene er å få en oversikt over lønnsomheten ved forskjellige typer investeringer som forbedrer fleksibiliteten. De investeringer vi betrakter som aktuelle i denne sammenheng er:

- Små elektrokjeler (lettoljekjeler)
- Store elektrokjeler (tungoljekjeler)
- Mottrykkaggregat (tungolje)
- Konvensjonelle olje- og kullkraftverk
- Gasturbiner (oljefyrte)
- Forsterking av forbindelsen Norge-Sverige
- Forsterking av forbindelsen Norge-Danmark

Det regnes med to stadier: 1980 og 1990. Fastkraftetterspørsel og en del data for vannkraftsystemet fremgår av tabell 10.

For 1980 er det regnet med 3 alternative råoljepriser: 16,5, 21,5 og 30,0 kr/GJ. (1 kr/GJ $\approx$ 1,2\$/fat).

	1980	1990 (alt. 1)	
Fastkraft- etterspørsel	82 TWh (51 + 31)	110 TWh (76 + 34)	Tallene i parentes representerer h.h.v. alm. forsyning og kraftkrevende indu- stri
Midlere vannkraft- produksjon	89,4 TWh	112,0 TWh	
Magasin- kapasitet	59,5 TWh	74,5 TWh	Magasinkapasiteten forutsettes å øke proporsjonalt med midlere produksjon
Effekt- installasjon	20 000 MW	26 840 MW	

TABELL 10 BEREGNINGSFORUTSETNINGER

For 1990 er det regnet med bare én oljepris (30 kr/GJ), men det er regnet med to alternativer når det gjelder kraftutbygging: I det ene forutsetter vi NVE's dekningsplan for 1990 (Tabell 7.2.1 i "Uttalelse fra NVE til OED om Norges energiforsyning" av 1.9.79). I det andre forutsetter vi at vannkraften kan bygges ut uten restriksjoner, bortsett fra det som er vernet eller foreslått vernet, slik at vannkraften bygges ut til et økonomisk optimalt nivå. Kullkraftverk behandles prinsipielt på samme måte, men beregningene gir ingen økonomiske motiver for å bygge kullkraftverk så lenge vi forutsetter å stå fritt med hensyn til vannkraftutbygging.

1980

Oljepris	16,5 kr/Gj		
	21,5 kr/Gj		
	30 kr/Gj		
Elektrokjeler	Full utbygging av elektrokjeler	Optimal utbygging av elektrokjeler	Ingen nye elektrokjeler

3 x 3 = 9 alternativer

1990

KRAFT- UTBYGGING	VANNKRAFTUTBYGGING ETTER NVE's PLAN EVT. UNDERDEKNING DEKKES MED KULLKRAFTVERK					
	OPTIMAL UTBYGGING					
Elektro- kjeler	Oljefyring (sentral- varme) i alle bygg -----	Oljefyring (sentral- varme) i alle bygg -----	Oljefyring (sentral- varme) i alle bygg -----	Olje- og elektro- kjeler i alle ek- sister- ende bygg. Ren elektrisk oppvarm- ing i nye bygg	Ren elektrisk oppvarm- ing i alle bygninger Kjeler i eksister- ende, panel- ovner i nye bygninger	Ren elektrisk oppvarm- ing med panel- ovner i alle bygninger
	Ingen elektro- kjeler	Optimal utbygging av elektro- kjeler	Full utbygging av elektro- kjeler			
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)

2 x 6 = 12 alternativer

TABELL 14 BEREGNINGSALTERNATIV

5.2 BEREGNINGSMETODE.

Det benyttes en ettmagasinmodell for Norge nærmere beskrevet i [5]

Verdien av en marginal kapasitetsøkning for en av de aktuelle produksjonskategoriene beregnes på denne måten:

I de perioder da kapasiteten er fullt utnyttet, tar man differansen mellom aktuell kraftverdi og marginal produksjonskostnad. Dette er et uttrykk for hva man ville tjene på å ha en enhet mer produksjonskapasitet i denne perioden. Middelverdien av denne størrelsen over samtlige perioder i simuleringstidsrommet er et uttrykk for forventet verdi pr. enhet kapasitetsøkning. Sammenlignes dette med hva en slik kapasitetsutvidelse koster, får man en indikasjon på om det lønner seg å foreta en slik investering.

Helt analogt behandles marginale kapasitetsutvidelser for forskjellige markedskategorier f.eks. økning av kjeleinstallasjon eller forsterking av utenlandsforbindelsene. I stedet for marginal produksjonskostnad blir det da avbruddsprisen (oljeekvivalent pris) for vedkommende markedskategori som inngår i beregningen.

Ved å sammenligne resultatene for de forskjellige produksjons-, overførings- og markedskategoriene, får man en god indikasjon på hvilke investeringer som er mest lønnsomme.

5.3 BEREGNINGSRESULTATER

En sammenstilling av hovedresultatene er vist i tabell 11, 12 og 13.

For å lette forståelsen av disse gis det en kort kommentar til de respektive linjer i tabellene:

1. Faste kostnader, oljerelatert: Kostnader forbundet med investering (renter og avdrag) og evt. faste driftskostnader i oljefyringsanlegg. I tabell 12 og 13 er eksisterende marked (dvs. eksisterende bebyggelse) og nytt marked (dvs. påtenkte nybygg i perioden 1980-90) holdt adskilt.
2. Faste kostnader elrelatert: Kostnader forbundet med investering (renter og avdrag) og evt. faste driftskostnader i elektrisk oppvarmingsutstyr. Også her er eksisterende og nytt marked holdt adskilt i tabell 12 og 13.
3. Oljefyringskostnader: Kostnader ved kjøp av olje til oljefyringsanleggene.
4. Faste kostnader produksjonssystem: Kostnader forbundet med investering (renter og avdrag) og faste driftskostnader i anlegg for produksjon av elektrisk kraft.

5. Driftsavhengige kostnader: Kostnader ved kjøp av brensel til varmekraftverk + kostnader ved import - inntekt ved eksport + kostnader ved leveringsinnskrenkning - inntekt ved salg av tilfeldig kraft (ekskl. kjelkraft).
6. Sum: Her er det økonomiske resultat summert. Det er denne summen som ligger til grunn for vår bedømmelse av hvor samfunnsøkonomisk gunstig alternativet er.
7. Korttidsgrensekostnad: Forventet kostnad ved å øke systemets fastkraftleveranse med 1 kWh uten å bygge ut produksjonsapparatet.
8. Langtidsgrensekostnad: Kostnad ved å bygge ut produksjonssystemet pr kWh økning i fastkraftleveransen.

Kriterium for optimal utbygging er langtidsgrensekostnad lik korttidsgrensekostnad. For mer inngående drøfting av disse begrepene vises det til appendix 2 (vedlegg 6).

9.-10. trenger ingen kommentar.

