

KOSTNADER FOR KRAFTVERKSOPPROSJEKTER

Prisnivå januar 1982

**Rapport fra et utvalg
nedsatt av NVE-S, NVE-V og NVE-E**

SAMSPILL VANNKRAFT/VARMEKRAFT, STADIUM 1981/(1990).

Kraftverkstype	Fastkraftkostnad øre/kWh
Vannkraft, langtids grensekostnad	15 / (17)
Kjernekraft, 1 x 1000 MW(e)	22 / (22)
Kullkraft, 2 x 600 MW(e)	23 / (23)
Gassturbinkraft, 5 x 123 MW(e)	30 / (32)

K O S T N A D E R

F O R

K R A F T V E R K S P R O S J E K T E R

PRISNIVÅ JANUAR 1982

Rapport fra et utvalg
nedsatt av NVE-S, NVE-V og NVE-E

O K T O B E R 1982

I N N H O L D

side

INNHOLDSFORTEGNELSE	2
Fortegnelse over figurer	3
Fortegnelse over tabeller	4
0. SAMMENDRAG	5
1. INNLEDNING	7
2. GENERELLE OG SPESIELLE FORUTSETNINGER	8
3. VANNKRAFT	9
3.1 Driftskostnader for vannkraftverk	9
3.2 Vannkraftpotensialet	10
3.3 Kostnadsutviklingen ved utbygging av vannkraft i 2-årsperioden 1980-1982.	17
4. VARMEKRAFT	19
4.1 Kullfyrt kondenskraftverk	19
4.2 Kjernekraftverk	22
4.3 Gassturbinverk	24
4.4 Sammenligning av kostnadstall	26
4.5 Kommentarer	28
5. KRAFTOVERFØRING	30
6. INNPASSING AV VARMEKRAFT I VANNKRAFTSYSTEMET	30
7. KONKLUSJON	34
8. REFERANSER	36

F I G U R E R

Side

3.2-1 Utbyggingskostnad for gjenværende nyttbar vannkraft. Prisnivå januar 1982.	14
3.2-2 Produksjonskostnad i øre/kWh for gjenværende nyttbar vannkraft. Prisnivå januar 1982.	16
3.3-1 Kostnadsstigning vannkraftverk (totalt).	18
4.1-1 Fast produksjonskostnad for kullkraftverk (øre/kWh) i avhengighet av driftstid (timer/år), prisnivå januar 1982, 7% kalkulasjonsrente.	20
4.1-2 Brenselkostnad for kullkraftverk (øre/kWh) i avhengighet av kullpris (kr/GJ eller kr/Mg).	21
4.2-1 Produksjonskostnad (øre/kWh) for kjernekraftverk (brenselementdeponeringsalternativet) i avhengighet av driftstid (timer/år), prisnivå januar 1982, 7% kalkulasjonsrente.	23
4.3-1 Fast produksjonskostnad (øre/kWh) for gassturbinverk (1 x 123 MW(e)) i avhengighet av driftstid (timer/år), prisnivå januar 1982, 7 % kalkulasjonsrente.	25
4.3-2 Brenselkostnad for gassturbinverk (øre/kWh) i avhengighet av lettoljepris (kr/GJ).	25
4.5-1 Kraftproduksjonskostnader (øre/kWh) i avhengighet av kalkulasjonsrenten, prisnivå januar 1982	29

T A B E L L E R

Side

3.2-1	Nyttbar vannkraft pr. 1.1.1982 (midlere produksjons- evne i TWh/år). Gruppering etter kategori og prosjekt- type.	11
3.2-2	Nyttbar vannkraft pr. 1.1.1982 (midlere produksjonsevne i GWh/år). Gruppering etter kategori. Fylkesvis for- deling.	12
3.2-3	Nyttbar vannkraft pr. 1.1.1982 (midlere produksjonsevne i TWh/år). Produksjonsevne for en del planlagte anlegg.	13
3.2-4	Nyttbar vannkraft pr. 1.1.1982 (midlere produksjonsevne i GWh/år). Fylkesvis fordeling. Gjenværende vannkraft fordelt på kostnadsklasser.	15
4.1-1	Anleggskostnad, kullfyrt kondenskraftverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.	19
4.1-2	Faste og variable kostnader, kullfyrt kondenskraftverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.	20
4.2-1	Anleggskostnad, kjernekraftverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.	22
4.2-2	Faste og variable kostnader, kjernekraftverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.	22
4.3-1	Anleggskostnad, faste og variable produksjonskostnader, 1 x 123 MW(e) gassturbinverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.	24
4.4-1	Referansekostnadstall, januar 1978, 1980 og 1982.	27
6-1	Inngangsdata for varmekraftverk.	31
6-2	Fastkraftkostnader for varmekraft ved innpassing på stadium 1981.	32
6-3	Fastkraftkostnader for varmekraft ved innpassing på stadium 1990.	33

O. SAMMENDRAG

Rapporten gir oversikt over kostnader for kraftverksprosjekter som kan tenkes innpasset i det norske kraftproduksjonssystem på relativt kort sikt. Den er en ajourføring av tidligere NVE-rapporter (1-4) på dette området. Prisnivået er nå januar 1982.

På vannkraftsiden har en vurdert anleggskostnadene for prosjekter som er kjent i dag i de vassdrag som ikke er varig vernet.

På varmekraftsiden omfatter oversikten kullfykte kraftverk, kjernekraftverk m/lettvannsreaktorer og gassstabinverk. Andre typer oljefyrte verk enn gassstabinverk er ikke tatt med. Oljebaserte grunnlastverk er nå ansett å være uaktuelle på grunn av oljepris- og ressurssituasjonen.

Konklusjonen av undersøkelsen går i korthet ut på følgende:

For vannkraftverk har anleggskostnaden steget med ca. 16 prosent i årene 1980-1981.

For kjernekraftverk har anleggskostnadene i samme periode øket betydelig, mens brenselskostnadene har minket (dels p.g.a. endrede forutsetninger m.h.t. disponeringen av det brukte brenselet).

For kullkraftverk har anleggskostnadene øket sterkt (dels p.g.a. endret forutsetning m.h.t. røkgassrensing). Brenselskostnadene har også øket sterkt.

For gasskraftverk har anleggskostnadene (regnet pr. kW(e)) gått ned p.g.a. oppgradering av ytelsen. Brenselskostnadene har vært tilnærmet uforandret.

