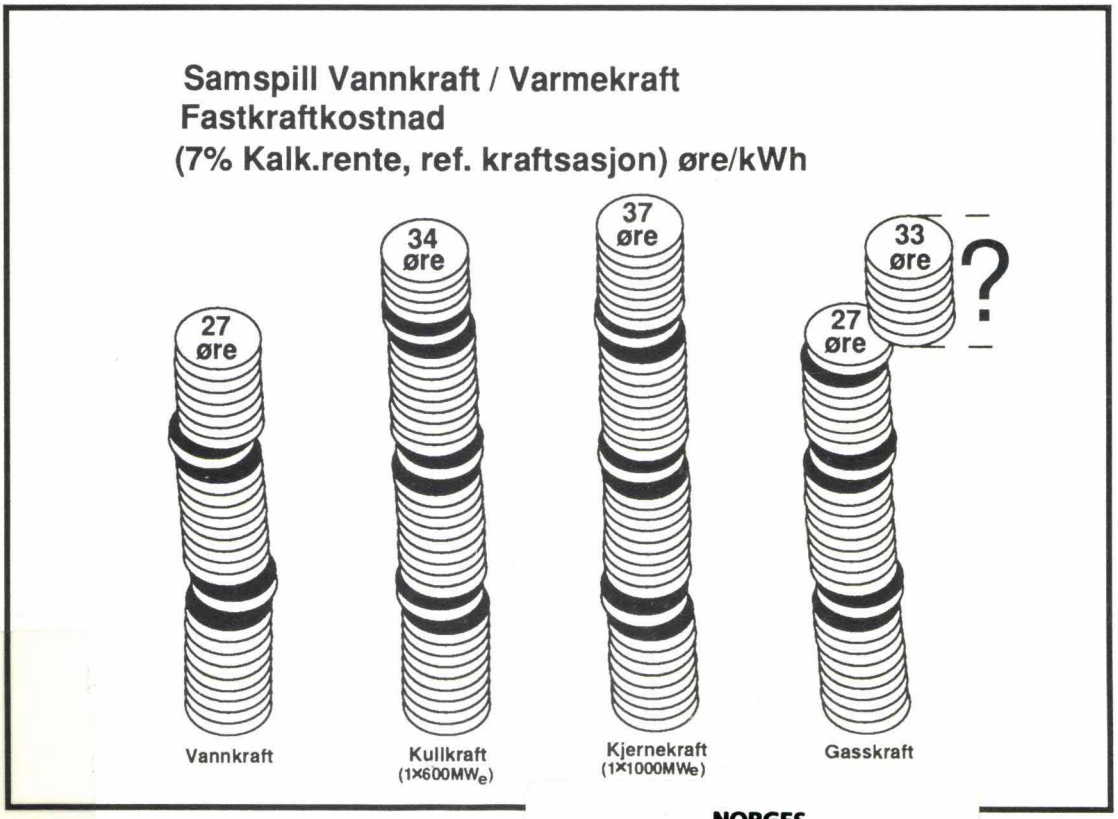
NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

PUBLIKASJON

May-Britt Nordkild Aas (red.)

KOSTNADER FOR KRAFTVERKPROSJEKTER PR. 01.01.1990

Pengeverdi og prisnivå januar 1990
Rapport fra et utvalg nedsatt av NVE og Statkraft



ENERGIAVDELINGEN

Nr 9
1991

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

NORGES
VASSDRAGS- OG ENERGIDIREKTORAT
BIBLIOTEK

ENERGIAVDELINGEN

DOKUMENTTYPE; NVE-rapport nr 9/91

Tittel:		Tilgj.het:
KOSTNADER FOR KRAFTVERKPROSJEKTER		Off.
Stikkord/emneord:		Dato:
Utbyggings-, drifts- og fastkraftkostnader		18.02.91
Ansvarlig:	Adm.enhet:	Sign:
Håkon Egeland Marit H. Flood	E/ ER	
Saksbehandler:	Adm.enhet:	Sign:
May-Britt Nordkild Aas Erling Solberg	EE/ ER	
Dokumentet sendes til:		
OED, NVE, Statkraft		

Energiavdelingen i NVE legger her fram en oppdatert versjon av rapport om kostnader for kraftverksprosjekter. Kostnadene er nå referert januar 1990. Forrige kostnadsrapport utkom i mai 1989 med januar 1988 som referanse pengeverdi.

Rapporten gir spesifikke utbyggings- og driftskostnader for følgende kraftverkstyper:

- vannkraftverk
- gasskraftverk, kombinerte anlegg
- kullkraftverk
- kjernekraftverk
- gassturbinverk, topplast-/tørrårsverk

Dette er kraftverkstyper som kan bli aktuelle i det norske kraftsystem i de nærmeste årene, eller kan ha interesse som referansegrunnlag for kraftsystemet.

Som forvaltningsetat og konsesjonsmyndighet på energiområdet er NVE intressert i at rapportens innhold og kostnadstall gjøres kjent blant kraftverksutbyggere, beslutningstakere på området og energimyndigheter. Rapporten gis derfor ut som publikasjon som er tilgjengelig ved henvendelse til NVE - Informasjonskontoret.

INNHOLDSFORTEGNELSE:

0. SAMMENDRAG 3

1. INNLEDNING 6

2. ALMENT OM KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKPROSJEKTER 6
2.1 Kostnadspostene 6
2.2 Forutsetninger og parametre 7

3. VANNKRAFT 8
3.1 Vannkraftpotensialet og utbyggingkostnader . . . 8
3.2 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk januar 1984 - januar 1990 9

4. VARMEKRAFT 11
4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget 11
4.2 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring . 11
4.3 Kullfyrt kondenskraftverk 13
4.4 Kjernekraft 14
4.5 Gassturbinverk 14
4.6 Brukstid 15
4.7 Produksjonskostnad 16
4.8 Kostnadsutvikling varmekraft, jan.88-jan.90 . . . 17

5. FASTKRAFTKOSTNAD 18
5.1 Grunnlagsdata 18
5.2 Langtidsgrensekostnad for vannkraft (LGK) 18
5.3 Fastkraftkostnad for varmekraft-grunnlastverk . . 20
5.3.1 Beregningsalternativer 20
5.3.2 Beregningsresultater 20
5.4 Fastkraftkostnad for varmekraft - tørrårsverk . . 22
5.4.1 Beregningsalternativer 22
5.4.2 Beregningsresultater 23
5.5 Vurdering av fastkraftkostnadene 25

6. NYE FORNYBARE ENERGIKILDER 26
6.1 Potensiale og utbyggingskostnader 26
6.2 Integrasjonskostnader for ny produksjon 27

REFERANSER 29

VEDLEGG A. Fylkesvis fordeling av nyttbar vannkraft . . 30

VEDLEGG B. Økonomiklassifisering av gjenværende nyttbar vannkraft 31

VEDLEGG C. Fastkraftkostnad for grunnlastdrevne varmekraftverk 32

VEDLEGG D. Fastkraftkostnad for gassturbindrevne tørrårsverk innpasset i kraftsystemet . . . 32

0. SAMMENDRAG

Rapporten er en oppdatering av kostnadstall for vannkraft og varmekraft, pengeverdi jan. 1990. I tillegg er det denne gang med en oversikt over potensiale og kostnader for utnyttelse av nye fornybare energikilder. Forrige kostnadsrapport utkom i mai 89, med jan. 88 som referanse pengeverdi.

Formålet med disse periodevise kostnadsrapporter er å gi en løpende oversikt over kostnadsutviklingen og oppdatere konkurranseforholdet vannkraft/varmekraft. I tillegg vil man heretter ta med en oversikt over kostnadsforhold og potensiale for utnyttelse av nye fornybare energikilder.

Utbyggingskostnaden for et midlere norsk vannkraftverk anslås å ha steget med nominelt 7 % i perioden 1988 - 90, eksklusive reduksjon i investeringsavgiften. Total stigning i utbyggingskostnad, inklusive 3 % reduksjon i investeringsavgiften blir på ca. 4 %.

Langtids grensekostnad for vannkraft (LGK) har i perioden steget med ca. 2,3 % nominelt, om året 1990 og 7 % kalkulasjonsrente legges til grunn. Denne lavere stigning skyldes at:

- utvalget av prosjekter som inngår utenom de som er under utbygging, er noe endret siden 1988
- noen prosjekter har endret utforming og har relativt sett blitt rimeligere
- nye kostnadsoverslag har gitt lavere kostnadsstigning enn den forventede prisstigning fra 1988.

For varmekraft omfatter alternativene gassfyrt kombinerte anlegg, kullfyrte kondenskraftverk, kjernekraftverk og lettoljefyrt/propanfyrt gassturbinverk. Sammenlignet med anleggskostnadene i forrige rapport har stigningen i perioden vært:

- 14% for et gassfyrt kombinert anlegg
- 5% for kullfyrte kondenskraftverk
- 13% for kjernekraftverk
- 36% for et gassturbinverk for effektsikring/tørrårssikring

Den betydelige variasjon i kostnadsøkningen for de ulike varmekrafttyper antas å ha sin årsak i den aktuelle markedssituasjonen. I det siste året har det vært en økning i gassturbinbestillinger, og det er en utbredt oppfatning at det også i de kommende årene vil bli foretatt betydelige bestillinger av slike maskiner. Dette har gitt en markert stigning i prisen på gassturbiner.

Produksjonskostnaden, i øre/kWh, for varmekraft angis med brukstid og brenselspris som parametre. Fremtidig brenselspris bestemmer i stor grad den fremtidige produksjonskostnad for

grunnlastdrevne verk. Fremtidig brenselspris er vanskelig å bedømme og kan bare angis med stor usikkerhet.

Fastkraftkostnader for varmekraft innpasset i vannkraft-systemet er beregnet med forskjellige antatte verdier for gjennomsnittlig brenselspris i kraftverkets levetid.

Fastkraftkostnader for vannkraft og varmekraft kan sammenfattes som følger, referert kraftstasjonsvegg i øre/kWh:

				FASTKRAFTKOSTNAD øre/kW	
Kalkulasjonsrente				5 %	7 %
Vannkraft				20,7	26,9
Gasskraft	gasspris	30	øre/Sm^3	13,2	14,3
"		60	"	19,5	20,6
"	"	90	"	25,5	26,6
"	"	120	"	31,6	32,7
Kullkraft	kullpris	8	NOK/GJ	23,7	26,4
"	"	17	"	31,5	34,1
Kjernekraft				31,3	37,2
*Gassturbin(tørrårsverk)					
m/samkjøring				32,4	33,2
uten/samkjøring				20,9	21,9

* Brenselspris: 40 NOK/GJ

Eventuelle effektkostnader i kraftsystemet forbundet med introduksjon av ulike typer varmekraft og økte miljø- og ressurskostnader er ikke inkludert i disse tallene. Rapporten omtaler også andre forutsetninger og reservasjoner som er gjort. Tallene må leses med disse forhold for øyet.