11. Rel. brukstid: Gjennomsnittlig kvantum elektrisk energi årlig levert til elektrokjeler delt på det kvantum man maksimalt kunne levere.
- 12.-15 Nytteverdisignaler: Disse tallene gir en indikasjon på hva en utvidelse av de respektive mellomriksforbindelser er verdt.
- 16.-20. trenger ingen kommentar.

TABELL 11

BEREGNINGRESULTATER, STADIUM 1980:

OLJEPRISREFERANSE	16,5 kr/GJ			21,5 kr/GJ			30 kr/GJ		
	KJELMARKED			KJELMARKED			KJELMARKED		
	Uten	Optim.	Fullt	Uten	Optim.	Fullt	Uten	Optim.	Fullt
Økonomi: (Mill. kr/år)									
1 Faste kostnader, oljerel.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2 Faste kostnader, elrel.	0	0	129	0	22	129	0	79	129
3 Oljefyringskostnader	1 734	1 734	1 587	2 259	2 205	2 068	3 153	2 952	2 874
4 Faste kostnader produksjonssystem	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5 Driftsavh. kostnader	-789	-789	-713	-1 030	-999	-931	-2 405	-2 296	-2 259
6 SUM	945	945	1 003	1 230	1 229	1 267	748	735	744
7 Korttidsgrensekostnader (øre/kWh)	11,3	11,3	11,8	14,6	14,9	15,3	20,4	21,3	21,4
8 Langtidsgrensekostnader (øre/kWh) for ny vannkraft	9,1			9,0			9,7		
Kjeldkraft:									
9 Installasjon (MW)	0	0	2 990	0	508	2 990	0	1 837	2 990
10 Levert mengde (GWh/år)	0	0	1 629	0	480	1 628	0	1 225	1 691
11 Rel. brukstid (%)	-	-	9,4	-	16,3	9,4	-	11,5	9,8
Nytteverdisignal: (kr/kW, år)									
12 Sverige-kjøp	8,0		7,2	10,3	10,1	8,0	13,7	13,0	12,3
13 -salg	23,3		14,0	30,6	26,4	18,4	43,7	30,6	26,4
14 Danmark-kjøp	20,6		18,5	26,4	25,9	22,0	40,2	38,1	36,7
15 -salg	14,4		3,2	19,3	12,1	4,2	27,6	8,7	5,9
Kraftbalanse: (GWh/år)									
16 Total eksport	-5 848		-5 211	-5 877	-5 705	-5 242	-5 970	-5 520	-5 346
17 Total import	691		684	685	686	679	728	723	716
18 Ugarantert	-1 478		-1 476	-1 480	-1 476	-1 477	-1 396	-1 353	-1 336
19 Eksisterende kjelmarked*	-755		-519	-758	-668	-511	-779	-591	-525
20 Rasjoner + varmekraft	714		807	720	757	814	730	810	828

TABELL 12

BEREGNINGRESULTATER STADIUM 1990:

47

KRAFTBALANSE: FORBRUKSPROGNOSE: 110 TWH

TILGANG: VANNKRAFT: 106 TWH (3: 112 MIDLERE)

KULLKRAFT: TILPASSES

MOTTRYKK: 1

ANNET: 0

KOSTNADSTYPER	MER ELLER MINDRE FLEKSIBEL FORSYNING AV EKSISTERENDE MARKED (15 TWh)			FASTKRAFT EL TIL EKSISTERENDE MARKED (INGEN FLEKSIBILITET)		
	MER ELLER MINDRE FLEKSIBEL FORSYNING AV NYTT MARKED (3,5 TWh)			FASTKRAFT EL TIL NYTT MARKED (INGEN FLEKSIBILITET)		
	Oljekjeler/ sentralvarme i alle bygg (Ek- sisterende + nye) Ingen elkjeler	Oljekjeler/ sentralvarme- system i alle bygg (Eksiste- rende + nye) Optimalisert omfang av el- kjeler	Oljekjeler/ sentralvarme- system i alle bygg (Eksiste- rende + nye) Elkjeler i alle bygg for flek- sibel utnytt- else/reserve	Oljekjeler/ elkjelreserve i eksisterende bygg Fastkraft el (panelovnløs- ning i nye bygg	Fastkraft el (via kjeler) i eksisterende bygg Fastkraft el (panelovnløs- ning) i nye bygg	Fastkraft el (via panel- ovner) i eksis- terende bygg Fastkraft el (panelovnløs- ning) i nye bygg
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)
<u>ØKONOMI: (mill. kr./år)</u>						
<u>Eksisterende marked:</u>						
1 Faste kostn. oljerelatert	0	0	0	0	0	0
2 Faste kostn. elrelatert	0	0	129	129	214	514
<u>Nytt marked:</u>						
1a Faste kostn. oljerelatert	327	327	327	0	0	0
2a Faste kostn. elrelatert	0	0	47	187	187	187
<u>Oljeforbrukskostnader:</u>						
3 eksisterende marked	3 153	3 153	3 027	3 036	0	0
3a Nytt marked	747	747	718	0	0	0
<u>Fra systemanalysen:</u>						
4 Faste kostn. prod.system	274	274	274	558	1 556	1 526
5 Driftsavh. kostnader	-296	-296	-215	405	3 536	3 353
6 SUM	4 205	4 205	4 307	4 315	5 486	5 580
<u>SYSTEMLØSNING:</u>						
7 Korttidsgrensekostn. (øre/kW)	23,3	23,3	23,5	23,3	24,1	23,9
8 Langtidsgrensekostn. (øre/kW)	23,1	23,1	23,1	23,3	24,1	23,9
Midlere vannkraftprod. (TWh/år)	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0
Tilgjengelig effekt kullkr. (MW)	538	538	538	1 066	3 050	2 993
<u>Kjellelevering:</u>						
9 Installert effekt (MW)	0	0	2 990+600	2 990	-	-
10 Levert mengde (GWh/år)	0	0	932	704	-	-
11 rel. brukstid (%)	0	0	4,5	4,1	-	-
<u>NYTTEVERDISIGNALER: (kr/kW, år)</u>						
12 Sverige kjøp	7,1	7,1	6,7	5,6	5,9	5,5
13 salg	15,3	15,3	11,6	10,7	9,1	9,3
14 Danmark kjøp	24,9	24,9	22,0	17,9	23,2	21,0
15 salg	4,5	4,5	2,5	2,4	2,3	2,4
<u>KRAFTBALANSE: (GWh/år)</u>						
16 Total eksport	-6 729	-6 729	-6 415	-6 611	-6 018	-6 201
17 import	1 379	1 379	1 336	1 198	1 394	1 289
18 Ugarantert	-168	-168	-134	-124	-107	-108
19 Eksisterende kjelmarked	-334	-334	-251	-233	-203	-208
20 Rasjon + termisk	4 856	4 856	5 047	8 909	24 784	24 214

TABELL 13

BEREGNINGSRESULTATER STADIUM 1990:

48

KRAFTBALANSE: FORBRUKSPROGNOSE: 110 TWh

TILGANG: VANNKRAFT: TILPASSES
 KULLKRAFT: 0
 MOTTRYKK: 1
 ANNET: 0

KOSTNADSTYPER	MER ELLER MINDRE FLEKSIBEL FORSYNING AV EKSISTERENDE MARKED (15 TWh)			FASTKRAFT EL TIL EKSISTERENDE MARKED (INGEN FLEKSIBILITET)		
	MER ELLER MINDRE FLEKSIBEL FORSYNING AV NYTT MARKED (3,5 TWh)			FASTKRAFT EL TIL NYTT MARKED (INGEN FLEKSIBILITET)		
	Oljekjeler/ sentralvarme i alle bygg (Ek- sisterende + nye) Ingen elkjeler	Oljekjeler/ sentralvarme- system i alle bygg (Eksiste- rende + nye) Optimalisert omfang av el- kjeler	Oljekjeler/ sentralvarme- system i alle bygg (Eksiste- rende + nye) Elkjeler i alle bygg for flek- sibel utnytt- else/reserve	Oljekjeler/ elkjelreserve i eksisterende bygg Fastkraft el (panelovnløs- ning i nye bygg	Fastkraft el (via kjeler) i eksisterende bygg Fastkraft el (panelovnløs- ning) i nye bygg	Fastkraft el (via panel- ovner) i eksis- terende bygg Fastkraft el (panelovnløs- ning) i nye bygg
	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)
<u>ØKONOMI: (mill. kr/år)</u>						
<u>Eksisterende marked:</u>						
1 Faste kostn. oljerelatert	0	0	0	0	0	0
2 Faste kostn. elrelatert	0	129	129	129	214	514
<u>Nytt marked:</u>						
1a Faste kostn. oljerelatert	327	327	327	0	0	0
2a Faste kostn. elrelatert	0	47	47	187	187	187
<u>Oljefyringskostnader:</u>						
3 Eksisterende marked	3 153	2 673	2 673	2 688	0	0
3a Nytt marked	747	637	637	0	0	0
<u>Fra systemanalysen:</u>						
4 Faste kostn. prod.system	1 905	2 134	2 134	2 585	4 395	4 297
5 Driftsavh. kostnader	-2 484	-2 382	-2 382	-2 253	-622	-749
6 SUM	3 648	3 565	3 565	3 336	4 174	4 249
<u>SYSTEMLØSNING:</u>						
7 Korttidsgrensekostn. (øre/kWh)	17,6	18,3	18,3	18,8	24,4	24,0
8 Langtidsgrensekostn. (øre/kWh)	17,6	18,3	18,3	18,9	24,4	24,0
Midlere vannkraftprod. (TWh/år)	124,5	126,0	126,0	129,0	137,8	137,4
Tilgjengelig effekt kullkr. (MW)	0	0	0	0	0	0
<u>Kjellevering:</u>						
9 Installert effekt (MW)	0	2 990+600	2 990+600	2 990	-	-
10 Levert mengde (GWh/år)	-	3 615	3 615	2 857	-	-
11 rel. brukstid (%)	-	17,4	17,4	16,5	-	-
<u>NYTTFØRDISIGNALER: (kr/kWh, år)</u>						
Sverige kjøp	4,2	3,4	3,4	4,4	20,9	18,4
salg	58,8	40,4	40,4	39,8	23,4	24,7
Danmark kjøp	8,3	5,3	5,3	8,5	66,9	61,2
salg	47,1	13,5	13,5	13,7	7,2	7,9
<u>KRAFTBALANSE: (GWh/år)</u>						
16 Total eksport	-12 023	-11 384	-11 384	-11 055	-6 894	-7 171
17 import	563	443	443	574	2 275	2 125
18 Ugarantert	-699	-505	-505	-496	-273	-287
19 Eksisterende kjelemarked	-977	-725	-725	-721	-490	-511
20 Rasjon + termisk	915	1 097	1 097	1 094	1 328	1 298

Når det gjelder fortolkningen av resultatene bør følgende understrekes:

Stadium 1980 (tabell 11)

1. Korttidsgjenssekostnad er større enn langtidsgrensekostnad. Det betyr at systemet er underutbygd. Underutbyggingen øker med økende oljepris og den øker også svakt med økende installasjon av elektrokjeler.
2. Optimal kjelininstallasjon øker med økende oljepris. Med dagens oljepris (ca. 30 kr/GJ) er det lønnsomt å øke installasjonen av elektrokjeler, men det er ikke lønnsomt å gå så langt at hele det potensielle markedet dekkes.
3. Den relative brukstid for elektrokjelen blir liten. Sammenholdes beregningsresultatene med drøftingen i kap. 4.5, innser man at det kan bli vanskelig å få en investering i elektrokjel til å lønne seg privatøkonomisk.
4. Nytteverdisignalene for utenlandsforbindelsene viser forholdsvis lave verdier. Til sammenligning ligger kostnaden ved en kapasitetsutvidelse i området 100-200 kr/kW,år. Nytteverdien øker med økende oljepris og avtar med økende installasjon av elektrokjeler.

Stadium 1990 alt. 1 (tabell 12)

1. Ut fra et rent økonomisk synspunkt ser det ikke ut til å være lønnsomt å investere i elektrokjeler. Forskjellen mellom ingen kjeler og full kjeleutbygging (mellom alt. a og alt. c) er imidlertid liten, ca. 100 mill. kroner. Dette betyr at tilsigsvariasjonene ikke er tilstrekkelig til å gi økonomisk motivasjon for å investere i kjeler. Men i tillegg har vi andre faktorer som ikke er tatt med i beregningene (beredskapshensyn, temperatursvingninger, konjunktursvingninger) som gjør at konklusjonen kan bli en annen.
2. Ved å sammenligne alt. c og d ser vi at (d) oppvarming av nye bygg v.h.a. fastkraft og en tilsvarende utbygging av kullkraftverk er omtrent likeverdig med (c) olje- eller kombinert olje/eloppvarming uten en videre utbygging av produksjonsapparatet.
3. Ved overgang til fastkraftoppvarming i bygninger hvor vi tidligere har hatt olje eller kombinert olje/eloppvarming, påløper det meget store økonomiske tap (mer enn 1 milliard kr/år).
4. Også på dette stadium tyder resultatene på dårlig lønnsomhet for en utvidelse av forbindelsene til Danmark og Sverige.

Stadium 1990, alt. 2 (tabell 3)

1. Ved å sammenligne det gunstigste alternativ (alt. 2d) med det gunstigste i tabell 12 (alt. 1 a eller b), finner vi en forskjell på ca 850 mill kroner. Dette er hva vi ville tjene årlig ved en optimal kraftutbygging. I tillegg ville vi da få et mer fleksibelt system (alt. 1 a og b har ingen utbygging av kombinerte oppvarmingssystemer).
2. I alle eksisterende bygninger med sentralvarmeanlegg lønner det seg å installere elektrokjeler.
3. Dersom alle eksisterende bygninger med sentralvarme utstyres med kombinerte oppvarmingssystemer, lønner det seg ikke å investere i kombinerte anlegg i nye bygninger. Velger man den billigste løsningen (d) framfor c krever det en ekstra vannkraftutbygging på 3 TWh.