En har ved hjelp av driftssimuleringer funnet fastkraftkostnaden for de behandlede varmekrafttyper innpasset i det norske vannkraftsystem. Med 7 % kalkulasjonsrente kan referanse tallene

for varmekraftalternativene og vannkraftsystemet sammenholdes som vist i følgende oppstilling:

	Stadium Fastkraft- kostnad, øre/kWh	1981/(1990) Brukstid, timer/år
Vannkraft, langtids grensekostnad	15/(17)	5000/(5000)
Kjernekraft, 1 x 1000 MW(e)	22/(22)	5530/(5530)
Kullkraft, 2 x 600 MW(e)	23/(23)	5800/(5800)
Gasssturbinkraft, 5 x 123 MW(e)	30/(32)	900/(600)

De angitte kostnader refererer seg til kostnad for elektrisitet ved produksjonsstedet.

Simuleringene viser at med de gjeldende priser vil både kull- og kjernekraftverk gå som grunnlastverk med nær maksimal bruks-tid. De gir således liten foredlingsgevinst samkjørt med vann-kraftsystemet. Gassturbiner derimot vil med sin lave anleggs-kostnad og høye brenselspris kun gå i tørre år da rasjonering er alternativet. Dette gir lav brukstid og høy foredlingsge-vinst.

Ut fra prisforholdene synes det ikke lønnsomt å innpasse egen varmekraft i vannkraftsystemet før omtrent all nyttbar vannkraft er utbygget.

1. INNLEDNING

Foreliggende rapport er en ajourføring av tidligere NVE-rapporter om kostnader for kraftverksprosjekter (1-4). Fra og med 1976 har slike rapporter blitt utarbeidet annethvert år.

Foruten anleggskostnad for de ulike kraftverkstyper gir rapporten oversikt over drifts- og vedlikeholdskostnader samt brenselskostnader for kull-, kjerne- og gassturbinkraftverk.

Det er foretatt en beregning av fastkraftkostnaden for de behandlede varmekrafttyper innpasset i det norske vannkraftsystem.

Arbeidet med kostnadsrapporten er utført av en komité med følgende sammensetning og ansvarsfordeling:

<u>Navn</u>	<u>Avdeling</u>	<u>Ansvarsområde</u>
O. Frøystein	VU	Vannkraftpotensialet (5)
Ø. Myrset	SB	Kostnadsutvikling (6-10)
P. Chr. Løken	SV	Termiske kraftslag (11)
E. Solberg	EE	Sekretærtjeneste,
I. Enge	EE	sammenfatning av rapporten.

Kostnader for kraftoverføringsledninger er innhentet fra EEP.

De resultater som er vist og de konklusjoner som er trukket når det gjelder innpassing av varmekraft i vannkraftsystemet bygger på en rapport utarbeidet av T. Jarlset og J.K. Johnsen ved EEE (12).

2. GENERELLE OG SPESIELLE FORUTSETNINGER.

Kostnader er regnet i faste kroner, prisnivå januar 1982.

Realprisstigningen i bygge- og driftstiden er forutsatt å være lik null.

Renter på investeringer i byggetiden (renter av nedlagt kapital) er beregnet frem til den dag kraftverket settes i drift. De påløpne renter er lagt til investeringeskostnadene.

For vannkraftverkene er renter beregnet av den samlede investering over halve byggetiden.

For varmekraftverkene er renteberegningen basert på jevn utbetaling over følgende antatte byggetider:

Kullkraftverk,	1 x 75 MW(e)-anlegg	4 år
	1 x 600 MW(e)-anlegg	5 år
Kjernekraftverk		7 år
Gassturbinverk		2 år

Kalkulasjonsrenten (realrente) er satt til 7 % p.a., som fastsatt av Finansdepartementet. I tillegg er det gjort alternative beregninger for 5 og 3 % rente.

Anleggskostnadene omfatter komplette anlegg i driftsklar stand.

For varmekraftverkene gjelder kostnadene for anlegg oppført på et representativt byggested i Norge, eksklusive brensel.

Avskrivningstiden for vannkraftverk er satt lik 40 år, mens den for alle typer varmekraftverk er satt lik 25 år.

Investeringsavgiften er 10 %, som fastsatt fra 1. juli 1981 (tidligere var den 13 %). Det er regnet full investeringsavgift på entreprenørers og leverandørers ytelser.

Når de bygningstekniske arbeider utføres av byggeren, betales ikke avgift for alle ytelses/materialer, bl.a. ikke for rene forbruksartikler. Resultatet av dette er at effektiv investeringsavgift for vannkraftverk (totalt for alle ytelses) kun blir ca. 0,8 av full avgift. For varmekraftverkene er også en mindre andel av anleggskostnadene antatt fritatt for investeringsavgift.

Det er benyttet enheter for tekniske og fysiske størrelser etter NS 1024. Oppgaver over elektrisk effekt og energi er angitt i (kw(e)), henholdsvis (kWh). Oppgave over brennverdi for brensel er angitt i (J).

$$\begin{aligned} 1 \text{ Joule (J)} &= 1 \text{ Watt} \cdot 1 \text{ sekund} \\ 1 \text{ kWh} &= 3,6 \cdot 10^6 \text{ Joule} = 3,6 \text{ MJ} = 860 \text{ kcal.} \end{aligned}$$

3 VANNKRAFT

3.1 Driftskostnader for vannkraftverk.

Komiteén har vurdert om det er riktig å angi driftskostnadene som prosent av investert kapital (indeksregulert) eller som kostnad pr. kWh midlere års produksjonsevne. Grunnlaget for denne vurderingen har vært de rapporter over "Produksjonskostnader kraftverk" som utgis av NVE - SO for hvert år (7). De kraftverker (ca. 30 stk) som er behandlet i SO - rapportene for 1978-1981, har en midlere produksjonsevne på ca. 30 TWh/år. NVE er eier, dels deleier av disse verkene.

Driftskostnadene (adm., drift og vedlikehold, men eksklusive skatter, avgifter og årlige erstatninger) er i SO - rapportene gitt for hver stasjon og i middel for alle stasjoner, både i øre/kWh (produksjon medianår) og i prosent av investert kapital (ikke indeksjustert).

For driftsåret 1981 var driftskostnadene for alle NVE-rapporterte anlegg i middel ca. 0,6 øre/kWh. Kostnadene øker vanligvis med kraftverkets alder, med stor maskin- og elektroteknisk andel og med antallet av tekniske komponenter. De spesifikke kostnader er høyere for små enn for store anlegg. Kostnadene reduseres med langtgående automatisering og med valg av moderne utrustning (SF6 - anlegg m.v.). Driftskostnadene for alle norske vannkraftverk i middel bedømmes ut fra dette å ligge en del over 0,6 øre/kWh.

Det er funnet at det er usikkerhet både ved å regne driftskostnaden i øre/kWh midlere produksjonsevne og som prosent av indeksregulert investert kapital. Det er imidlertid enklest å nytte det første fordi midlere produksjonsevne er en kjent, fast størrelse, mens indeksregulert investert kapital må beregnes mere anslagsvis.