Våre konklusjoner er med disse forutsetninger og reservasjoner som følger:

- Kullkraft er neppe konkurransedyktig med vannkraft med den forventede kullprisen på 8-17 NOK/GJ. For at kullkraft skal bli konkurransedyktig kan kullprisen maksimalt utgjøre ca. 9 og 5,5 NOK/GJ ved 7 og 5% kalkulasjonsrente.
- Dersom gasskraft skal være økonomisk gunstigere enn vannkraft etter dagens langtids grensekostnad, kan gass-prisen maksimalt utgjøre ca. 90 og 70 øre/Sm^3 ved 7 og 5 % kalkulasjonsrente.
- Dersom gassleveransen kan utkoples når det er systemmessig gunstig (dvs. når kortidsgrensekostnad i kraftsystemet er lavere enn de driftsavhengige kostnadene for gasskraftverket), vil man kunne betale 5 - 7 øre/Sm^3 mer for gassen enn om gassen leveres med fast uttak.

- Fastkraftkostnaden blir ca 0,6 øre/kWh lavere når fastkraftøkningen skjer i kraftkrevende industri (brukstid 8000 timer/år) istedenfor i alminnelig forsyning (brukstid 4500 timer/år).
- Fastkraftkostnaden for tørrårsverk er vesentlig lavere enn produksjonskostnaden pr. produsert enhet og varierer derfor relativt lite med brenselkostnaden. Kostnaden vil reduseres ved økte krav til leveringssikkerhet. Dersom kraftetterspørselen skal dekkes uavhengig av samkjøring med utlandet, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å innpasse gassturbindrevne tørrårsverk så fort som mulig.

Kostnadstallene for varmekraft i denne rapporten må betraktes som en generell referanse, gjeldende for de bestemte forutsetninger som er brukt. For mer konkrete beslutninger må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

1. INNLEDNING

Rapporten er en oppdatering av tidligere rapporter om kostnader for ulike typer kraftverk, pengeverdi og prisnivå januar 1990. Den forrige rapport utkom i mai 1989, og inneholdt kostnadstall for januar 1988 [1].

Arbeidet med rapporten er utført av et arbeidsutvalg innen NVE og Statkraft. Sammensetning og bidrag fra utvalget er i hovedtrekk som følger:

-Jan Slapgård, NVE	=	Vannkraftpotensialet, økonomiklasser
-M-B Nordkild Aas, NVE	=	Byggekostnadsindekser for vannkraftanlegg.
- P.Chr.Løken, Statkraft	=	Kostnadstall, termisk kraft
- T. Jarlset, NVE	=	Nyttevurderinger
- E. Solberg, NVE	=	Koordinering, sammenfatning
- M-B.Nordkild Aas, NVE	=	" "

2. ALMENT OM KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER

2.1 Kostnadspostene

For vannkraftverk angis utbyggingskostnadene som gjennomsnittlig investering i øre/kWh midlere årsproduksjon. Produksjonskostnadene for midlere årsproduksjon er satt lik kapitalkostnadene tillagt årlige driftskostnader. De årlige driftskostnader er satt lik 1 % av utbyggingskostnadene, eksklusive finansieringskostnader.

Kostnadene pr. produsert enhet fastkraft (øre/kWh) angis som midlere fastkraftkostnad for vannkraftsystemet.

For varmekraft angis anleggskostnadene som NOK pr. kW installert effekt, ref. kraftstasjons vegg.

Produksjonskostnaden for varmekraft uten hensyn til systeminnpassing, kan beregnes ut fra angitte tall for:

- faste årskostnader (NOK/kWÅr)
- driftsavhengige kostnader, ekskl. brensel (øre/kWh)
- brenselkostnad, med brukstid og brenselspris som parametre.

Fastkraftkostnadene for varmekraft innpasset i vannkraftsystemet er tidligere beregnet ved hjelp av driftssimuleringer (JARSIM).
I den oppdaterte versjonen har man anslått fastkraftkostnadene ut fra simuleringsresultatene forrige gang.

2.2 Forutsetninger og parametre

De vesentligste forutsetninger og parametre lagt til grunn er som følger:

Kostnadene er regnet i faste kroner, pengeverdi og prisnivå januar 1990.

Byggetidsrenten er beregnet ved å anta like stor investering i midten av hvert år i byggetiden.

Byggetiden for vannkraftverk er basert på antatt byggetid for det enkelte prosjekt.

For varmekraftverkene har vi antatt følgende byggetider:

- kjernekraftverk = 7 år
- kullfyrt kondenskraftverk = 5 "
- gassfyrt kombinert anlegg = 3 "
- gassturbinverk, 1x150 MW = 2 "

Kalkulasjonsrenten (realrente) er for beregningene alternativt satt til 5% og 7%.

Økonomisk levetid for vannkraftverk er satt til 40 år. For varmekraftverk er den satt til 25 år.

Investeringsavgiften er 7%, i henhold til gjeldende bestemmelser (redusert fra 10% pr. 1.11.89).

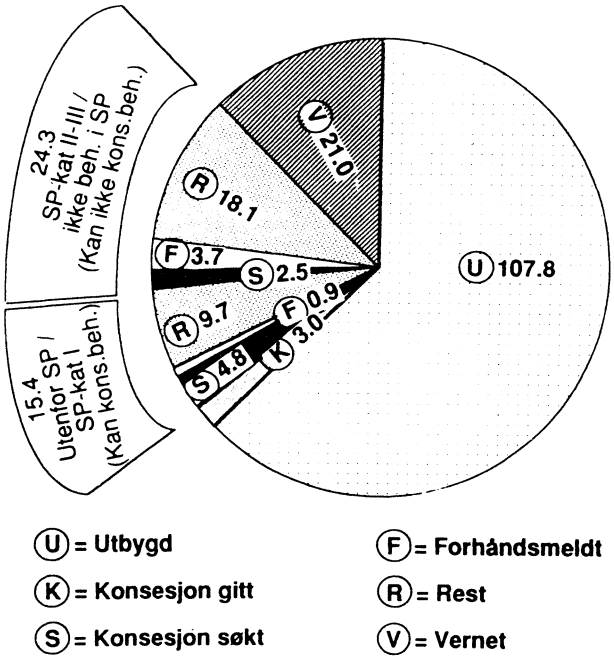
Miljøulemper utover det som kommer med i kostnadstallene inngår ikke.

3. VANNKRAFT

3.1 Vannkraftpotensialet og utbyggingskostnader for vannkraft

Anslagene over økonomisk nyttbar vannkraft er situasjons- og tidsbestemt. Faktorer som spiller inn er den tekniske utvikling, prisutviklingen for alternative genereringsformer, endringer i kalkulasjonsrenten, samt bedring i topografisk og hydrologisk grunnlagsmateriale m.v.

Nyttbar vannkraft er delt i stadiene: Utbygd, konsesjon gitt, konsesjon søkt, forhåndsmeldt, restpotensial og vernet. Figur 3.1.1 nedenfor viser nyttbar vannkraft pr. 01.01.1990 fordelt på disse stadiene. I vedlegg A, tabell A.1, er vist en fylkesvis fordeling av disse potensialene [2].



VANNKRAFTPOTENSIALET
midlere årsproduksjon
171,5 TWh

Figur 3.1.1 Nyttbar vannkraft pr. 01.01.1990.
Tallene angir midlere årsproduksjon i TWh [2].

Landets gjenværende vannkraftpotensiale er delt opp i 6 økonomiklasser. De beregningsmessige kriterier for økonomiklassene er:

- Utbyggingskostnad i øre/kWh
- Produksjonens fordeling på sommer og vinter

De beste prosjektene kommer i økonomiklasse 1, de dårligste i klasse 6.
Gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser og fylker er vist i tabell A.2, vedlegg A. Figur B.1, vedlegg B, viser utbyggingskostnaden for midlere årsproduksjon som funksjon av vinterproduksjon for de 6 økonomiklassene. Figur B.2 på samme side illustrerer omfanget av nyttbar vannkraft fordelt på økonomiklasser, ved henholdsvis 5% og 7% kalkulasjonsrente.

Dersom en går ut fra en antatt fordeling av produksjonen på sommer/vinter på 1/3 / 2/3 blir grensene for de forskjellige økonomiklasser som vist i tabell 3.1.1 nedenfor. Produksjonpotensialet som er angitt i tabellen, er lik gjenværende vannkraft minus vernede vassdrag og vassdrag under utbygging.

Tabell 3.1.1 Produksjonspotensiale og utbyggingskostnad for forskjellige økonomiklasser [2].

Økonomiklasse	Utbyggingskostnad øre/kW	Prod.potensiale GWh/År
1	- 200	3.990,5
2	200 - 270	10.844,8
3	270 - 335	8.293,4
4	335 - 405	10.219,0
5	405 - 470	3.733,9
6	470 -	2.455,4
Sum		39.532,0

Det må her bemerkes at de oppgitte kostnadstallene ikke er fastkraftkostnader, men de inneholder en vurdering av kraftkvaliteten. Fastkraftkostnadene vil i tillegg til utbyggingskostnader, samt drifts- og vedlikeholdskostnader også inneholde kostnader knyttet til kraftkvalitet og leveringssikkerhet.