6 OMSETNING AV TILFELDIG KRAFT TIL ALMINNELIG FORSYNING

I alminnelig forsyning kan man gjøre bruk av tilfeldig kraft til romoppvarming dersom man har andre oppvarmingsmuligheter som reserve. Den vanligste kombinasjon er olje- og elektrokjel i et sentralfyringsanlegg.

Beregninger for å finne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å investere i slike kombinerte anlegg ble beskrevet i kap. 5. De viser at man i alle fall i eksisterende store bygninger med sentralvarmeanlegg bør investere i elektrokjele.

Vi skal i dette kapitlet ~~drøfte hvordan man i praksis~~ kan stimulere til installasjon av kombinerte oppvarmings-systemer og hvilke tiltak som er nødvendige for at kjelene skal drives riktig. Her spiller tariffen og andre kontraktsforhold en dominerende rolle.

Selv om det hovedsakelig er kombinerte oppvarmings-systemer, dvs. parallelle olje- og elektrokjeler som drøftes, gjelder synspunktene også andre typer fleksibelt forbruk.

6.1 DRIFT AV KOMBINERTE OPPVARMINGSANLEGG

Forutsetningene for å oppnå den beregnede samfunnsøkonomiske gevinst ved kombinerte anlegg, er at elektrokjelen kobles ut når kraftverdien (samkjøringsprisen) overskrider oljeekvivalent pris, og inn når kraftverdien blir lavere. Dersom kjelene ikke drives etter dette prinsipp, vil en av forutsetningene for våre beregninger (se kap. 5) bortfalle og den samfunnsøkonomiske gevinst blir en annen.

Enkelte elektrisitetsverk bruker de kjelene de disponerer til å regulere sitt eget fastkraftuttak slik at det stemmer med det som er bestilt. Grunnen til det er at kontrakten mellom engros- og distribusjonsverket motiverer til det. Dette bidrar ikke til å kompensere hverken for tilsigsvariasjonene eller andre tilfeldige ting som påvirker balansen mellom tilgang og forbruk. På den annen side kan man ikke se bort fra at denne muligheten for å justere fastkraftnivået kan ha en viss utjevningseffekt overfor f.eks. konjunktursvingninger. En kan vel også regne med at dersom det skulle forekomme en ekstrem kraftmangel, vil elektrisitetsverket operere samfunnsøkonomisk ansvarlig selv om det ikke skulle tjene på det selv. Det bør likevel understrekes at man primært ønsker at alle elektrokjeler skal styres på grunnlag av kraftverdien (samkjøringsprisen).

Det er ikke nødvendig at oljeekvivalentprinsippet følges slavisk. Dersom samkjøringsprisen en kort periode ligger over oljeekvivalent pris, er det ikke sikkert det er hensiktsmessig å koble ut kjelen. Det må her benyttes praktisk skjønn.

Bruk av kombinerte anlegg for å utjevne effekttopper har vært lite aktuelt fordi vi her i landet stort sett har hatt god effektdekning. Etter hvert kan dette bli endret slik at effekttaspektet blir mer interessant. En del verk har allerede i dag effektproblemer, men ser man landet under ett, burde det være brukbar dekning.

Et oppvarmingssystem basert på varmtvann vil normalt ha så stor termisk treghet at elektrokjelen kan kobles ut uten å starte oljebrenneren et par timer under den høyeste effekttoppen, uten at det får nevneverdige konsekvenser. Skal man gå til lengre utkobling, f.eks. utkobling på dagtid og innkobling på natt-tid, kreves det at anlegget er dimensjonert med dette for øyet.

6.2 HVORDAN STIMULERE TIL INSTALLASJON AV KOMBINERTE OPPVARMINGSANLEGG

Byggherren er den som normalt bestemmer hvilke oppvarmingssystem en bygning skal ha. Dersom han skal se seg tjent med å investere i elektro/oljekjeler, må han tilbys slike betingelser at han finner investeringen lønnsom. Dette drøftes nærmere i pkt. 4.5.

Man kunne også tenke seg at elektro/oljekjeler ble påbudt i større bygg. Dette er imidlertid en lite fleksibel måte å gjøre det på og bør unngås dersom andre veier fører fram. En annen ting er at Staten (Statens bygge- og eiendomsdirektorat), fylkene og kommunene bør kunne vedta generelle regler for sine egne bygg.

Informasjon er også viktig i denne sammenheng. VVS-konsulenter er ofte lite oppmerksomme på denne problemstillingen, og informasjon overfor denne gruppen er derfor nødvendig.

Det er også viktig at elektrisitetsverkene er tilstrekkelig informert og at de bringes inn i beslutningsprosessen når oppvarmingssystemer i større bygg skal velges.

6.3 KONTRAKT MELLOM FORBRUKER OG ELEKTRISITETSVERK

Vi forutsetter her at leveransen foregår direkte fra elektrisitetsverkets nett slik at eventuelle avgifter for bruk av andres nett ikke er aktuelt. Elektrisitetsverket kan være engros- eller detaljverk.

Kontrakten bør utformes slik at:

1. Det gis tilstrekkelig incitament til å investere i elektrokjeler
2. Kjelen drives riktig (inn/utkobling på grunnlag av oljeekvivalent pris)
3. Overskuddet (eventuelt underskuddet) fordeles rettferdig mellom partene

I ETA-komiteens "Norm for kontrakt om levering av kraft til mindre elektrokjeler med brenselfyrt reserve" er det forutsatt at kjøperen bekoster og vedlikeholder elektrokjelen med nødvendig utstyr. Videre bygger forslaget til avregning på at oljeekvivalentprinsippet skal benyttes. Dette avregningsprinsipp vil ikke stimulere til installasjon av elektrokjeler, spesielt ikke dersom oljeekvivalent pris ligger høyere enn fastkraftprisen. Det er derfor klart at ETA-komiteens forslag på dette punkt bør endres.

Kontrakten bør spesifisere:

- Fordeling av investeringskostnader
- Avregningspris og avregningsregler
- Ut- og innkoblingskriterier og prosedyre

Man kan tenke seg kontrakter basert på tre hovedprinsipper:

1. Elverket tar alle investeringskostnader forbundet med elektrokjelen. Dersom fastkraftprisen er høyere enn oljeekvivalent pris, vil det være rimelig å bruke oljeekvivalent pris både som avregningspris og som utkoblingspris. Vi kan da bruke prisformelen fra ETA-komiteen.