I mangel av nøyaktigere beregninger har komiteén derfor som et middeltall for alle norske vannkraftverker anslått driftskostnadene til 1 øre/kWh midlere års produksjonsevne.

3.2 Vannkraftpotensialet

Anslagene over økonomisk nyttbar vannkraft er situasjons- og tidsbetont. Faktorer som spiller inn er den tekniske utvikling, prisutviklingen for alternativ energi, endringer i den energipolitiske målsetting uttrykt bl.a. i kalkulasjonsrenten, samt bedring i topografisk og hydrologisk grunnlagsmateriale m.v.

Nyttbar vannkraft er delt i kategoriene: Utbygd, under bygging, konsesjon søkt, forhåndsmeldt, restpotensial og vernet.

Fordelingen på de enkelte kategorier er vist i tabell 3.2-1. Tabell 3.2-2 viser fordelingen av nyttbar vannkraft på de enkelte fylker. I tabell 3.2-3 er produksjonsevnen for en del planlagte anlegg angitt.

STADIUM	NYE STORE	NYE SMAÅ	UTVIDELSER *)		SUM	SUM (akkumulert)
1 UΤBYGD	-	-	-	-	94,7	94,7
2 UNDER UΤBYGGING	7,9	0,2	1,4	(0,5)	9,5	104,2
3 KONSESJON SØKT	15,2	0,3	1,2	(0,3)	16,7	120,9
4 FORHÅNDSMELDT	4,7	0,5	0,2	(0,0)	5,4	126,3
5 REST	10,3	6,5	3,3	(1,0)	20,1	146,4
8 VERNET TIL 1985	11,1	0,9	0,3	(0,0)	12,3	158,7
9 VERNET VARIG	10,5	0,7	0,3	(0,0)	11,5	170,2 **)
SUM (2 - 9)	59,7	9,1	6,7	(1,8)	75,5	
SUM (3 - 8)	41,3	8,2	5,0	(1,3)	54,5	
SUM (3 - 5)	30,2	7,3	4,7	(1,3)	42,2	
SUM (4 - 5)	15,0	7,0	3,5	(1,0)	25,5	

*) UΤVIDELSER ("opprusting") er tiltak som gir økt produksjon i tidligere utbygde anlegg. Er tiltakene ikke mer omfattende enn at tillatelse etter el-loven er nok, gjelder tallene i parentes.

**) Under UΤVIDELSER, STADIUM 5: REST, regner vi i tillegg med et uspesifisert potensial på ca 2 TWh, slik at nyttbar vannkraft i alt blir ca 172 TWh.

Tabell 3.2-1 Nyttbar vannkraft pr 1.1.1982 (midlere produksjonsevne i TWh/år). Gruppering etter kategori og prosjekttype.

FYLKE	UTBYGD	UNDER UTBYGGING	KONS.- SØKT	FORHÅNDs- MELDT	REST	VEDTATT TIL 1985	VERNED VARIG	TOTALT
ØSTFOLD	3789,0	276,0	23,7	0,0	23,1	0,0	20,0	4131,8
AKERSHUS	790,8	112,0	0,0	0,0	18,4	74,1	0,0	995,3
OSLO	19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5
HEDMARK	1964,5	321,0	274,0	61,7	745,6	860,2	1485,8	5712,8
OPPLAND	4428,0	312,5	4147,4	395,0	798,6	336,3	1769,5	12187,3
BUSKERUD	8478,7	281,4	81,0	80,0	1372,6	83,0	753,0	11129,7
VESTFOLD	16,3	0,0	0,0	0,0	223,0	34,0	0,0	273,3
TELEMARK	11647,0	0,0	164,5	82,8	952,3	119,4	417,6	13383,6
AUST-AGDER	3366,4	582,5	832,8	0,0	1279,7	76,2	0,0	6137,6
VEST-AGDER	7882,2	150,0	380,6	111,8	825,8	480,7	250,0	10081,1
ROGALAND	7040,7	2412,1	0,0	322,2	1704,0	980,6	10,0	12469,6
HORDALAND	12556,7	485,5	432,0	376,5	2614,9	1330,5	3839,0	21635,1
SØGN OG FJORDANE	8892,5	1250,0	4345,0	1115,8	2108,1	2921,0	266,0	20898,4
MØRE OG ROMSDAL	5207,8	85,0	1320,3	166,7	1217,1	1069,8	500,0	9566,7
SØR-TRØNDELAG	2789,4	928,0	366,0	0,0	555,9	1150,7	15,0	5805,0
NORD-TRØNDELAG	2165,5	88,0	0,0	790,0	1020,0	1376,9	119,0	5559,4
NORDLAND	10560,6	1550,3	4218,4	1727,4	3755,1	562,0	237,0	22610,8
TROMS	2355,2	24,0	0,0	134,3	394,9	688,1	1150,0	4746,5
FINNMARK	709,8	687,0	74,0	0,0	493,3	195,0	632,0	2791,1
HELE LANDET	<u>94660,6</u>	<u>9545,3</u>	<u>16659,7</u>	<u>5364,2</u>	<u>20102,4</u>	<u>12338,5</u>	<u>11463,9</u>	<u>170134,6</u>

TABELL 3.2-2 Nyttbar vannkraft pr 1.1.1982 (midlere produksjonsevne i GWh/år). Gruppering etter kategori. Fylkesvis fordeling.

ANLEGG	SUM PRODUKSJONSKAP.
UTBYGD	94,7 TWh/år
Konsesjon gitt (under utbygging)	
Øvre Otra	0,5 TWh/år
Ulla-Førre	2,1 "
Aurland	0,6 "
Orkla-Grana	1,2 "
Kobbenv	0,7 "
Alta 1)	0,7 "
Andre	<u>3,7</u> " 9,5 TWh/år
Konsesjon søkt	
Otta	3,3 TWh/år
Etna-Dokka	0,8 "
Tovdal	0,9 "
Breheimen	3,0 "
Gaular	1,2 "
Rauma	1,1 "
Svartisen	4,1 "
Andre 1)	<u>2,3</u> " 16,7 TWh/år
Forhåndsmelding 2) gitt	
Røldal-Suldal	0,5 TWh/år
Nausta	0,7 "
Sanddøla-Luru	0,8 "
Vefsna 1)	1,4 "
Andre	<u>2,0</u> " 5,4 TWh/år
Rest, ikke vernet	21,9 "
Vernet	
Til 1985	12,3 TWh/år
Varig	11,5 " 23,8 TWh/år
Nyttbar vannkraft i alt	172,0 TWh/år

1) Prosjekter mindre enn 0,5 TWh/år

2) Om planlegging, i henhold til vassdragsregulerings-loven § 4 a.