3.2 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk, januar 1988 - januar 1990

Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk i perioden er vurdert. Som referanse er det antatt et høytrykksanlegg med stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid 4-5000 timer/år. Det antas en kostnadsfordeling for et slikt referanse verk som følger:

	Entreprenørarbeider	= 75%
+	Maskintekniske installasjoner	= 12%
+	Elektrotekniske installasjoner	= 13%
=	SUM	= 100%

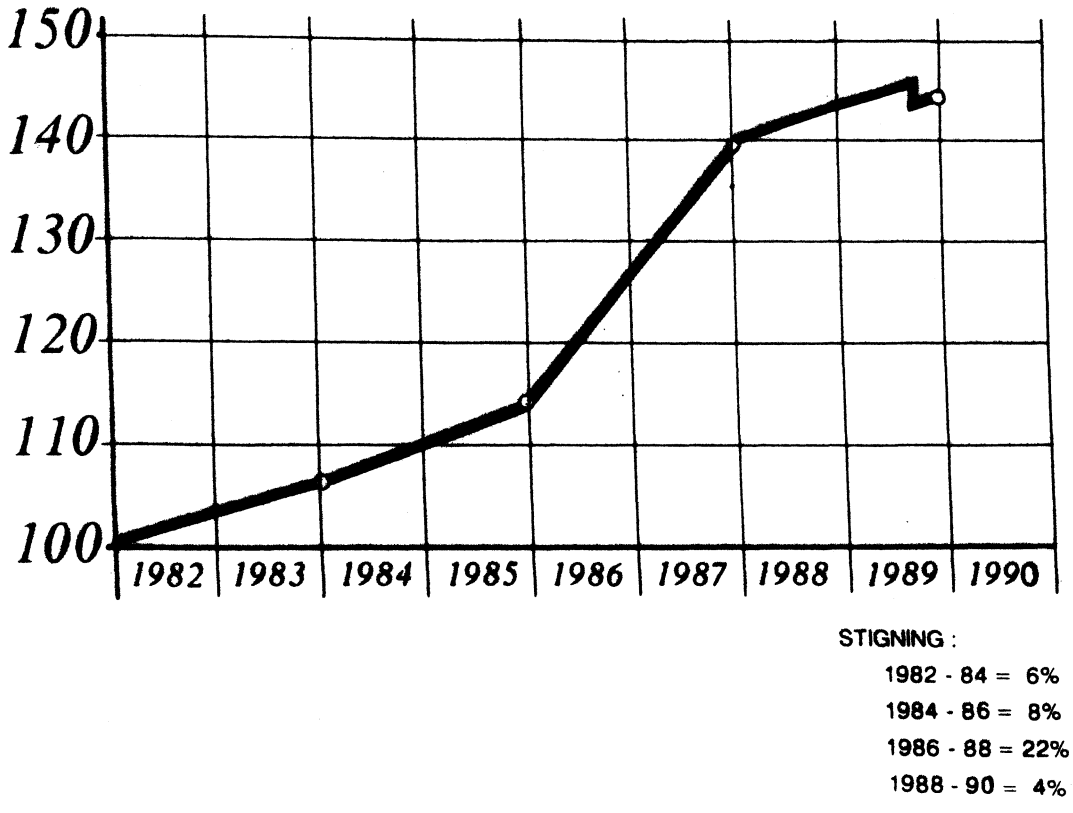
Byggherrens ytelser inngår med en viss andel på hver post.

Entreprenørarbeidene regnes å ha steget 6,6 % i perioden, det vesentligste i den første del. Også for postene maskintekniske og elektrotekniske installasjoner vurderes prisstigningen i perioden som moderat, henholdsvis på 8,1 og 8,8 % [3].

Den samlede nominelle prisstigning for et midlere vannkraftverk blir da:

prisstigning = 0,75 x 6,6 + 0,13 x 8,8 + 0,12 x 8,1
= 7,06
= 7 %

Figur 3.2.1 nedenfor viser kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 1982-1990, januar 1982 er lik 100, basis. For perioden 1982 - 1988 er referansegrunnlaget som angitt i [1]. I perioden 1988-90 økte kostnadsindeksen med 7 prosentpoeng, eksklusive investeringsavgiften. Fra november 89 ble investeringsavgiften redusert med 3 prosentpoeng fra 10 til 7 %. Dette gir en stigning av utbyggingskostnaden, inklusive investeringsavgift på (7-3) % = 4 % i fra 1988 til 1990.



Figur 3.2.1. Kostnadsstigning vannkraftverk. Januar 1982 = 100 [1] [3].

4. VARMEKRAFT

4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget

Undersøkelsen omfatter gassfyrt kombinert anlegg (1 x 700 MW_e), kullfyrt kondenskraftverk (1 x 600 MW_e), kjernekraft (1 x 1000 MW_e) og gassturbinverk (1 x 150 MW_e). Gassturbinverket er i utgangspunktet planlagt som tørrårssikring/effektsikring, mens de øvrige er tenkt som grunnlastverk. Andre anleggsstørrelser vil kunne gi andre spesifikke kostnader.

Vi har ikke inkludert eventuelle kostnader for effektsupplement til de grunnlastdrevne varmekraftverkene.

Prisen på brenselet skal være en gjennomsnittlig pris for verkets økonomiske levetid.

Investeringskostnadene baserer seg på veiledende budsjett-priser på nøkkelferdige anlegg og er hentet fra ref. [4]. Personal- og vedlikeholdskostnader er basert på skjønnsmessige justeringer av tidligere overslag, [1].
Anslagene over termisk virkningsgrad er forsiktig regnet.

Til prisen for hovedleveransen er de tilleggskostnader en norsk byggherre må regne med lagt til. Forutsetningen er bygging av kraftverk uten etablert infrastruktur fra før.

Det må understrekes at kostnadstall for varmekraft ikke er entydige, faste størrelser. Omstendigheter omkring det enkelte prosjekt kan medføre tildels betydelige variasjoner. Mange enkeltfaktorer kan påvirke kostnadsbildet.

Kostnadstallene for varmekraft i denne rapport må samlet sett betraktes mer som generelle og veiledende, enn definitive. For mer konkrete beslutninger må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

4.2 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring

Verket er forutsatt å bestå av 3 gassturbiner med hver sin ufyrte avgasskjel og en felles dampturbin. Samlet installasjon er forutsatt å være ca. 700 MW_e. Kostnadsdata for anlegget (et midlere overslag) er gitt i tabell 4.2.1.
Verket er utstyrt med såkalte lav-NO_x-brennere. Et eventuelt pålegg om katalytisk NO_x-rense-utrustning vil øke både investerings- og driftskostnadene.
Kostnadene til gassforsyningsledning er ikke inkludert. Det er heller ikke forutsatt tankanlegg for reservebrensel.

BRENSELKOSTNAD FOR GASSKKRAFTVERK.

Brennselkostnaden pr kWh_e levert kraftstasjons vegg er gitt som:

$$Bk_G = \text{Spesifikt brenselforbr.} \times \frac{\text{Gasspris}}{\text{Nedre brennverdi}} \quad (\text{øre}/kWh_e)$$

Spesifikt brenselsforbruk (gjennomsnitt for en rekke år) er satt til 7,5 MJ/kWh_e, tilsvarende en termisk virkningsgrad på 48 %. Nedre brennverdi for naturgass fra Nordsjøen er tidligere anslått til 37,4 MJ/Sm^3 [1].

Gass selges normalt på langsiktige kontrakter - typisk varighet 10 - 25 år. I kontraktene blir blant annet fastsatt basis-prisen, reglene for prisjustering, og kjøper's mulighet til å variere gassavtaket over tid m.m.

I de senere årene har gasselgerne på det europeiske markedet lagt det såkalte markedsverdiprinsippet til grunn for sin prissetting. Det vil i korthet si at gassen prises slik at den i aktuell anvendelse er konkurransedyktig med kjøpers beste alternativ.

Vi har ikke gjort noe forsøk på å tallfeste en gasspris, men har i kapittel 5 valgt å bruke følgende fire alternative gasspriser: 30, 60, 90 og 120 øre/Sm^3.

Tabell 4.2.1. Gassfyrt kombiverk, 1 x ca. 700 MW_e.

		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
INVESTERINGSKOSTNAD			
Anleggskostnad,	NOK/kW	4335	4335
Investeringsavgift,	"	270	270
Byggetidsrenter,	"	310	440
Sum (avrundet),	NOK/kW	4950	5050
Kapitalkostnad,	NOK/kWÅr	350	430
DRIFTSKOSTNADER			
Faste	NOK/kWÅr	35	
Variable	øre/kWh	1,8	
TERMISK VIRKNINGSGRAD,	%	48	
= spesifikt brenselforbr.,	MJ/kWh	7,5	

Katalytisk avgassrensing vil øke investeringskostnadene med anslagsvis 300 kr/kW og driftskostnadene med ca. et halvt øre pr. kWh [4].

4.3. Kullfyrt kondenskraftverk

Anlegget er forutsatt å yte ca. 600 MW_e, referert kraftstasjonsvegg. Anleggskostnadene omfatter i tillegg til det som er sagt om kostnadsgrunnlaget i pkt. 4.1, anlegg for kull- og askehåndtering og anlegg for avsvovling av røkgass (de-SOx-utrustning), men ikke NO_x- rensing (de-NOx-utrustning). Kostnadsdata for anlegget er gitt i tabell 4.3.1.

BRENSELKOSTNAD FOR KULLKRAFT.

Det spesifikke brenselsforbruket er anslått til 9,2 MJ/kWh. Kullprisen angis som regel i NOK/GJ. Brenselskostnaden pr kWh_e levert kraftstasjons vegg er da gitt som:

Bk_K = Spesifikt brenselforbr.x Kullpris x 100/1000 (øre/kWh_e)

Også for kull er det vanskelig å bedømme hvordan prisen kan utvikle seg i fremtiden. I EF-studien "Major themes in energy to 2010" er skissert ulike prisbaner for kull - det såkalte "conventional wisdom"-scenariet er basert på følgende prisutvikling:

1995	49	$(1987)/tce	(1,7 $/GJ)
2000	50	" "	(1,7 $/GJ)
2010	60	" "	(2,1 $/GJ)

Vi har i kapittel 5 valgt å bruke en kullpris på 17 NOK/GJ som hovedalternativ, og 8 NOK/GJ som bialternativ. Den laveste brenselsprisen ligger under prisen i dag, mens den høyeste brenselsprisen kan representere prisen på kull over et kull-kraftverks levetid med høy realprisutvikling på kull. Krav om mindre miljøskadelig utslipp fra et kullkraftverk vil øke produksjonskostnaden.

Tabell 4.3.1. Kullfyrt kondenskraftverk, 1 x ca. 600 MW_e.[4].

KULLFYRT KRAFTVERK, 1 x 6000 MW		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
INESTERINGSKOSTNAD:			
Anleggskostnad,	NOK/kW	7680	7680
Investeringsavgift,	"	515	515
Byggetidsrenter,	"	1095	1565
Sum (avrundet),	NOK/kW	9400	9800
Kapitalkostnad,	NOK/kWÅr	665	840
DRIFTSKOSTNADER:			
Faste	NOK/kWÅr	215[1)]	
Variable	øre/kWh	3,65	
TERMISK VIRKNINGSGRAD,	%	39	
= spesifikt brenselforbr.,	MJ/kWh	9,2	
1): Inkludert fast brenselkostnad med 40 NOK/kWÅr			

4.4 Kjernekraft

Kjernekraft var tidligere det generelle hovedalternativet til kullkraft. Kjernekraftens fremtidige rolle er nå meget usikker. Enkelte land med kjernekraftverk har vedtatt å avvikle disse, andre har vedtatt stopp i videre utbygging.
Kjernekraftverket er forutsatt å yte ca. 1000 MW_e. Kostnadsdata er gitt i tabell 4.4.1 [4].

Tabell 4.4.1. Kjernekraftverk, 1 x ca. 1000 MW_e.

		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
INVESTERINGSKOSTNAD			
Anleggskostnad,	NOK/kW	14820	14820
Investeringsavgift,	"	1035	1035
Byggetidsrenter,	"	3045	4425
Sum (avrundet),	NOK/kW	18900	20300
Kapitalkostnad,	NOK/kWÅr	1340	1740
DRIFTSKOSTNADER			
Faste	NOK/kWÅr	260	
Variable	øre/kWh	1,5	

BRENSELKOSTNAD.