Dersom fastkraften er billigere enn olje, blir oljeekvivalentprinsippet ikke brukbart som avregningsprinsipp for tilfeldig kraft fordi brukeren heller vil kjøpe fastkraft. Se pkt. 4.5. Brukeren må da tilbys tilfeldig kraft så billig at han får regnestykket til å gå opp. Dvs. at fortjenesten (fastkraftpris - tilfeldigkraftpris) i de perioder elektrokjelen ligger inne, må oppveies av tapet (oljepris - fastkraftpris) i de perioder oljekjelen ligger inne. Med fortjeneste og tap menes i denne sammenheng fortjeneste og tap i forhold til å bruke oppvarming med fastkraft. En slik prispolitikk kan medføre at kraft til elektrokjeler (tilfeldig kraft) må subsidieres av elektrisitetsverket. (Se prisformelen pkt. 4.5.)

2. Brukeren tar hele den ekstra investeringen. Brukeren må da ikke bare få balanse i driftsregnskapet. Han må få så stor avkastning at investeringen kan forrentes og avskrives. Dette krever enda gunstigere leveringsbetingelser fra elektrisitetsverkets side.
3. Man kunne tenke seg at det ble påbudt med kombinerte oppvarmingsanlegg i bygg over en viss størrelse og at elektrisitetsverket fikk myndighet til å bestemme når elektrokjelen kunne benyttes. Man sto da friere når det gjaldt avregningsprisen.

Dersom oljeprisen blir høyere enn fastkraftprisen, vil alle måter å stimulere til installasjon av kombinerte oppvarmingssystemer på medføre en eller annen form for subsidiering. Velger man påbud, slipper man slike virkemidler samtidig som man har større sikkerhet for virkningen.

Dersom oljeprisen fortsetter å stige, bør man derfor overveie å påby elektrokjel med full oljereserve i store bygg.

Det kan også være et alternativ at elektrisitetsverket (energiverket) tar hele energileveransen til et bygg dvs. både elektrisitet og olje og benytter en fast pris pr. energienhet levert varme.

6.4 KONTRAKT MELLOM DISTRIBUTJONSVERK OG ENGROSVERK

Generelt bør det påpekes at en rekke av de problem vi drøfter her på en effektiv måte ville elimineres gjennom en vertikal integrasjon. Det er imidlertid lite sannsynlig at det vil skje noe radikalt når det gjelder organisasjonsstrukturen med det første og vi drøfter derfor kontraktene på grunnlag av den struktur som foreligger.

ETA-komiteen har utarbeidet normer for kontrakt mellom distribusjons- og engrosverk. Innstillingen fra komiteen (Vilkår for engrosverkenes levering av elektrisk kraft til alminnelig forsyning, NEVF-publikasjon nr. 265-1977) ble vedtatt på NEVF's årsmøte 1977.

Det er der anbefalt 2 kontraktnormer:

- Normtype 1 gir avtakerverket adgang til fritt å ta ut kraft for anvendelse innen eget område og betale kun for uttatt kvantum. Det var komiteens intensjon at denne kontraktnormen skulle benyttes for distribusjonsverk som ikke hadde egenproduksjon av betyding.
- Normtype 2 forutsetter at det betales for et kvantum som er bestilt på forhånd. Betalingsplikten begrenser seg normalt til 90% av det forhåndsbestilte energikvantum, mens effekten betales 100%. Denne normtype var tiltenkt verk som dekket deler av sin forsyning med egenproduksjon.

Begge normtypene er i bruk i dag, og vi kan anta at de vil være i bruk også i fremtiden.

Av hensyn til riktig drift av elektrokjelen er det viktig at ut- og innkobling skjer på grunnlag av prisen på tilfeldig kraft. Det er også viktig at de kontrakter som etableres mellom engrosverk og distribusjonsverk, stimulerer til investering i elektrokjeler, og man bør også tilstrebe en kontraktform som gir alle parter (engrosverk, distribusjonsverk og forbruker) fordeler. Det er innlysende at det er vanskelig å ivareta alle disse interessene samtidig innenfor de to normtypene. Vi vil her drøfte 4 forskjellige muligheter:

1. Direkte leveranse av tilfeldig kraft til elektrokjeler fra engrosverket
2. Normtype 1
3. Normtype 2
4. Distribusjonsverket er systematisk underdekket på fastkraft.

1. Direkte leveranse av tilfeldig kraft til elektrokjeler fra engrosverket-----

Dette vil være en hensiktsmessig måte å ordne leveranse av tilfeldig kraft på.

For store kjeleanlegg som henter sin strømforsyning fra det overordnede (engrosverkets) nett, vil dette være det mønster som bør anbefales.

Kontrakten mellom forbrukeren og engrosverket kan utformes etter de samme prinsipper som mellom forbruker og fordelingsverk. Se pkt. 6.3. Man må imidlertid ta hensyn til at fordelingsverket ofte kan komme inn som en 3. part.

Dersom engrosverket er avhengig av å bruke fordelingsverkets nett for fordeling til elektrokjeler, er det naturlig at fordelingsverket tar betalt for det.

Denne godtgjøring for bruk av fordelingsnettet bør utformes slik at det ikke virker forstyrrende inn på driften av kjelen og at det ikke gjør en ellers lønnsom kjeleinvestering ulønnsom.

Det vil være naturlig å la overføringsgodtgjøringen bestå av 3 ledd:

- 1) Et energiledd som reflekterer de tap i fordelingsnettet som forårsakes av kjeleleveransen. Det kan være aktuelt å gjøre dette leddet høyere på vintertid fordi kjeleleveransen da kommer på toppen av en allerede tung belastning. De marginale tap blir da større.

- 2) En engangsbetaling i forbindelse med de ekstra investeringer fordelingsverket må foreta i sitt nett for å forsyne den aktuelle kjelen. Størrelsen på denne investeringen kan variere fra små beløp i de tilfeller der nettet allerede er tilstrekkelig dimensjonert, til meget store beløp dersom det f.eks. trengs linjeforsterkninger eller nye transformatorer. Det er imidlertid bare ekstrainvesteringen i forbindelse med selve kjelkraften som bør tas med. Dersom det dimensjoneres slik at også andre belastningsøkninger kan dekkes, bør ikke det belastes kjelkraften.

De nødvendige investeringer vil kunne variere fra en kjelinstallasjon til en annen innenfor et fordelingsverks område. Det vil være upraktisk å benytte forskjellige avgiftssatser i hvert enkelt tilfelle. I praksis må man derfor komme fram til en form for gjennomsnittsavgift som gjelder alle kjelene. For større kjelinstallasjoner kan det imidlertid være riktig å benytte individuelle satser.

Nettinvesteringene bør sammen med kjelinvesteringene inngå i den lønnsomhetskalkyle man foretar på forhånd. Dette vil gi et samfunnsøkonomisk riktig bilde av lønnsomheten ved vedkommende kjelinstallasjon.

Eventuelle andre utgifter som fordelingsverket påføres i forbindelse med f.eks. administrasjon eller vedlikehold bør også inngå i engangsavgiften ved kapitalisering av et årlig utgiftsbeløp.