TABELL 3.2-3 Nyttbar vannkraft pr 1.1.1982 (midlere produksjonsevne i TWh/år). Produksjonsevne for en del planlagte anlegg.

Som i rapportene av 1978 og 1980 har komitéen nøyet seg med å lage en grov inndeling i kostnadsklasser for landets gjenværende vannkraft. Produksjonspotensialet, eksklusive vernede vassdrag og vassdrag under utbygging, er fordelt på følgende kostnadsklasser:

Kostnadsklasse:

I	- 117	øre/(kWh/år)	1	719,1	GWh/år
II A	117 - 156	"	12	218,2	"
II B	156 - 195	"	12	932,7	"
III	195 - 273	"	15	256,3	"
Sum			42	126,3	<u>GWh/år</u>

Tabell 3.2-4 viser fordelingen av produksjonspotensialet på fylker og kategorier. Produksjonspotensialet er angitt som midlere produksjonsevne i GWh/år. Kostnadene er basert på en midlere driftstid på 5 000 t/år. Sammenhengen mellom produksjonspotensial og utbyggingskostnad er vist grafisk på fig. 3.2-1.

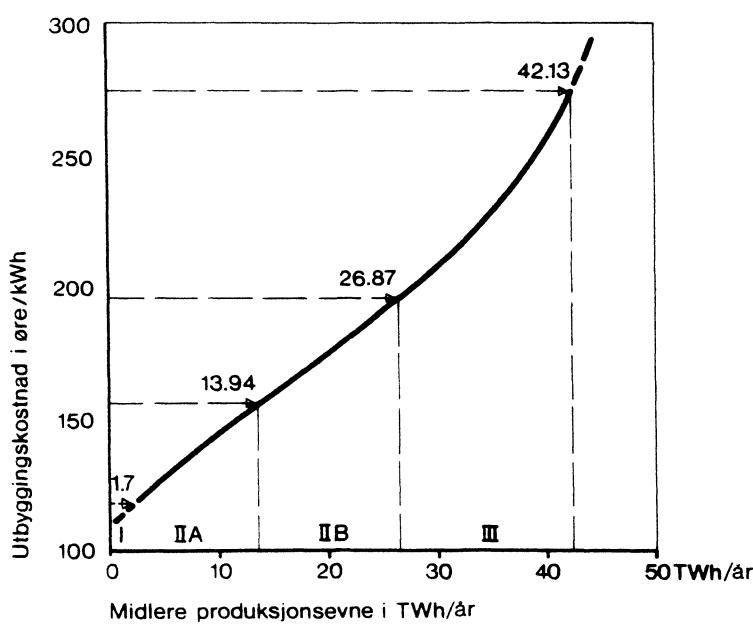


Fig. 3.2-1 Utbyggingskostnad for gjenværende nyttbar vannkraft.
Prisnivå januar 1982.

FYLKE/ KATEGORI	UTBYGD	IKKE UTBYGD				TOTALT	
		KOSTNADSKLASSE					
		I	II A	II B	III		
ØSTFOLD	3789,0	0,0	211,5	9,2	122,1	342,8	4131,8
AKERSHUS	790,8	0,0	0,0	112,0	92,5	204,5	995,3
OSLO	19,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	19,5
HEDMARK	1964,5	0,0	1138,0	1687,9	922,4	3748,3	5712,8
OPPLAND	4428,0	1320,0	2673,5	2532,7	1233,1	7759,3	12187,3
BUSKERUD	8478,7	239,0	380,4	964,8	1066,8	2651,0	11129,7
VESTFOLD	16,3	0,0	0,0	136,0	121,0	257,0	273,3
TELEMARK	11647,0	143,0	471,4	296,0	826,2	1736,6	13383,6
AUST-AGDER	3366,4	202,7	1013,2	642,6	912,7	2771,2	6137,6
VEST-AGDER	7882,2	400,0	318,0	759,4	721,5	2198,9	10081,1
ROGALAND	7040,7	124,0	3106,3	1559,6	639,0	5428,9	12469,6
HORDALAND	12556,7	2172,5	3321,7	2735,5	848,7	9078,4	21635,1
SØGN OG FJORD.	8892,5	2654,8	2370,7	4242,6	2737,8	12005,9	20898,4
MØRE OG ROMSDAL	5207,8	0,0	1299,4	1415,3	1644,2	4358,9	9566,7
SØRTRØNDDELAG	2789,4	112,0	668,0	219,3	2016,3	3015,6	5805,0
NORD-TRØNDDELAG	2165,5	613,0	113,8	1879,7	787,4	3339,9	5559,4
NORDLAND	10560,5	861,6	3590,7	3491,1	4106,8	12050,2	22610,8
TROMS	2355,2	0,0	0,0	1199,5	1191,8	2391,3	4746,5
FINNMARK	709,8	897,0	0,0	0,0	1184,3	2081,3	2791,1
HELE LANDET	94660,6	9739,6	20676,6	23883,2	21174,6	75474,8	170134,6
KONSESJON GITT	2736,5	3628,5	2260,0	920,3	9545,3		
KONSESJON SØKT	540,7	7755,2	4136,8	4227,0	16659,7		
FORHÅNDSMELDT	37,8	966,2	3092,1	1268,1	5364,2		
REST	1140,6	3496,8	5703,8	9761,2	20102,4		
VERNET TIL 1985	2501,0	2123,9	4638,0	3075,6	12338,5		
VERNET VARIG	2783,0	2706,0	4052,5	1922,4	11463,9		

TABELL 3.2-4 Nyttbar vannkraft pr. 1.1.1982 (midlere produksjonsevne i GWh/år)
Fylkesvis fordeling. Gjenværende vannkraft fordelt på kostnadsklasser.

Innenfor en utbyggingskostnad på 273 øre/kWh midlere årlig produksjonsevne er det totale økonomisk nyttbare vannkraftpotensialet anslått til 172 TWh/år.

Produksjonskostnaden, som er sammensatt av drifts- og kapitalkostnader, er i klasseinndelingen beregnet for en kalkulasjonsrente på henholdsvis 7 %, 5 % og 3 % som vist i følgende oppstilling:

Inntil klasse	Kap.kostnad øre/ (kWh/år)	Produksjonskostnad øre/kWh	7,0 % rente	5,0 % rente	3,0 % rente
I	117	9,78		7,82	6,07
II A	156	12,70		10,10	7,76
II B	195	15,63		12,37	9,45
III	273	21,48		16,92	12,82

Produksjonskostnaden i øre/kWh for gjenværende nyttbar vannkraft i avhengighet av kalkulasjonsrenten er vist grafisk på fig. 3.2-2.