I følge nyere utenlandske beregninger vil levetids-gjennomsnitts-kostnaden beløpe seg til vel 8 øre/kWh_e [4]. Vi har imidlertid i våre beregninger benyttet en brenselskostnad på 6,5 øre/kWh i kapittel 5.

4.5 Gassturbinverk

Verket er forutsatt drevet som topplastverk/tørrårssikring, dvs. brukstid på opptil 1000-2000 h/år. Kostnadsdata for gassturbinverket er gitt i tabell 4.5.1.

Tabell 4.5.1. Gassturbinverk, 1 x ca. 150 MW_e.

		Kalkulasjonsrente, % pa	
		5	7
INVESTERINGSKOSTNAD			
Anleggskostnad,	NOK/kW	2470	2470
Investeringsavgift,	"	170	170
Byggetidsrenter,	"	130	190
Sum (avrundet),	NOK/kW	2770	2830
Kapitalkostnad,	NOK/kWÅr	195	240
DRIFTSKOSTNADER			
Faste	NOK/kWÅr	25	
Variable	øre/kWh	2,75	
TERMISK VIRKNINGSGRAD,	%	32	
= spesifikt brenselforbr.,	MJ/kWh	11,0	

BRENSELKOSTNAD.

Vi har antatt at propan/butan og lettolje er de mest aktuelle brennstoff for et gassturbinverk med relativt kort brukstid. Prisen på lettolje vil i hovedsak være bestemt av råoljeprisen, og skjønnsmessig ligge ca. 20 % over denne, regnet på energibasis [4]. I kapittel 5 har vi benyttet en brennstoffpris på 26 og 40 NOK/GJ. Den laveste prisen tilsvarer omtrent det man må betale for propan levert Østlandet i dag, mens den høyeste prisen er antatt gjeldende for lettolje ca. år 2000. Brenselkostnaden for gassturbinverket blir da:

Bk_T= Spesif. brenselforb.x Brennstoffpris x100/1000 (øre/kWh_e)

4.6 Brukstid

Brukstiden for et gitt varmekraftverk, uten krav til samkjøring med det øvrige kraftsystemet, vil kunne avhenge av:

- variasjon i kraftetterspørselen over året og d¢gnet
- planlagt vedlikehold
- ikke planlagt driftsstans
- fleksibilitet i brennstoffleveransen

Ved å samkjøre et kraftsystem (f.eks. bestående av vannkraft og varmekraft) kan man samordne dekkingen av kraftetterspørselen. Brukstiden for de nødvendige kraftverkene kan da bli økonomisk bestemt og annerledes enn det som ville vært tilfelle dersom hvert kraftverk/delsystem skulle dekke sin egen kraftetterspørsel.

Når et kraftverk skal innpasses i det norske (vann)kraft-systemet, vil optimal brukstid avhenge av:

- nedbørsmengden/kortidsgrensekostnad i eksisterende vann-kraftsystem
- tilgjengelighet
- de variable driftskostnader, inkl. brenselskostnadene.

For å finne optimal brukstid for varmekraft innpasset i kraft-systemet utfører NVE driftsimuleringer, ref. kapittel 5.

Tabell 4.6.1 angir hvilke tilgjengeligheter som er lagt til grunn. Det er benyttet de samme verdier som i forrige kostnadsrapport [1]. Tallene for tilgjengelighet er anslag over planlagt og ikke planlagt driftstans. Forskjellen i tilgjengelighet sommer og vinter fremkommer ved at planlagt vedlikehold legges til sommeren.

Tabell 4.6.1. Tilgjengelighetsdata varmekraftverk.

Type	Installasjon	Tilgjengelighet		
	MW_e	Vinter %	Sommer %	h/år
Gasskraft	1 x 700	90	77	7400
Kullkraft	1 x 600	90	59	6700
Kjernekraft	1 x 1000	90	59	6700
Gassturbin	1 x 150	90	77	7400

4.7 Produksjonskostnad

Produksjonskostnaden, i øre/kWh_e, for de forskjellige varme-kraftverkene kan beregnes som:

$$Pk = \frac{\text{Faste årskostn.x 100}}{\text{Brukstid}} + \text{Var.driftskostn.+ Brenselkostn.}$$

hvor: Faste årskostn. = Kapitalkostn. + Faste driftskostn.

Vi vil i kap. 5 beregne fastkraftkostnaden ved innpassing av ulike typer varmekraft i det norske vannkraftsystemet ca. år 2000. Som et sammenligningsgrunnlag har vi i tabell 4.7.1 beregnet produksjonskostnaden for en valgt brukstid uten å ta hensyn til innpassingen i det norske kraftsystemet. Gasstur-binverket er planlagt som tørrårssikring, og vi har valgt å beregne produksjonskostnaden for en gjennomsnittlig brukstid på 1000 timer pr. år.

Tabel 4.7.1. Produksjonskostnad for varmekraft. Tilpasning til eksist. kraftsystem er ikke tatt hensyn til.

Type:	GASSKRAFT				KULLKRAFT		KJERNEKRAFT	GASSTURBIN	
Antatt brukstid, h/a	7400				6700		6700	1000	
Brenselkostnad: øre/Sm^3	30	60	90	120					
" NOK/GJ					8	17		26	40
Kalkulasjonsrete 7% Produksj.kost, øre/kWh	14,1	20,1	26,1	32,2	30,4	35,0	39,4	57,9	73,3
Kalkulasjonsrente 5% Produksj.kost, øre/kWh	13,0	19,0	25,0	31,1	27,8	32,4	33,4	53,4	68,8

4.8 Kostnadsutvikling for varmekraft, januar 88 til januar 90

Tabell 4.8.1 viser den nominelle økningen i anleggskostnader fra forrige kostnadsrapport, januar 88, til denne rapporten, januar 90, ved 7% kalkulasjonsrente.

Den betydelige variasjon i kostnadsøkningen for de ulike varmekrafttyper antas å ha sin årsak i den aktuelle markedssituasjonen. I det siste året har det vært en økning i gassturbinbestillinger, og det er en utbredt oppfatning at det også i de kommende årene vil bli foretatt betydelige bestillinger av slike maskiner. Gassturbin-markedet har således endret seg vesentlig i løpet av kort tid, og dette har gitt en markert stigning i prisen på gassturbiner.

Tabell 4.8.1. Sammenligning av anleggskostnader for varmekraft.

Anleggskostnadene er gitt for 7% KALKULASJONSRENTE	Jan. 88	Jan. 90	Nominell økning
Gasskr.,kombi anl.1x700 MW NOK/kW	4400	5050	14%
Kullkraft, 1 x 600 MW, NOK/kW	9300	9800	5%
Kjernekraft, 1x1000 MW, NOK/kW	18000	20300	13%
Gassturbinverk, 1 x 150, NOK/kW	2070	2830	36%

5. FASTKRAFTKOSTNAD

Fastkraftkostnaden for et nytt kraftprosjekt, kan avvike fra kostnadene pr. produsert enhet. Dette skyldes at:

1: Fastkraftproduksjonen fra det eksisterende vannkraftsystemet kan endre seg ved å introdusere det nye verket. Et varmekraftverk kan f.eks. supplere vannkraftproduksjonen i nedbørsvake år, mens et vannkraftverk med stor magasinkapasitet i forhold til tilsiget, kan overføre tilsig fra ett år til neste år. I begge tilfeller kan vi få foredlet tilfeldig kraft til fastkraft. For et nytt vannkraftverk vil dessuten leveringssikkerheten for en gitt kraftmengde øke når kraftverket kan samkjøres med resten av kraftsystemet.

2: Et prosjekt kan gi en produksjon som avviker fra den en kan forvente ved en isolert vurdering av prosjektet. Ved at verket kan samkjøre med resten av kraftsystemet vil et varmekraftverk kunne a: dra nytte av reguleringsmulighetene i det eksisterende vannkraftsystemet og b: få kortere driftstid enn den teknisk mulige, fordi kortidsgrensekostnad i det eksisterende kraftsystemet er lavere enn de driftsavhengige kostnadene for verket i størstedelen av tiden.

For å fastlegge fastkraftproduksjonen, og dermed fastkraftkostnaden, for et nytt kraftverk, må det utføres driftssimuleringer av det norske kraftsystemet med og uten det nye kraftverket. I denne rapporten har man imidlertid ikke foretatt nye driftssimuleringer for å bestemme fastkraftkostnaden fra varmekraftverkene. Man har forutsatt at rammebetingelsene ikke har endret seg vesentlig siden 1988 rapporten og bygger derfor på de beregninger som ble lagt til grunn i forrige rapport [1].

De beregnede fastkraftkostnader gjelder under forutsetning av at kraftsystemet hele tiden bygges ut og drives samfunnsøkonomisk optimalt i forhold til fastkraftetterspørselen.

5.1 Grunnlagsdata

Underlaget for å beregne fastkraftkostnaden for ny vannkraft, langtids grensekostnad, er beskrevet i [5]. For varmekraft er det brukt de data som er presentert i avsn. 4.

5.2 Langtids grensekostnad for vannkraft (LGK)

Langtids grensekostnad (LGK) uttrykker den samfunnsøkonomiske kostnad ved en marginal økning av kraftsystemets evne til å levere fastkraft ved utbygging.
LGK avhenger av antatt vekst i forbruket, dekningsplanen for denne veksten, kalkulasjonsrenten, og anleggets økonomiske levetid.

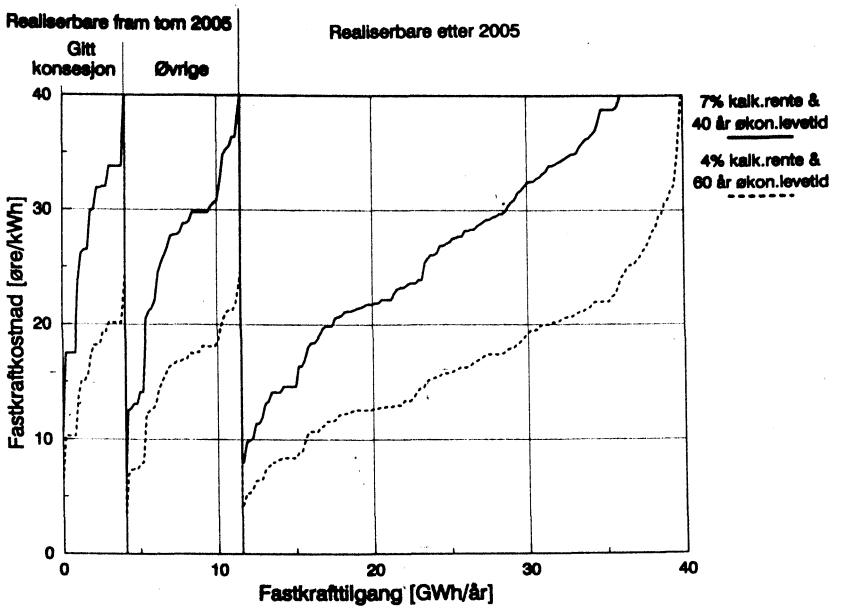
LGK representerer for et bestemt år i prinsippet en veiet middelverdi av kostnadene for de prosjekter som settes igang dette året.