Det er selvsagt ingenting i veien for å omgjøre engangsavgiften til en årlig avgift gjennom en annuitetsbetraktning. Det som er viktig er at fordelingsverkets marginale kostnader (eksklusiv tapskostnader) gjenspeiles.

- 3) Dersom bare ledd 1) og 2) skulle benyttes ville fordelingsverket ikke ha noen økonomisk fordel av investeringene. Man kan med en viss rett si at fordelingsverket ville bli påført et tap fordi engrosverket utnyttet en del av det markedet som fordelingsverket ellers kunne ha utnyttet. For å motivere fordelingsverket til å delta i ordningen er det derfor viktig at en del av fortjenesten kommer fordelingsverket til gode. Dette kan foregå etter et fortjenestedelingsprinsipp (split-profit), eller det kan foregå ved at alle parter (engrosverk, fordelingsverk og forbruker) regner samme internrente på sine investeringer.

Fordelingsverkets profittandel bør komme i tillegg til ledd 2), dvs. som en fast årlig avgift, eventuelt som et engangsbeløp.

Disse betraktningene gjelder selvsagt bare dersom det er en bedriftsøkonomisk gevinst forbundet med elektrokjelene. Ifølge pkt. 4.5 kan det også godt tenkes at det fører til bedriftsøkonomisk tap (selv om det fra et samfunnsøkonomisk synspunkt allikevel kan forsvares). Det er imidlertid tvilsomt om fordelingsverket også bør være med og dekke tapet. Selv om det er fordelingsverket som er formelt ansvarlig for kraftoppdekkingen i sitt område, er det engrosverket som vanligvis har størst reell mulighet for å påvirke kraftbalansen.

2. Normtype 1

Denne kontrakttypen er spesielt beregnet på verk som ikke har egenproduksjon. Det viser seg imidlertid at normtype 1 benyttes også av andre verk. Egenproduksjonen er riktignok liten i forhold til totalomsetningen i de fleste tilfeller.

Vi vil i den videre drøfting skille mellom verk som har egenproduksjon og verk som ikke har det.

Distribusjonsverk uten egenproduksjon

Man kan i dette tilfelle tenke seg to varianter :

- Distribusjonsverket betaler samkjøringspris, eventuelt med påplussing for nett-tap i engrosverkets nett. Det er her en forutsetning at man på forhånd er enig om hvilke forbruk som skal kunne dekkes av tilfeldig kraft, og at engrosverket har betryggende sikkerhet for at tilfeldig kraft ikke leveres til fastkraftformål. Avregningen både mellom distribusjonsverket og engrosverket må foregå på grunnlag av lokale målinger hos konsumenten. Dette er den eneste måten man kan skille tilfeldig kraft fra fastkraft på i dette tilfelle. Det burde ikke være vanskelig å etablere betryggende kontrollordninger f.eks. ved at kunden regelmessig rapporterer sitt forbruk av tilfeldig kraft direkte til engrosverket eller ved at engrosverket får anledning til å foreta stikkprøver. I de fleste tilfeller vil det være så bra tillitsforhold mellom partene at det ikke er nødvendig med spesielle kontrollordninger.
- Distribusjonsverket betaler en fast pris over en lengre periode for tilfeldig kraft. Engrosverket bestemmer når kraften er tilgjengelig, eventuelt hvilke maksimalt energikvantum som er tilgjengelig hver uke. Det byr på visse praktiske fordeler å ha samme pris over en lengre periode, ikke minst når avregningen foregår på grunnlag av en rekke måleravlesninger. Avregningsprisen bør settes slik

i forhold til oljeekvivalent pris og i forhold til fastkraftpris at fordelingsverket finner det økonomisk attraktivt å stimulere til kombinerte oppvarmings-systemer. Dette betyr at prisen må være lavere enn oljeekvivalent pris og også lavere enn fastkraft-prisen. Dersom engrosverket skal opprettholde leveransen så lenge samkjøringsprisen er lavere enn oljeekvivalent pris, betyr det at man i perioden må levere med tap. Med de sterkt økende oljepriser vi har hatt i det siste er det sannsynlig at det for engrosverket blir tapsbringende også når man ser på gjennomsnittet over en lengre periode.

Det er i begge tilfeller en forutsetning at man på forhånd er enig om hvilke forbruk som skal kunne dekkes av tilfeldig kraft. Det burde ikke være noe til hinder for at også de store konsumentgruppene kunne trekkes inn som fleksible energibrukere. Forutsetningen er at distribusjonsverket og forbrukerne i så fall får kraften billigere slik at de motiveres til å delta, og at engrosverket har sikkerhet for at det aktuelle forbruk virkelig utkobles på det tidspunkt det er ønskelig. Leveranse av tilfeldig kraft til småforbrukere drøftes nærmere i kap. 7.

Distribusjonsverk med egenproduksjon

Dersom distribusjonsverkets egenproduksjon er svært liten eller dersom produksjonen foregår i kraftverk med svært små magasiner (elvekraftverk), kan man se bort fra distribusjonsverkets produksjon. Verket kan da behandles som et verk uten egenproduksjon (ref foranstående).

I et verk uten reguleringsmagasiner vil produksjonen være gitt av tilsiget. Elektrisitetsverket har ingen manipuleringsmulighet bortsett fra sine egne elektrokjeler. Ved lav samkjøringspris vil verket være interessert i å ha kjelene liggende inne og kjøpe tilfeldig kraft via engrosverket, mens de ved høy samkjøringspris vil koble ut kjelene for på den måten å redusere eget fastkraftuttak selv om tilsiget til egne stasjoner skulle være større enn normalt.

Dersom distribusjonsverket disponerer kraftverksmagasiner av betydning, er det imidlertid viktig at det koordinerer driften med resten av systemet slik at den totale magasin-kapasitet utnyttes optimalt. For å oppnå dette kommer man ikke utenom produksjonssamarbeid. Dette baseres på at engrosverket overtar kjøringen av distribusjonsverkets stasjoner mot at distribusjonsverket godskrives et fastkraftkvantum for hele sitt produksjonspotensial. Fordelingsverket vil da kunne kjøpe tilfeldig kraft gjennom engrosverket på samme måte som om de ikke hadde noen egenproduksjon.

3. Normtype 2

Denne kontrakttypen er beregnet på verk som produserer en større eller mindre del av sitt forbruk i egne stasjoner. Dersom verket har oversikt over eget fastkraftpotensial og kan lage fornuftige prognoser for forbruksutviklingen innenfor sitt område, vil det kunne bestille eksakt det kvantum som er nødvendig for å dekke sine fastkraftforpliktelser. Et verk kan på denne måten sikre seg et riktig nivå på fastkrafttilgangen dels ved egen produksjon, dels ved bestilling. Det bør da kunne utveksle tilfeldig kraft med Samkjøringen, enten direkte eller indirekte via engrosverket og dermed utnyttes egne magasiner og eget marked for tilfeldig kraft optimalt uten at dette har noen konsekvenser for fastkraftkjøpet.