Spesifikk kostnad ved å øke kraftproduksjonssystemets leveringsevne gjennom utbygging av nye prosjekter betegnes gjerne som langtids grensekostnad (LTGRK). Til orientering nevnes at Energidirektoratet har beregnet langtids grensekostnad for fastkraft i det sydnorske kraftsystem til 15 og 17 øre/kWh for stadium 1982, henholdsvis prisnivå januar 1982 og 7% kalkulasjonsrente (13).

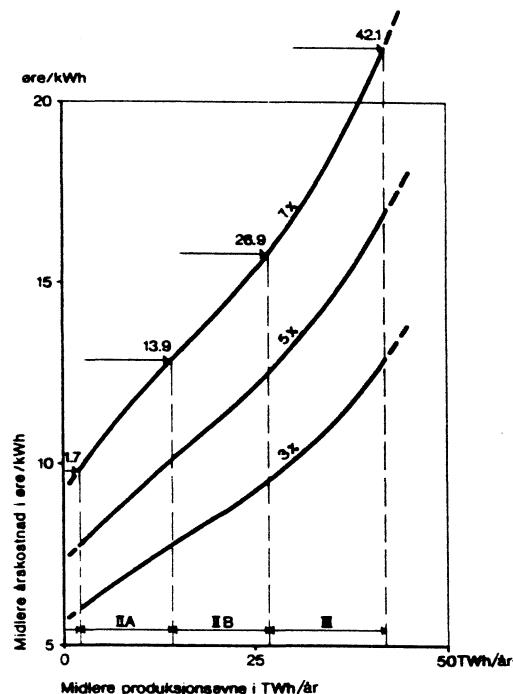


Fig. 3.2-2 Produksjonskostnad i øre/kWh for gjenværende nyttbar vannkraft. Prisnivå januar 1982.

3.3. Kostnadsutviklingen ved utbygging av vannkraft i 2- års-perioden 1980-1982.

Byggekostnadsindeksen i fig. 3.3-1 er utarbeidet med henblikk på å være et grovt verktøy for oppjustering av eldre vannkraftprosjekter til aktuelt prisnivå. Den forutsettes å gjelde for et "midlere norsk kraftverk". Det er et høytrykksanlegg med en relativt stor andel tunnelarbeider og normal installasjon (brukstid 4500 - 5000 timer/år). Kostnadsfordelingen mellom entreprenør- og leverandørarbeider er regnet som følger:

Entreprenørarbeider (alle kostnader fordelt på anleggsdelen):

Sprengningsarbeider, tunneler/stasjon	40 - 45 %
Fyllingsdammer	15 - 20 %
Betongarbeider	5 - 10 %
Diverse arbeider:	
Transportinnretn., veger, anleggs-kraftlinjer og telefon, etterarbeid i kraftstasjon	5 - 10 % ~ 75%
Leverandørarbeider (inkl.transport og hjelpemontasje):	
Maskintekniske arbeider	10 - 15 % = 12 %
Elektrotekniske arbeider	10 - 13 % = 13 % ~ 25%

Kostnadskurven har basis januar 1970 = 100. Foruten den alminnelige lønns- og prisstigning, er også innbakt virkningen av endrede krav til anleggsutførelse og rasjonaliseringsgevinst ved metodeendringer m.v. Innføringen av miljøvernloven i 1977 angis som en kostnadsøkende faktor.

Ettersom indeksen således skal ta hensyn til en del vanskelig beregbare faktorer, mener komitéen at det nå er behov for å foreta en basisjustering av indeksen med sikte på å komme frem til en samlet vurdering av virkningene også av endret anleggsutforming og endret kvalitet i perioden (1970 - 1982).

Den viste kurven er basert på samme kostnadsstigning (kombinert virkning) for tidsrommet januar 1980 - januar 1982 som Statskraftverkene har funnet for sine anlegg, i alt ca. 16 % stigning. Forløpet av kostnadskurven fra 1980 til 1982 er vist stiplet for å markere behovet for den nevnte basisjustering av indeksen.