Beregnet midlere fastkraftkostnad for vannkraft som kan bygges ut fram til og med 2005, økonomisk levetid 40 år, pengeverdi pr. 1.1. 90 og referert kraftstasjonsvegg, er som følger:

	LGK ref. kraftstasjon, øre/kWh			
Kalkulasjonsrente:	4%	5%	6%	7%
Midlere FK-kostnad for 1990	18,0	20,7	23,7	26,9

Forrige kostnadsrapport basert på pengeverdi 1.1.88, anga til sammenligning en midlere fastkraftkostnad på 20,9 og 26,6 øre/kWh for 5% og 7% kalkulasjonsrente for vannkraftprosjekter som ble antatt realiserbare før år 2000 [1]. Når vi denne gang har en lavere kostnadsstigning for ny kraft enn prisstigningen skulle tilsi, skyldes det at en del dyre prosjekter som tidligere inngikk i kostnadsgrunnlaget er skjøvet ut i gruppen for realiserbare etter 2005.

De prosjekter som er med i fastkraftberegningen er realiserbare før år 2005 og har en fastkraftkostnad lavere enn 40 øre/kWh. Fordelingen av fastkraftkostnaden for disse 163 (27 gitt konsesjon) er vist i figur 5.2.1, fra [5]. Tilsammen er det ytterliggere 508 vannkraftprosjekter som inngår i gruppen som mulige realiserbare etter 2005, av disse behandles en rekke under verneplan IV.



Figur 5.2.1. Fordeling av fastkraftkostnad for vannkraft. Prosjektene er delt inn i realiserbare før år 2005 (11,5 TWh) og rest (28,6 TWh), fra [5].

5.3 Fastkraftkostnad for varmekraft - grunnlastverk

5.3.1 Beregningsalternativer

Fastkraftkostnaden for de ulike varmekrafttypene er beregnet for 5 og 7% kalkulasjonsrente. Vi har tatt utgangspunkt i følgende basisforutsetninger:

A: Basisforutsetning. Den økte fastkraftlevering forutsettes å gå til alminnelig forsyning. Kullprisen er på 17 NOK/GJ, tungolje pris på 30 og en lettoljepris på 40 NOK/GJ. Tilfeldigkraftmarkedet reflekterer disse prisene. Gassen forutsettes leveret med et spesifisert fast årlig uttak, og gasskostnaden betraktes dermed som en fast årlig kostnad uavhengig av driftstiden. De driftsavhengige kostnadene blir dermed lave og brukstiden lang.

I de øvrige alternativene har vi beholdt basisforutsetningene i A, men har endret følgende faktorer enkeltvis:

B. variabelt gassavtak. Vi forutsetter at det er mulig med et variabelt uttak av gass. Gasskostnadene inkluderes i de driftsavhengige kostnadene som derved blir høyere enn i A.

C. kraftmarkedet reflekterer en kullpris på 8 NOK/GJ. I dette beregningsalternativet har vi forutsatt en kullpris på 8 NOK/GJ. Vi har videre forutsatt at prisdifferansen mellom kull og olje er uendret og at tilfeldigkraftmarkedet reflekterer disse prisene.

5.3.2 Beregningsresultater

Beregningsresultatene er vist i tabell 5.3.1. For en nærmere redegjørelse for fremgangsmåte og detaljer omkring beregningene vises det til ref. 6.

Tabell 5.3.1. Beregningsresultater for grunnlastverk.

Type:	GASSKRAFT				KULLKRAFT		KJERNEKRAFT
Gasskostnad: øre/Sm3 Kullpris: NOK/GJ	30	60	90	120	8	17	
KALKULASJONSRENTE 7% Fastkraftkost.,øre/kWh	14,3	20,6	26,6	32,7	26,4	34,1	37,2
KALKULASJONSRENTE 5% Fastkraftkost.,øre/kWh	13,2	19,5	25,5	31,6	23,7	31,5	31,3

Figur 5.3.1 viser fastkraftkostnaden for gasskraft, kullkraft og kjernekraft for 7% kalkulasjonsrente. Fastkraftkostnaden for gasskraft er vist som funksjon av gasskostnaden for fast og variabelt gassavtak.

For at kullkraft skal være konkurransedyktig med ny vannkraft, kan kullprisen maksimalt utgjøre 9 NOK/GJ ved 7% kalkulasjonsrente. Dette er vesentlig lavere enn forventet fremtidig kullpris.

Generelle kommentarer til resultatene:

1. De beregnede fastkraftkostnadene fra driftssimuleringene avviker lite fra produksjonskostnaden som er vist i tabell 4.7.1.

2. Simuleringene er gjort ved økonomisk optimal tilpasning mellom produksjonskapasiteten og fastkraftforpliktelsene. Kraftverkene drives da som grunnlastverk med nær maksimal brukstid. Dette er overensstemmende med resultatene i forrige rapport [1].

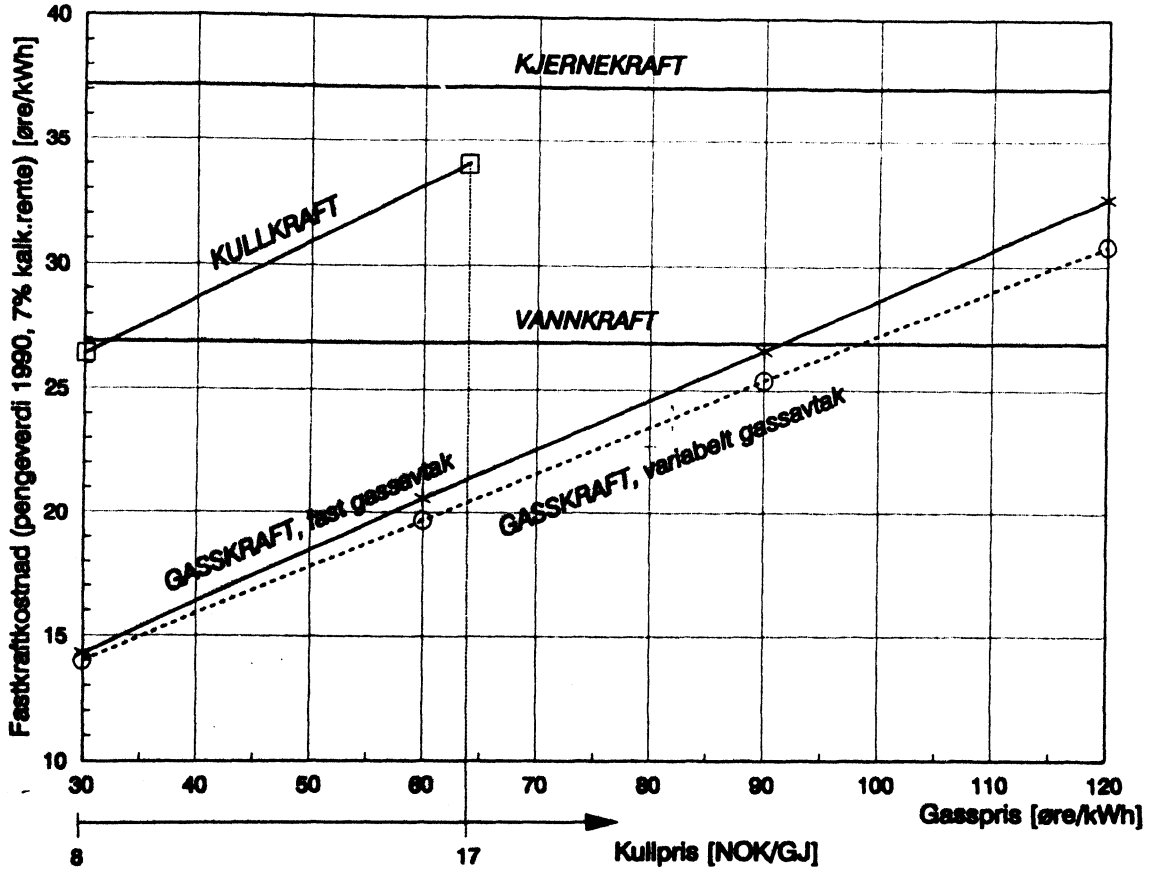
Kommentarer til beregningsalternativene:

A. Gasskraftverket har for basisalternativet en utnyttelse på ca. 97% av tilgjengeligheten, dvs. ca 7200 timer. Fastkraftproduksjonen er litt høyere enn middelproduksjonen, mens leveringssikkerheten viser en svak bedring ved innpassing av gasskraft, vedlegg C.

B. Med variabelt gassavtak vil utnyttelsen synke og fastkraftandelen øke ettersom gasskostnaden stiger. Ved 60 og 90 øre/Sm^3 er systemgevinsten ved variabelt gassuttak ca. 1,2 øre/kWh_e, sammenlignet med fast gassavtak. Det betyr at man kan betale ca. 5-7 øre/Sm^3 mere for gassen ved variabelt gassavtak.

C. Ved en kullpris på 8 NOK/GJ og et kraftmarked som reflekterer denne kullprisen, blir kullkraftkostnaden redusert med ca. 7,7 øre/kWh_e i forhold til basis forutsetning på 26,4 øre/kWh.

Figur 5.3.1. på neste side gir et grafisk bilde av beregningsresultatene.



Figur 5.3.1. Fastkraftkostnad for varmekraft innpasset i det norske kraftsystem Pengeverdi 1.1.90. Kalkulasjonsrente 7%.

5.4 Fastkraftkostnad for varmekraft - tørrårsverk

5.4.1 Beregningsalternativer

Vi har beregnet kostnadene for et gassturbinverk drevet som tørrårsverk, dvs. supplement til vannkraftsystemet i år med lite tilsig. I tillegg til tørrårssikringen kan også gassturbinverket bidra med effektsikring, dvs. effektdekning i høylastsituasjoner. Dette er det ikke tatt hensyn til i våre beregninger.

Vi har igjen beholdt basisforutsetningene, A (med kraftutveksling m.v.) - ref. 5.3.1, men vi har også et alternativ:

D. uten import og eksport. Fastkraftkostnaden er beregnet under forutsetning av at vi ikke har noen mulighet for å utveksle kraft med våre naboland.

5.4.2 Beregningsresultater

Hovedresultatet for det gassturbindrevne tørrårsverket er vist i tabell 5.4.1. En fullstendig oversikt over beregningsresultatene er gitt i vedlegg D.