Av forskjellige grunner vil det i praksis ikke virke riktig så ideelt :

- Prognosene vil ikke være gode nok. Verket vil derfor være interessert i å benytte både sitt eget marked for tilfeldig kraft og sine egne produksjonsmuligheter til å justere fastkraftuttaket fra engrosverket slik at det stemmer med det bestilte.
- For å kompensere for usikkerheten i prognosene, benytter man i stor utstrekning betalingsplikt for bare 90% av det bestilte kvantum. Dette fører til at fordelingsverket i et år med rikelig tilsig vil forsøke å legge seg lavest mulig i fastkraftuttak (produsere mest mulig av sitt fastkraftbehov selv) og i et år med lite nedbør vil det ta ut så mye fastkraft som mulig. Dette fører heller ikke til optimal kjøring hele systemet tatt i betraktning.

Hensikten med normtype 2 var at fastkraftuttaket var bestemt på forhånd og at alt avvik fra det på forhånd avtalte kvantum var å betrakte som tilfeldig kraft.

Engrosverket skulle derfor ikke ha noe behov for å kontrollere at tilfeldig kraft gikk til fleksibelt forbruk slik man måtte gjøre dersom normtype 1 ble benyttet. For å oppnå dette er det, som vi har sett ovenfor, en forutsetning at det benyttes 100% betalingsplikt.

Verk med betydelig egenproduksjon bør derfor benytte normtype 2 med 100% betalingsplikt, men forutsetningen er at de kan utveksle kraft med Samkjøringen enten direkte eller via engrosverket. I tilfelle engrosverket tar betalt for utvekslingen, bør denne bare tilsvare marginale tap i engrosverkets nett.

Verk uten egenproduksjon bør ikke benytte normtype 2 i det hele tatt..

4. Distribusjonsverket er systematisk underdekket på fastkraft-----

Dersom man ikke hadde noen fastkraftkontrakt mellom engros- og distribusjonsverket, og distribusjonsverket tok ut det de trengte til den til enhver tid gjeldende samkjøringspris, ville man unngå mange av de problemer vi har drøftet i det foregående. Problemet består jo egentlig i å skille fastkraft fra tilfeldig kraft på engrosnivået. Etter et slikt opplegg ville alt betraktes som tilfeldig kraft.

Problemet med et slikt opplegg er at distribusjonsverket ville bli påført svært variable utgifter og det måtte ha en solid likviditetsbuffer for å kunne greie seg.

Dersom distribusjonsverket hadde fastkraftdekning for det meste av sitt forbruk (f.eks. 80%) og kjøpte det overskytende til samkjøringspris, ville disse likviditetsproblemene reduseres betraktelig.

Dette er et forhold som er i ferd med å utvikle seg på grunn av underdekning av fastkraft. Prinsippet bør derfor gjennomdrøftes grundig.

7 TILFELDIG KRAFT TIL SMÅFORBRUKERE

Med småforbrukere menes i denne sammenheng stort sett enkelthusstander deriblant jordbruk, men også småfirma eller kontorer med et beskjedent energiforbruk kan være aktuelle. Boligblokker med sentralvarme er ikke inkludert.

7.1 SAMFUNNSØKONOMISKE BETRAKTNINGER

I de beregninger som er gjort i tilknytning til utvalgets arbeid, er ikke småforbrukernes muligheter for fleksibelt forbruk tatt med. Man kan likevel trekke visse konklusjoner på grunnlag av de beregninger som er gjort.

De fleste boliger her i landet har pipe og ildsted (ovn, kamin eller peis). Ildstedet er som regel plassert sentralt i boligen, og det kan derfor være nødvendig med tilleggsoppvarming i en del rom. Det er få boliger som har to fullt utbygde oppvarmingssystemer som alene kan dekke hele oppvarmingsbehovet.

Det totale oppvarmingsbehov for småforbrukere er omkring 14 TWh dersom alt skulle dekkes med elektrisitet. Av det dekkes omtrent 6 TWh av olje og ved og 8 TWh av elektrisitet (se avsn. 3.4). Det er sannsynlig at en forholdsvis stor del av de 6 TWh som i dag dekkes av olje og ved, kunne erstattes med elektrisitet. De fleste boliger har en del elektriske ovner (panelovner, vifteovner etc.) som kunne dekke oppvarmingsbehovet en del av året. Det er litt vanskeligere å anslå hvilke muligheter det er for å erstatte de 8 TWh elektrisitet med andre energibærere. Man må anta at en stor del av de boliger det gjelder i alle fall har oljekamin, peis eller vedovn. Men det er neppe tilstrekkelig til å varme opp alle rom i boligen. Det er også usikkert hvordan tilgangen på brensel er. Et fleksibelt system forutsetter at det fins lagre av brensel eller at tilgangen kan endres raskt.

Som en konklusjon på disse betraktningene kan vi si at det neppe er realistisk å anta at vi kan få et fleksibelt marked som er større enn omkring 5 TWh når det gjelder oppvarming hos småforbrukere.

Den investering som trengs er i det vesentlige knyttet til avregningssystemet, dvs. teknisk utstyr og administrative rutiner. Det eksisterer ingen kostnadsoverslag for disse investeringene. Ved å sammenligne med hva det koster å investere i elektrokjeler i yrkesbygg, kan man imidlertid få en indikasjon på hvilke investeringer man kan tillate seg. Spesifik kostnad for elektrokjel i store bygg er ca. 225 kr/kW (Appendix 2). Antar vi at den fleksible del av belastningen i en enebolig er 4 kW, kan vi tillate oss en investering på omkring 900 kr. Det koster da det samme pr. kW å gjøre småforbrukeren fleksibel som å gjøre det for større forbrukere (boligblokker og yrkesbygg).

Når det gjelder den samfunnsøkonomiske gevinst ved å utnytte fleksibiliteten hos småforbrukere, er det grunn til å anta at den er like stor som den gevinst man oppnår hos større forbrukere. Det er derfor et kostnads-spørsmål hvilke forbrukergrupper man bør konsentrere seg om. Det fleksible marked bør bygges ut der det er billigst og fører til minst ulempe.

Dersom det ikke er tilstrekkelig med den fleksibilitet man kan oppnå hos større forbrukere, kan det være aktuelt å bringe småforbrukerne inn i tillegg. De beregninger som er utført, gir oss imidlertid visse indikasjoner på at det er tilstrekkelig med de elektrokjeler vi kan få inn hos storforbrukere:

- 1) Av tabell 11 (beregningsresultater stadium 1980) fremgår det at optimal kjelinstallasjon er 1837 MW (forutsatt råoljepris 30 kr/GJ) mens full installasjon er 2990.
- 2) Av tabell 12 (stadium 1990, NVE's dekningsplan) fremgår det at det ikke er økonomiske motiver for installasjon av elektrokjeler.
- 3) Av tabell 13 (stadium 1990, optimal dekningsplan) er det økonomisk optimalt å bygge ut hele kjelmarkedet i eksisterende bygninger, men nye bygninger bør forsynes med fastkraft (veggovner o.l.)
- 4) Alle beregningsresultatene tyder på at det er store samfunnsmessige tap forbundet med en fullstendig overgang fra oljeoppvarming til ren elektrisk oppvarming. Det gjelder spesielt tabell 12.