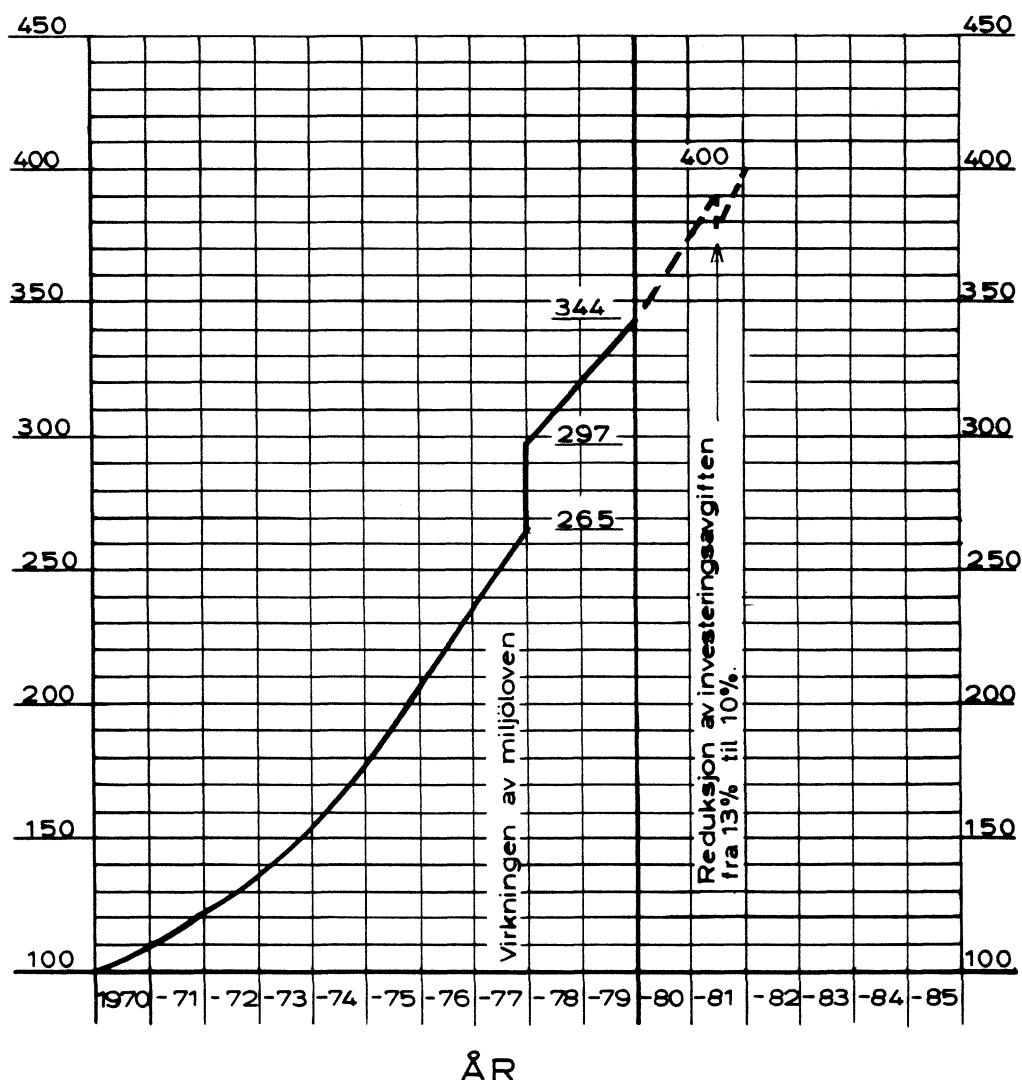


Fig. 3.3-1 Kostnadsstigning vannkraftverk (totalt).

4. V A R M E K R A F T

4.1. Kullfyrt kondenskraftverk

Tabell 4.1-1 viser anleggskostnadene for verk med en og to produksjonsenheter, hver på 75 MW(e) og 600 MW(e).

Det er forutsatt 100 % røykgassavsvølning (våt-tørr-metode) på alle enhetene. Dette medfører en økning av anleggskostnadene med 20-23 % for 75 MW(e)-verkene og 16 - 19 % for 600 MW(e)-verkene. I tillegg kommer økte drifts- og vedlikeholdskostnader.

INSTALLASJON, MW(e)	1x75	2x75	1x600	2x600
Anleggskostnad, kr/kW(e)	7 750	6 920	4 610	4 160
Investeringsavgift, kr/kW(e)	650	580	380	350
Byggetidsrente, kr/kW(e)	1 240	1 110	950	860
Sum anleggskostnad, kr/kW(e)	9 640	8 600	5 940	5 360

Tabell 4.1-1 Anleggskostnad, kullfyrt kondenskraftverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.

Tabell 4.1-2 viser de faste og variable produksjonskostnadene. På grunn av vanskelighetene med å anslå fremtidige kullpriser, er kullprisen anvendt som parameter i beregningen av brenselkostnadene i tabellen.

INSTALLASJON, MW(e)	1x75	2x75	1x600	2x600
<u>Faste kostnader</u>				
- kapitalkostnad, kr/kW(e), år	825	740	510	460
- drift- og vedlikehold, kr/kW(e), år	450	360	165	155
- brensel(lagerhold), kr/kW(e), år	<u>20</u>	<u>20</u>	<u>20</u>	<u>20</u>
Sum	kr/kW(e), år	1 295	1 120	695
				635
<u>Variable kostnader</u>				
- drift, røykgassavsv.	øre/kWh	0,45	0,39	
- brensel	øre/kWh			
kullpris, 12 kr/GJ		11,5	10,8	
14 kr/GJ		13,4	12,6	
16 kr/GJ		15,4	14,4	
18 kr/GJ		17,3	16,2	

Tabell 4.1-2 Faste og variable kostnader, kullfyrt kondenskraftverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.

I figur 4.1-1 er vist den spesifikke, faste produksjonskostnaden som funksjon av den årlige driftstiden.

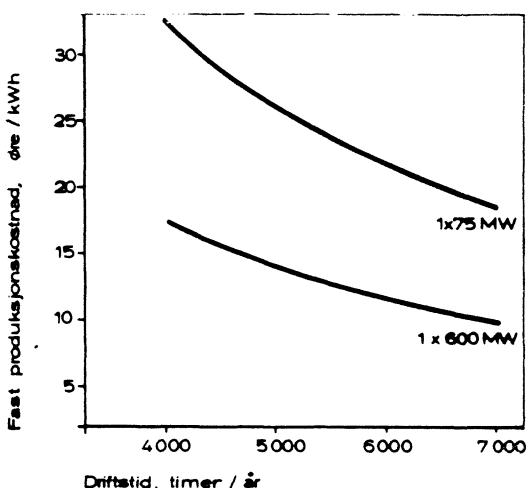
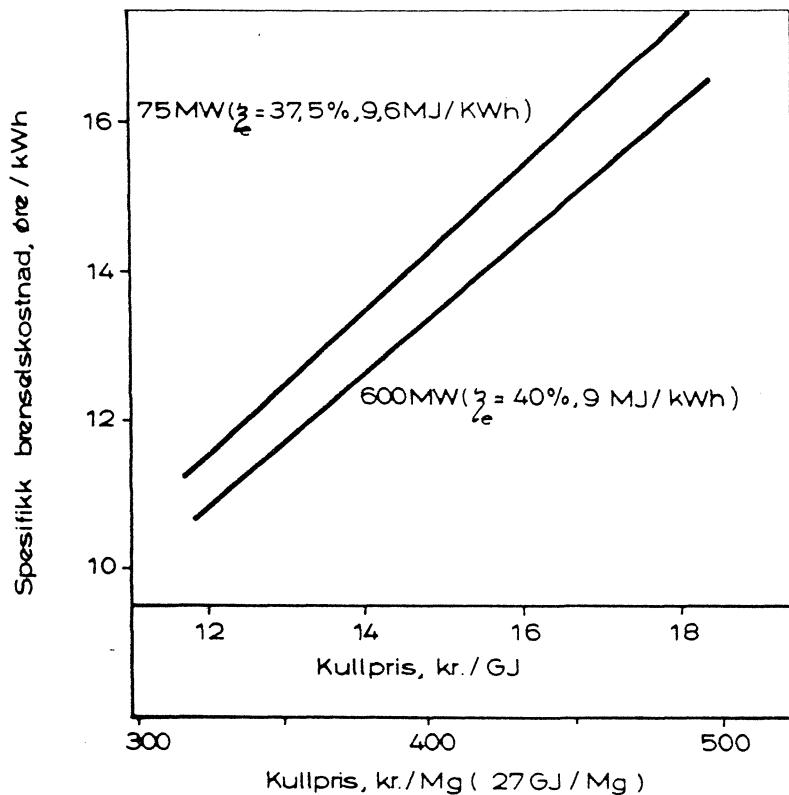


Fig. 4.1-1 Fast produksjonskostnad for kullkraftverk (øre/kWh) i avhengighet av driftstid (timer/år), prisnivå januar 1982, 7 % kalkulasjonsrente.

I figur 4.1-2 er vist spesifikk brenselskostnad som funksjon av kullprisen.