Beregningen for gassturbinverket har foregått på en prinsipiell annen måte enn for grunnlastverkene. Vi har beregnet fastkraftkostnaden, og de andre størrelsene, under forutsetning av at leveringssikkerheten holdes konstant. Denne forutsetningen har medført at kortidsgrensekostnad, KGK, har økt med ca. 4-6 øre/kWh ved innpassingen av tørrårsverket.

Tabell 5.4.1. Fastkraftkostnad gassturbindrevet tørrårsverk.

		5% KALKULASJONS-RENTE		7% KALKULASJONS-RENTE	
		BRENSELPRIS		BRENSELPRIS	
	KRAV TIL LEV.SIK.HET %	26 NOK/GJ	40 NOK/GJ	26 NOK/GJ	40 NOK/GJ
MED KRAFTUTVEKSLING MED VÅRE NABOLAND:					
FASTKRAFTKOSTNAD, øre/kWh	99,7	30,4	32,4	31,0	33,2
" "	99,6	33,0	35,7	33,6	36,5
UTEN KRAFTUTVEKSLING MED VÅRE NABOLAND:					
FASTKRAFTKOSTNAD, øre/kWh	99,6	19,8	20,9	20,7	21,9
" "	99,5	22,2	22,8	23,2	24,1

Generelle kommentarer til beregningsresultatene:

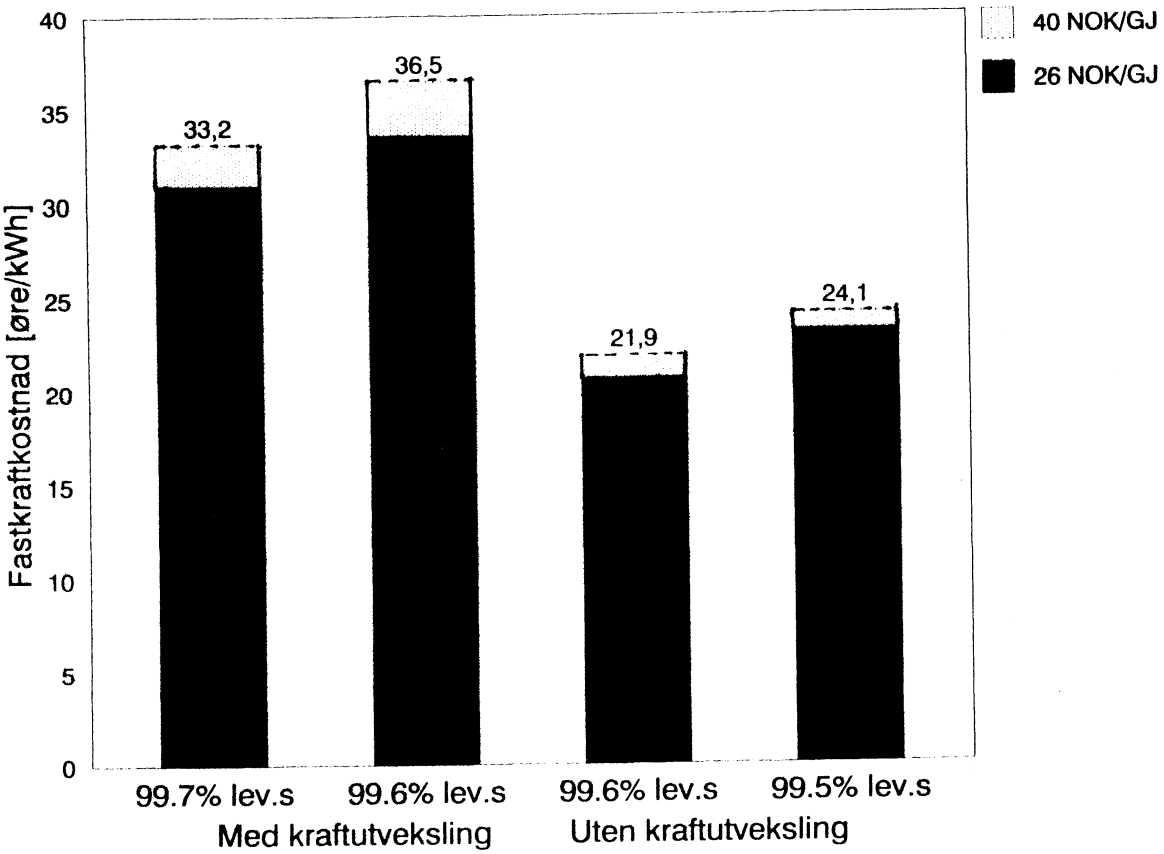
1. Fastkraftkostnaden for tørrårsverket blir vesentlig lavere enn produksjonskostnaden. Grunnen til dette er at tørrårsverket gir en vesentlig reduksjon i rasjoneringskostnadene i de tørreste årene, samt at vi foredler mye tilfeldigkraft til fastkraft.

2. Fastkraftkostnaden og brukstiden reduseres ved økende krav til leveringssikkerhet. Ved å kreve en leveringssikkerhet på f.eks. 99,7% istedenfor 99,6%, vil fastkraftkostnaden reduseres med ca. 3 øre/kWh.

3. Fastkraftkostnaden varierer relativt lite med brenselkost-

naden. Brukstiden blir imidlertid vesentlig lavere ved den høyeste brenselkostnaden, fordi denne brenselskostnaden medfører at importmuligheten utnyttes fullt ut før tørrårsverket benyttes.

Figur 5.4.1. gir et grafisk bilde av beregningsresultatene.



Figur 5.4.1. FASTKRAFTKOSTNAD TØRRÅRSVERK MED OG UTEN KRAFTUTVEKSLING MED VÅRE NABOLAND 7% KALK.RENTE. BRENSELPRIS 26 OG 40 NOK/GJ

Kommentarer til beregningsalternativene:

Fastkraftkostnaden reduseres kraftig dersom man ikke tar hensyn til samkjøringen med utlandet. Dersom man skal kunne dekke kraftetterspørselen uavhengig av samkjøring med utlandet, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å innpasse gassturbindrevne tørrårsverk så fort som mulig.

5.5 Vurdering av fastkraftkostnadene

Grunnlastverk.
Kullkraft er ikke økonomisk konkurransedyktig med dagens vannkraft med de forventede kullprisene på 12-17 NOK/GJ. For at kullkraft skal bli konkurransedyktig kan kullprisen maksimalt utgjøre ca. 9 NOK/GJ ved 7% kalkulasjonsrente.

Dersom gasskraft skal være økonomisk gunstigere enn dagens kostnad for ny vannkraft, kan gasskostnaden maksimalt utgjøre ca. 90 øre/Sm^3 ved 7% kalkulasjonsrente. Det er i denne sammenligning hverken tatt hensyn til eventuelle forskjeller i effektkostnader i kraftsystemet eller forskjeller i miljø- og ressurskostnader.

Dersom gassleveransen kan utkoples når det er systemmessig gunstig (dvs. når kortidsgrensekostnad i kraftsystemet er lavere enn de driftsavhengige kostnadene for gasskraftverket), vil man kunne betale 5 - 7 øre/Sm^3 mer for gassen enn om gassen leveres med fast uttak.

Tørrårsverk.
Fastkraftkostnaden for gassturbiner som utnyttes som tørrårssikring er vesentlig lavere enn produksjonskostnaden pr. produsert enhet på grunn av redusert rasjonering og foredling av tilfeldigkraft til fastkraft. Fastkraftkostnaden varierer derfor relativt lite med brenselkostnaden, men fastkraftkostnaden og brukstiden reduseres ved økte krav til leveringssikkerhet.

Dersom man ikke tar hensyn til samkjøring med utlandet, vil fastkraftkostnaden reduseres betydelig og ligge under gjeldende langtidsgrensekostnad.

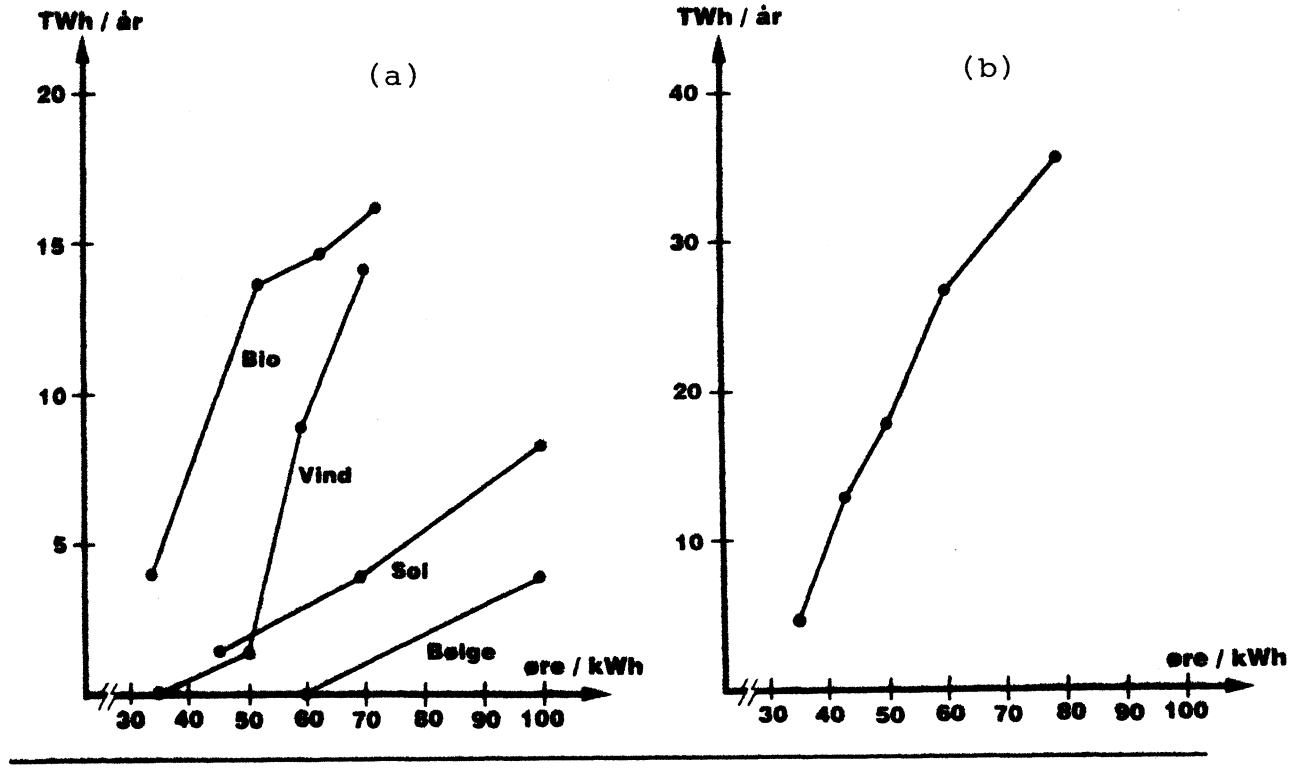
6. NYE FORNYBARE ENERGIKILDER

6.1. Potensiale og utbyggingskostnader.

Norge har gode muligheter til å redusere sin framtidige avhengighet av fossilt brensel. Disse muligheter er nær knyttet til utnyttelsen av vannkraftsystemet, nye fornybare energikilder, bruk av varmepumper og energiøkonomisering. I NVE-rapport E-2/90 [7] er det redegjort for det potensialet for utnyttelse av nye fornybare energikilder og de kostnader som kan forventes dersom disse energikilder tas i bruk, forutsatt at det benyttes en teknologi som forventes å eksistere i år 2000.