På grunnlag av dette bør man kunne trekke følgende konklusjon når det gjelder den samfunnsøkonomiske nytte av å utnytte fleksibiliteten hos småforbrukere:

Under forutsetning av at 1) man i fremtiden ikke får en generell underdekning og 2) man utnytter den fleksibilitet man kan oppnå hos større forbrukere (boligblokker og yrkesbygg), er den samfunnsøkonomiske gevinst ved å utnytte småforbrukernes fleksibilitet liten.

7.2 TARIFFER OG TARIFFAPPARATER

Mens man for større elektrokjeler regner med at elektrisitetsverket bestemmer når kjelen skal koble ut og inn, forutsettes det vanligvis for småforbrukerne at forbrukeren selv bestemmer det. For å få samfunnsøkonomisk riktig drift av systemet, kreves det at forbrukeren kobler ut sin elektriske oppvarming når kraftprisen er høyere enn hans ekvivalente brenselpris. Det betyr at samkjøringsprisen (korrigert for tap) må nå frem til forbrukeren, og at forbrukeren dessuten må vite hvilken ekvivalent brenselpris han har.

Egentlig er det heller ikke noe i veien for at man også for småforbrukere foretar direkte utkobling av varmekursene ved hjelp av fjernstyring fra elektrisitetsverket. I systemer hvor effektproblemene er mer fremtredende enn hos oss, er den type utstyr en del brukt.

Det vil i alle fall være nødvendig med en form for informasjonsoverføring fra elektrisitetsverket til forbrukeren. Det fins en rekke tekniske løsninger som kan være aktuelle. Mikroprosessen burde gi mange muligheter. Et dynamisk tariffapparat måtte dessuten ha et lett synlig display, muligens måtte man ha akustisk eller visuelt signal ved prisendring. Alt dette lar seg realisere teknisk, men det er et spørsmål hvor langt man rekker innenfor den kostnadsramme som eksisterer.

Den tarifftype som ville være enklest å tilpasse, er H4 eller T4. Energiledet ville være dynamisk mens det andre kunne være fast.

7.3 PRAKTISKE VANSKELIGHETER

Det bør pekes på en del praktiske vanskeligheter som kan oppstå når mange småforbrukere skal delta i en slik ordning:

1. Forbrukernes utgifter til elektrisk kraft vil variere nokså tilfeldig fra år til år, men de samlede utgifter til oppvarming behøver ikke å variere så mye.
2. Det krever at forbrukeren er informert om sine egne brenselpriser og virkningsgrader.
3. Generelt innebærer det at man bringer et kompliserende element inn i folks dagligliv.

REFERANSER

1. NEVF: "Vilkår for engrosverks levering av elektrisk kraft til alminnelig forsyning"

Publikasjon nr. 265 - 1977.
2. G. Høibye: "Treforedlingsindustrien"

Foredrag på NIF-konferanse om fleksibilitet i energiforbruket. Fagernes 22.-25. april 1980.
3. I. Brunborg: "Trenger vi varmekraft alt nå?"

Sosialøkonomen, februar 1970.
4. Hagen: "Energiforbruk i bygninger"

Kursdagene ved NTH 1979.
5. "Olje-el i den alminnelige energiforsyning"
NTNF-prosjekt 1063.5767
6. O. A. Kongsgaarden: "Ferrolegeringsindustrien"

Foredrag på NIF-konferanse om fleksibilitet i energiforbruket. Fagernes 22.-25. april 1980.
7. L. Eide: "Stålindustrien"

Foredrag på NIF-konferansen. Fagernes 22.-25. april 1980.
8. I. Brunborg: "Kjemisk industri"

Foredrag på NIF-konferanse. Fagernes 22.-25. april 1980.

	JAN.	FEB.	MARS	APR.	MAI	JUNI	JULI	AUG.	SEPT.	OKT.	NOV.	DES.	GJ.- SNITT	ÅR	MENGDE (TWh)
													4,3	75	5,11
													4,2	76	6,44
EKSPORT	13,9	13,8	12,1	11,8	6,2	5,1	5,5	8,2	11,6	12,1	8,1	8,6	9,0	77	0,63
TIL	7,7	9,8	7,8	8,7	8,8	8,6	6,6	9,2	9,5	10,8	6,2	7,7	7,9	78	1,28
SVERIGE	10,9	14,0	13,7	12,5	13,6	10,0	12,0	5,7	5,5	7,7	11,7	13,6	8,6	79	2,74
	14,6	16,9	19,1	17,7	17,2	14,6	11,6							80	
EKSPORT	11,7	13,4	9,5	10,6	6,0	6,5	7,7	12,1	12,5	11,7	6,3	8,9	7,6	77	0,30
TIL	7,9	7,6	7,4	7,8	6,6	6,7	6,6	8,1	10,8	8,4	6,1	6,5	7,0	78	1,81
DANMARK	7,4	10,8	10,2	12,2	8,4	7,2	7,1	10,3	9,5	10,5	12,2	12,6	9,7	79	1,80
	14,5	15,4	17,8	16,1	12,4	18,2	12,8							80	

EKSPORTPRISER (ØRE/kWh)

	JAN.	FEB.	MARS	APR.	MAI	JUNI	JULI	AUG.	SEPT.	OKT.	NOV.	DES.	GJ.- SNITT	ÅR	MENGDE (TWh)
													4,3	75	0,14
													6,5	76	0,22
IMPORT	14,3	13,9	13,0	12,7	4,7	4,8	7,0	11,6	13,6	13,4	8,2	8,5	8,2	77	1,73
FRA	7,4	8,2	7,8	9,5	9,8	6,6	5,1	9,9	10,9	11,2	9,4	9,2	9,1	78	0,34
SVERIGE	12,1	15,0	13,0	13,0	10,9	8,3	4,3	6,1	7,8	7,9	11,2	12,9		79	0,42
	13,5	15,2	16,6	16,9	8,7	12,3	11,6							80	
IMPORT	12,3	12,8	11,9	11,9	11,8	8,7	9,2	12,1	13,2	13,3	7,9	8,9	12,7	77	0,58
FRA	7,8	8,5	7,2	7,7	9,0	9,0	6,2	9,1	10,1	8,9	6,3	6,4	7,7	78	0,02
DANMARK	8,5	9,0	8,2	9,2	9,8	7,2	7,1	6,9	8,8	8,8	11,4	11,0	9,5	79	0,03
	12,5	10,3	9,7	9,3	12,4	13,5	12,8							80	

IMPORTPRISER FOR TILFELDIG KRAFT (ØRE/kWh)