Figur 4.1-2 Brenselkostnad for kullkraftverk (øre/kWh) i avhengighet av kullpris (kr/GJ eller kr/Mg).

Eksempelvis har en for et verk på 1 x 600 MW(e), driftstid 6000 t/år og dagens kullpris (kr 14 kr/GJ, eksklusive merverdiavgift):

Fast kostnad (Fig. 4.1-1)	11,6 øre/kWh
Variabel kostnad, brensel (Fig. 4.1-2)	12,6 - " -
" " drift (Tabell 4.1-2)	<u>0,39 - " -</u>
Total produksjonskostnad	<u>24,6 øre/kWh</u>

4.2. Kjernekraftverk

Tabell 4.2-1 viser anleggskostnadene for verk bestående av ett aggregat, henholdsvis på 600 MW(e) og 1000 MW(e).

INSTALLASJON	1 x 600 MW(e)	1 x 1000 MW(e)
Anleggskostnad, kr/kW(e)	10 200	6 800
Investeringssavgift, kr/kW(e)	850	570
Byggetidsrente, kr/kW(e)	3 080	2 190
Sum anleggskostnad, kr/kW(e)	14 130	9 420

Tabell 4.2-1 Anleggskostnad, kjernekraftverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.

Tabell 4.2-2 viser de faste og variable produksjonskostnader. Brenselkostnadene er gitt for to alternative håndteringer av det anvendte brenselet:

- (1) Deponering av preparerte brenselelementer.
- (2) Opparbeiding.

INSTALLASJON	1 x 600 MW(e)	1 x 1000 MW(e)
<u>Faste kostnader</u>		
- kapital, inkl.avvikling, kr/kW(e),år	1 225	815
- drift og vedlikehold, kr/kW(e),år	160	120
- brensel, kr/kW(e),år	<u>25</u>	(20)*)
Sum	kr/kW(e),år	1 410
<u>Variable kostnader</u>		
- drift og vedlikehold, øre/kWh	1,0	1,0
- brensel, øre/kWh	<u>4,0</u> (5,6)*)	<u>4,0</u> (5,6)*)
Sum	øre/kWh	5,0 (6,6)*)

*) opparbeidingsalternativet

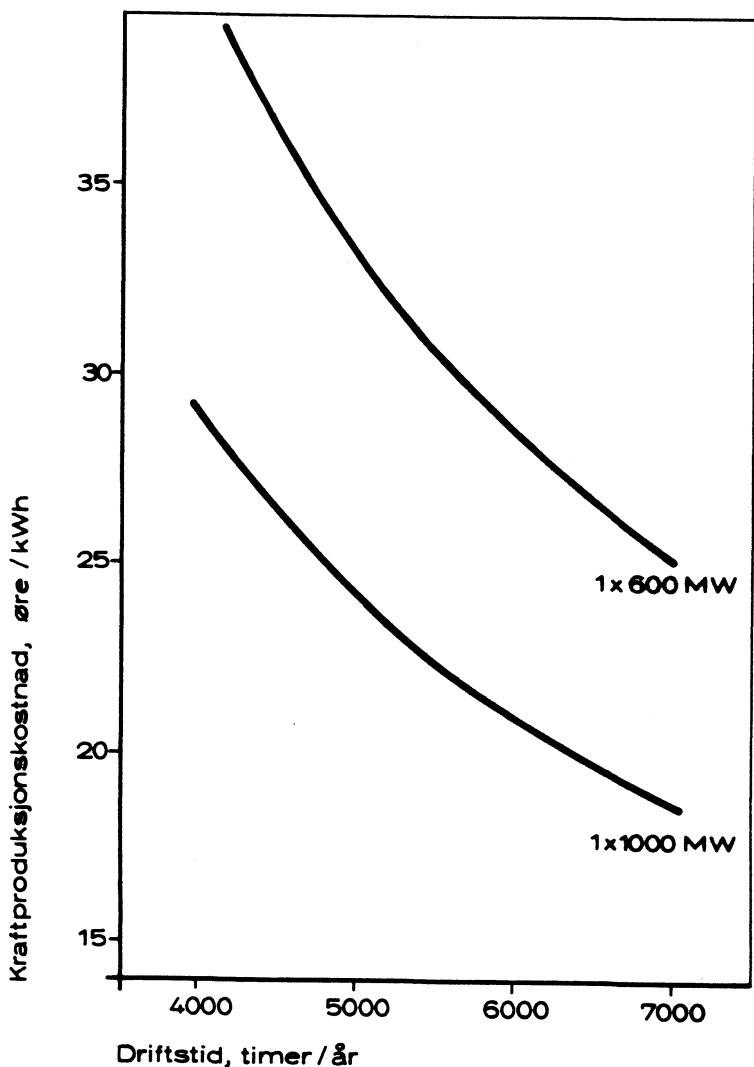
Tabell 4.2-2 Faste og variable kostnader for kjernekraftverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.

Figur 4.2-1 viser de totale spesifikke kraftproduksjonskostnadene som funksjon av årlig driftstid (brenselementdeponeringsalternativet).

En driftstid på 6000 timer/år gir eksempelvis kraftproduksjonskostnader på:

21,0 øre/kWh for 1 x 1000 MW(e) - verk

28,5 " " 1 x 600 MW(e) - verk



Figur 4.2-1 Produksjonskostnad (øre/kWh) for kjernekraftverk (brenselement-deponeringsalternativet) i avhengighet av driftstid (timer/år), prisnivå januar 1982, 7 % kalkulasjonsrente.

4.3. Gassturbinverk

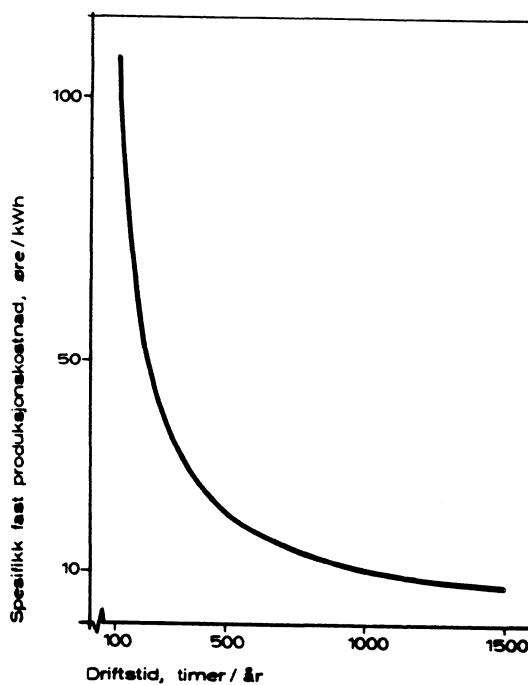
Tabell 4.3-1 viser anleggskostnad, samt faste og variable produksjonskostnader for et 1 x 123 MW(e) gassturbinverk.