NVE-rapporten [7] viser at det foreligger et samlet utbyggbart potensiale på rundt 20 TWh/år regnet som nyttiggjort energi (termisk + elektrisk) med en kostnad lavere enn 50 øre/kWh (pengeverdi 1990) for sol-, vind-, bio- og bølgeteknologi. Energi fra avfall er i denne sammenheng regnet med som en del av bioenergipotensialet.

Figur 6.1 a-b viser utbyggbart potensiale for nye fornybare energikilder i Norge, (a) som funksjon av utbyggingskostnadene for hver enkelt energikilde og (b) samlet.



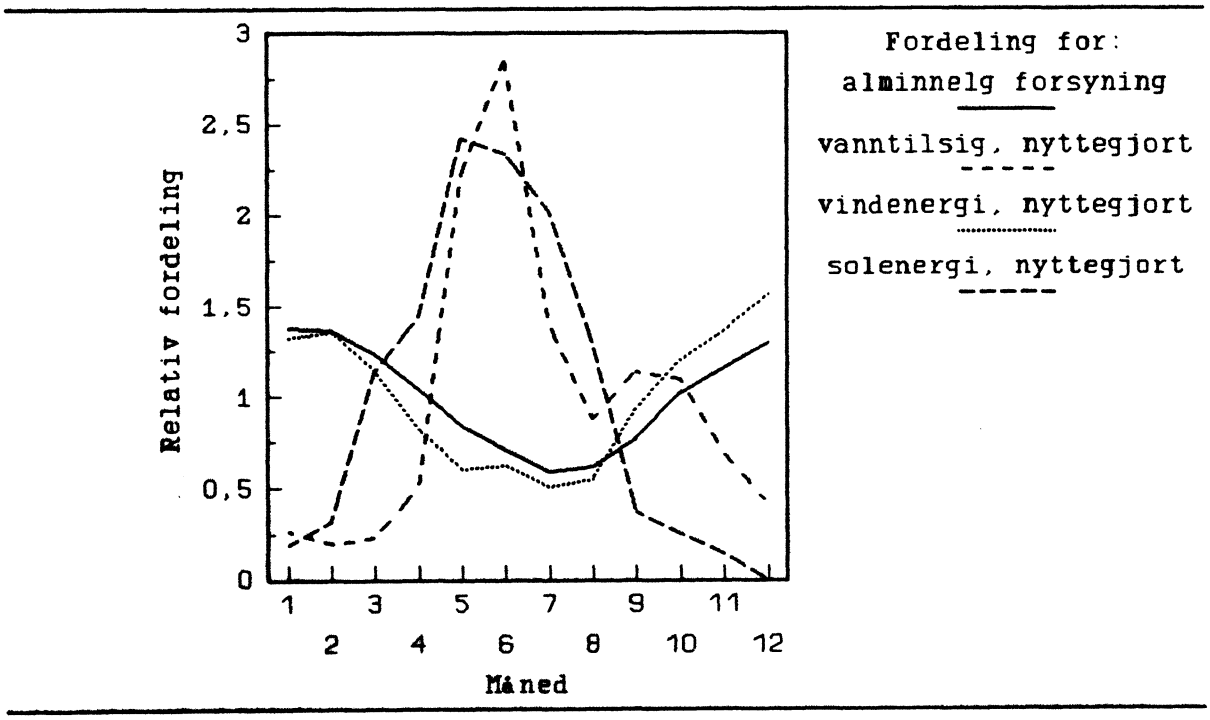
Figur 6.1. Utbyggbart potensiale for fornybare energikilder, (a) som funksjon av utbyggingskostnadene for hver enkelt energikilde og (b) samlet.
Forventet teknologi år 2000. Pengeverdi 1990.

For vind- og bølgeenergi er potensialene og kostnadene først og fremst avhengig av teknologi og naturgitte forhold samt tilgjengelige arealer. De data som er lagt til grunn for sol- og bioenergi er i større grad knyttet til samfunnsstyrte forhold som fornyelsestiltak i bygningsmassen, samt industri- og landbruksutvikling.

6.2 Integrasjonskostnader for ny produksjon.

Enhver dekning av etterspørsel etter energi fra et nytt anlegg vil føre med seg kostnader i tillegg til investeringer og driftskostnader i energianlegget. Kostnadene skyldes overføringskostnader fra produksjonssted til forbruker og investeringer i produksjonsreserve og kostnader for å kunne dekke etterspørselen ved redusert leveringsevne i det aktuelle anlegget. Disse tilleggskostnader omtales her som systemets integrasjonskostnader for å kunne dekke etterspørselen momentant og over året. Disse kostnadene er relativt beskjedne når det gjelder nye fornybare energikilder. Det skyldes at det er god reguleringsevne i det bestående vannkraftsystemet.

Figur 6.2. viser at sesongfordelingen av mulig produksjon fra vindkraftanlegg er gunstigere når det gjelder å dekke forbruksvariasjonene over året enn energitilgangen fra vannkraftverk vurdert ut fra vanntilsiget. Dette indikerer at behovet for sesonglagring av energi fra vindkraftverk kan være lite, men det må nødvendigvis være adgang til utjevning med korttidslagring.



Figur 6.2. Fordeling av nyttbar energitilgang over året for vind-, sol- og vannkraftanlegg. [7].

Energitilgangen fra solenergianlegg har ikke så gunstig årsprofil som vindkraft, men energitilgangen kan ligge høyt allerede i mars-april mens vannkraftanleggene fremdeles må tappe fra magasinene.

En samordnet planlegging på utbyggings- og driftssiden mellom vannkraft og nye fornybare energikilder som sol-, vind- og bølge-kraft gir muligheter for at slike energislag kan gi kostnadseffektive bidrag til det norske energisystemet. Enøk-tiltak og bruk av varmepumper kan også gi positive bidrag, uten at dette er behandlet i denne sammenheng.

REFERANSER

1. NVE-E publikasjon nr. 3/89: Kostnader for kraftverk prosjekter, prisnivå januar 88.

2. NVE, VU-notat nr 22/90: Vannkraftpotensial, økonomi klasser, 01.01.90.

3. NVE, ESK-notat nr. 6/90: Byggekostnadsindekser for vannkraftanlegg pr. 1.1.90

4. Statkraft, D-NOTAT nr. 107/90, datert 07.11.90: Kostnadstall for termiske kraftverkstyper, januar 1990.

5. NVE, E-rapport 1/91: Langtidsgrensekostnad for fastkraft.

6. NVE, ESK 7/88 Del I. Fastkraftkostnad for varmekraft innpasset i det norske kraftsystem. 11.05.1989.

7. NVE, Avdelingsrapport E 2/90: Klimarelaterte problemstillinger og energisektoren. Nye fornybare energikilder og vannkraft.

VEDLEGG A. Fylkesvis fordeling av nyttbar vannkraft pr. 01.01.1990. Midlere årsproduksjon i GWh, fra [2].

Tabell A.1 Nyttbar vannkraft fordelt på utbyggingsstadiene.

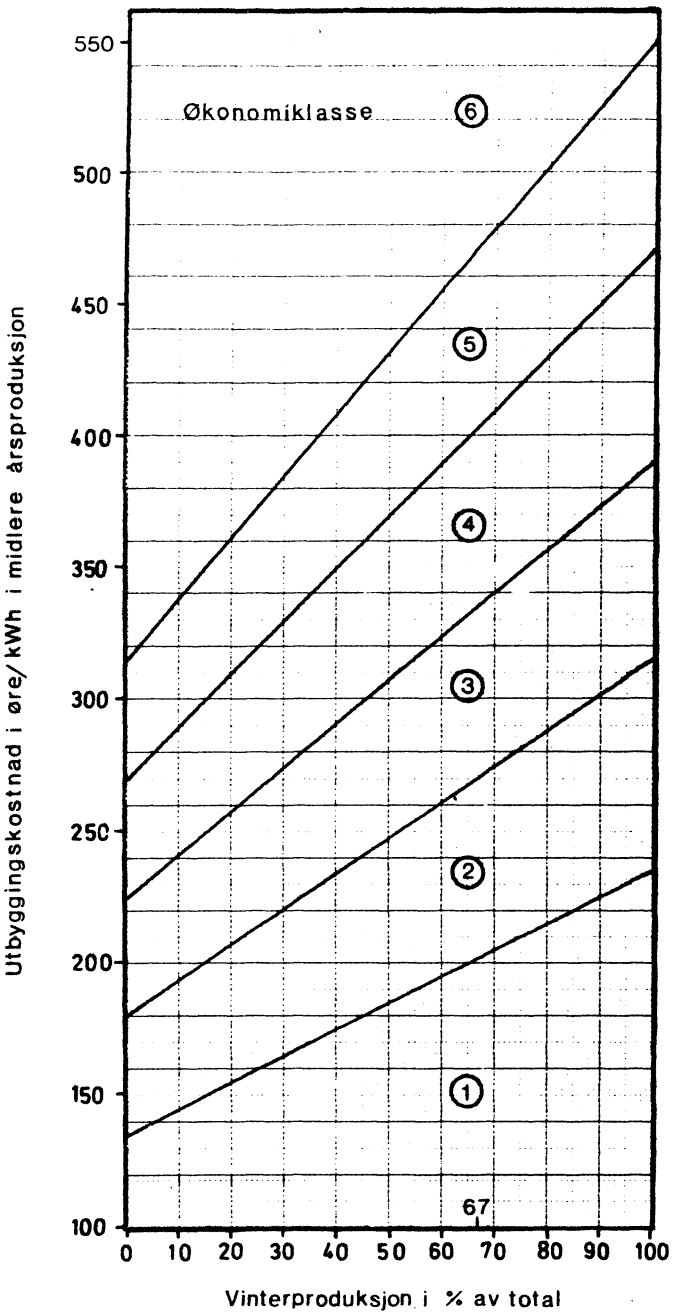
(MIDLERE ÅRSPRODUKSJON I GWH)

	UTBYGD	*KONS GITT*	*KONS SØKT*	*FORHÅNDS-MELDT*	*REST*	*VERNET*	*TOTALT*
ØSTFOLD	4132.5	0.0	0.0	0.0	24.6	20.0	4177.1
AKERSHUS	899.5	0.0	0.0	0.0	0.0	74.1	973.6
OSLO	19.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.5
HEDMARK	2283.1	0.0	253.6	0.0	927.7	2397.2	5861.6
OPPLAND	5463.9	49.2	1420.3	326.8	3133.7	1782.4	12176.3
BUSKERUD	8813.4	31.4	64.4	20.0	1874.5	832.8	11636.5
VESTFOLD	16.3	0.0	31.6	0.0	166.0	0.0	213.9
TELEMARK	11754.1	47.0	251.5	0.0	1449.9	417.6	13920.1
AUST-AGDER	3971.4	256.7	985.5	0.0	799.6	124.2	6137.4
VEST-AGDER	8222.8	0.0	160.2	211.8	831.7	730.7	10157.2
ROGALAND	9461.9	0.0	238.0	724.6	2514.3	229.0	13167.8
HORDALAND	13522.3	125.0	295.0	244.0	2624.6	5201.0	22011.9
SOGN OG FJORDANE	11552.4	23.5	2292.1	571.6	3309.2	2445.0	20193.8
MØRE OG ROMSDAL	5386.1	137.5	25.8	105.2	2051.9	1560.3	9266.8
SØR-TRØNDELAG	4037.7	6.7	342.2	368.0	417.3	1218.4	6390.3
NORD-TRØNDELAG	2384.6	485.8	0.0	810.0	1325.0	940.1	5945.5
NORDLAND	12094.0	1888.0	727.2	1047.9	5536.6	293.6	21587.3
TROMS	2427.0	0.0	137.8	127.5	406.6	1838.6	4937.5
FINNMARK	1373.4	4.0	72.4	0.0	409.3	842.0	2701.1
HELE LANDET	107815.9	3054.8	7297.6	4557.4	27802.5	20947.0	171475.2

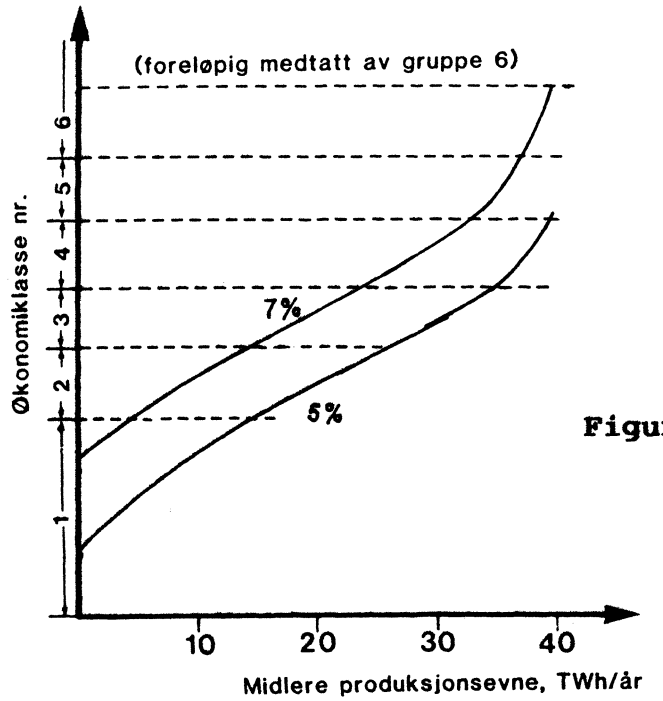
Tabell A.2 Fylkesvisfordeling av gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser. Midlere årsproduksjon i GWh [2].

	UTBYGD	*IKKE UTBYGD*						*TOTALT*
		ØKONOMIKLASSE						
		1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*SUM*
ØSTFOLD	4132.5	0.0	30 0	5.6	0.0	9.0	0.0	44.6	4177.1
AKERSHUS	899.5	0.0	0.0	0.0	7.3	66.8	0.0	74.1	973.6
OSLO	19.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.5
HEDMARK	2283.1	21.9	908.9	1836.2	536.5	161.7	113.3	3578.5	5861.6
OPPLAND	5463.9	2246.0	2503.7	219.9	1582.9	91.3	68.6	6712.4	12176.3
BUSKERUD	8813.4	0.0	834.3	956.2	516.8	146.7	369.1	2823.1	11636.5
VESTFOLD	16.3	131.0	0.0	0.0	0.0	66.6	0.0	197.6	213.9
TELEMARK	11754.1	190.5	357.7	381.0	921.1	261.7	54.0	2166.0	13920.1
AUST-AGDER	3971.4	54.2	1082.6	459.2	462.0	92.6	15.4	2166.0	6137.4
VEST-AGDER	8222.8	73.0	294.1	1087.0	214.3	150.5	115.5	1934.4	10157.2
ROGALAND	9461.9	419.0	1380.3	998.3	724.9	170.2	13.2	3705.9	13167.8
HORDALAND	13522.3	1567.3	3825.0	2078.4	587.5	348.4	83.0	8489.6	22011.9
SOGN OG FJORDANE	11552.4	1927.9	2167.1	1401.6	1571.7	1412.3	160.8	8641.4	20193.8
MØRE OG ROMSDAL	5386.1	580.0	309.6	1323.5	1219.2	434.5	13.9	3880.7	9266.8
SØR-TRØNDELAG	4037.7	144.0	234.7	1031.4	439.1	267.4	236.0	2352.6	6390.3
NORD-TRØNDELAG	2384.6	720.0	496.0	1579.7	557.2	179.4	28.6	3560.9	5945.5
NORDLAND	12094.0	500.0	1412.5	3031.9	3286.5	408.9	853.5	9493.3	21587.3
TROMS	2427.0	0.0	0.0	1174.6	895.4	234.5	206.0	2510.5	4937.5
FINNMARK	1373.4	210.0	0.0	19.0	511.1	264.1	323.5	1327.7	2701.1
HELE LANDET	107815.9	8784.8	15836.5	17583.5	14033.5	4766.6	2654.4	63659.3	171475.2
KONSESJON GITT		40.3	1042.0	1455.1	454.4	63.0	0.0	3054.8	
KONSESJON SØKT		815.5	2084.3	893.5	1911.2	1005.6	587.5	7297.6	
FORHÅNDSMELDT		102.3	1226.0	1839.1	900.0	255.4	234.6	4557.4	
REST		3072.7	7614.5	5606.8	7407.8	2467.4	1633.3	27802.5	
VERNET		4754.0	3869.7	7789.0	3360.1	975.2	199.0	20947.0	

VEDLEGG B. Økonomiklassifisering av gjenværende nyttbar vannkraft, pr. 01.01.1990, fra [2].



Figur B.1. Økonomi-klassifisering.



Figur B.2. Gjenværende nyttbar vannkraft fordelt på økonomiklasse ved 5 og 7% kalkulasjonsrente [2].

VEDLEGG C. Fastkraftkostnad for grunnlastdrevne varmekraftverk ved innpassing i kraftsystemet, [4].

	7% KALKULASJONSRENTE					5% KALK.RENTE[1]
	Fastkraft-kostnad øre/kWh	Utnyttelse i % av til-gjengelig %	Fastkraft / Middelprod. %	Leverings.-sik.het før %	Endring i lev.sik.h. pga. enheten %poeng	Fastkraft-kostnad øre/kWh
A. BASISREFERANSE:						
Gasskraft, 30 øre/Sm^3	14,3	97,2	100,9	99,91	-	13,2
60 "	20,6	97,0	101,9	99,80	0,01	19,5
90 "	26,6	96,7	101,6	99,71	0,01	25,5
120 "	32,7	96,5	103,9	99,60	0,02	31,6
Kullkraft	34,1	94,2	109,5	99,57	0,02	31,5
Kjernekraft	37,2	97,3	104,2	99,51	0,01	31,3[2]
B. VARIAB. GASSAVTAK						
Gasskraft, 30 øre/Sm^3	14,0	91,4	99,2	99,92	-	12,7
60 "	19,7	86,4	109,0	99,83	0,01	18,5
90 "	25,4	74,3	112,2	99,74	0,03	24,0
120 "	30,8	68,1	128,6	99,65	0,07	29,5
Kullkraft	26,4	94,6	105,1	99,59	0,03	23,7

1: Da fastkraftkostnaden for 5% kalkulasjonsrente viser relativ liten forskjell fra 7% kalk.rente, unntatt kjernekraftverk, vil de andre størrelsene bli så godt som identisk med de for 7% og de er derfor ikke vist.

2: Øvrige data kjernekraft ved 5% 97,4 104,8 99,63 0,01

VEDLEGG D. Fastkraftkostnad for gassturbindrevne tørrårsverk innpasset i kraftsystemet ca. år 2000.

	7% KALKULASJONSRENTE					5% KALK.RENTE
	Fastkraft-kostnad øre/kWh	Brukstid h	Fastkraft / Middelprod. %	Kortids-grensekostn. før øre/kWh	Endring i KGK pga. enheten øre/kWh	Fastkraft-kostnad øre/kWh
A. BASISREFERANSE:						
LEV.SIK.HET = 99,70%:						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	31,0	1965	379,3	27,1	5,0	30,4
40 "	33,2	371	1364,0	27,1	4,3	32,4
LEV.SIK.HET = 99,60%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	33,6	3168	244,4	32,8	4,1	33,0
40 "	36,5	561	957,0	32,8	3,8	35,7
D. UTEN IMPORT/EKSPORT						
LEV.SIK.HET = 99,60%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	20,7	589	814,0	18,5	3,9	19,8
40 "	21,9	343	1220,8	18,5	3,2	20,9
LEV.SIK.HET = 99,50%						
Gassturbin, 26 NOK/GJ	23,2	1116	418,0	23,9	5,9	22,2
40 "	24,1	418	839,0	23,9	4,7	22,8

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energiverk (NVE)
Adresse: Postboks 5091 Majorstua, 0301 Oslo 3

I PUBLIKASJONSSERIEN ER UTGITT:

Nr NVE 1. J. F. Nicolaisen: Retningslinjer for stenge/tappeorganer og rør. (18 s.) 1991.

" " 2. S. Taksdal: Vannstand/vannføringsarkiv pr 30.01.1991. (226 s.) 1991.

" " 3. J. Cock: Pris på elektrisk kraft 1991. (10 s.) 1991.

" " 4. O/U-prosjektet. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 11 Dragetossen kr.verk. (9 s.) 1991.

" " 5. O/U-prosjektet. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 12 Skoltefoss kr.verk. (8 s.) 1991.

" " 6. O/U-prosjektet. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 13 Moksa kr.verk. (28 s.) 1991.

" " 7. O/U-prosjektet. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 14 Dale kr.verk. (20 s.) 1991.

" " 8. O/U-prosjektet. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, nr 15 Nedre Vinstra kr.-verk. (18 s.) 1991.

" " 9. M.-B. Nordkild Aas og E. Solberg: Kostnader for kraftverkprosjekter. (32 s.) 1991.

NORGES VASSDRAG
OG ENERGIVERK
00531977