GASSTURBINVERK		1 x 123 MW(e)
Anleggskostnad,	kr/kW(e)	1 030
Investeringsavgift,	kr/kW(e)	93
Byggetidsrenter,	kr/kW(e)	80
Sum, anleggskostnad	kr/kW(e)	1 200
 <u>Faste kostnader</u>		
- kapital,	kr/kW(e), år	103
- personal,	kr/kW(e), år	4
Sum	kr/kW(e), år	107
 <u>Variable kostnader</u>		
- drift og vedlikehold, øre/kWh		3,6
- brensel, øre/kWh		
oljepris 35 kr/GJ		42,0
40 kr/GJ		48,0
45 kr/GJ		54,0

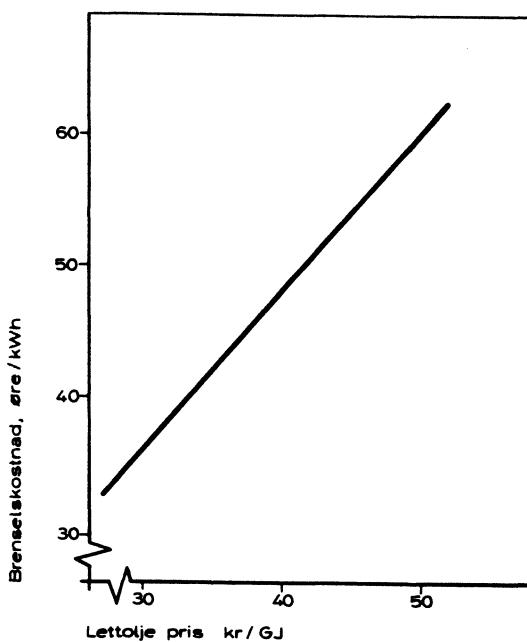
Tabell 4.3-1 Anleggskostnad, faste og variable produksjonskostnader, 1 x 123 MW(e) gassturbinverk, prisnivå januar 1982, kalkulasjonsrente 7 % p.a.

I figur 4.3-1 er vist den spesifikke faste produksjonskostnaden (øre/kWh) som funksjon av årlig driftstid (timer/år).

I figur 4.3-2 er vist den spesifikke brenselkostnaden som funksjon av brenselsprisen.



Figur 4.3-1 Fast produksjonskostnad (øre/kWh) for gassturbinverk (1 x 123 MW(e)) i avhengighet av driftstid (timer/år), prisnivå januar 1982, 7 % kalkulasjonsrente.



Figur 4.3-2 Brenselkostnad for gassturbinverk (øre/kWh) i avhengighet av lettoljepris (kr/GJ).

Eksempelvis får en for en driftstid på 500t/år og en brenselspris på 39,8 kr/GJ følgende produksjonskostnader:

Fast kostnad (fig.4.3-1)	21,4 øre/kWh
Variabel kostnad, brensel (fig.4.3-2)	48,0 "
" " , drift og vedlikehold (tabell 4.3-1)	3,6 "
Total produksjonskostnad	<u>73,0 øre/kWh</u>

4.4 Sammenligning av kostnadstall

I tabell 4.4-1 er referansetallene fra 1978-, 1980- og 1982- rapportene kort oppsummert. Kostnadstallene er gitt i de respektive års kroneverdier og antas å være de beste på sine respektive referansetidspunkter. De bygger dog på tildels forskjellige forutsetninger, blant annet når det gjelder:

- investeringsavgiftsraten
- kalkulasjonsrenten
- brenselsprisen
- disponeringen av brukt brensel (kjernekraftverk), og
- anleggsutførelse (kullkraftverk)

Kostnadstallene for hver enkelt kraftverkstype, men ulike år er derfor ikke direkte sammenlignbare.

VARMEKRAFTTYPE	KOSTNADSNIVÅ		
	1978	1980	1982
<u>Beregningsforutsetninger:</u>			
Kalkulasjonrente, %	10	7	7
Investeringsavgiftsrate, %	13	13	10
<u>Kjernekraftverk, 1 x 1000 MW(e)</u>			
Anleggskostnad, kr/kW(e)	6 100	7 400	9 420
Fast kostnad ^{*)} , øre/kWh	11,8	12,7	16,0
Variabel kostnad ^{*)} , øre/kWh	4,4	5,2	5,0
Sum	16,2	17,9	21,0
<u>Kullkraftverk, 2 x 600 MW(e)</u>			
Anleggskostnad, kr/kW(e)	3 800 ***)	3 900 ***)	5 360
Fast kostnad ^{*)} , øre/kWh	8,1	6,8	10,6
Variabel kostnad, øre/kWh	7,1 ***)	8,2 ***)	13,0
Sum	15,2	15,0	23,6
<u>Kullkraftverk, 2 x 75 MW(e)</u>			
Anleggskostnad, kr/kW(e)	6 200 ***)	6 700 ***)	8 600
Fast kostnad ^{*)} , øre/kWh	13,7	12,2	18,7
Variabel kostnad, øre/kWh	7,6 ***)	8,7 ***)	13,9
Sum	21,3	20,9	32,6
<u>Gassturbinverk, MW(e)</u>	1x75	1x75	1x123
Anleggskostnad, kr/kW(e)	1 700	1 600	1 200
Fast kostnad****), øre/kWh	38,0	28,2	21,4
Variabel kostn., "	24,0	53,0	51,6
Sum	62,0	81,2	73,0

*) Basert på en driftstid på 6000 t/år

**) I 1978 og 1980 ble forutsatt opparbeiding av det brukte brenselet, i 1982 er antatt deponering av brenselet.

***) Eksklusive røykgassavsvølning

****) Basert på en driftstid på 500 t/år

Tabell 4.4-1 Referansecostnadstall, januar 1978, 1980 og 1982.

4.5. Kommentarer

Usikkerheter i anleggskostnader

Anleggskostnadene rommer mange usikkerheter, blant annet på grunn av følgende forhold:

- . Kostnadene er basert på innhente nominelle priser fra utenlandske leverandører. Prisene er justert for norske forhold. Det er i første rekke til denne justeringen at usikkerhetene er knyttet. Videre er det et usikkerhetsmoment at kostnadene ikke er forankret i konkrete kraftverksprosjekter på bestemte steder.
- . Kostnadsoverslagene for røykgassavsvølning er usikre pga. begrenset erfaring med slike anlegg. Overslagene over noen av tilleggskostnadene er også usikre. Det samme gjelder noen av prisoppgavene som kun er indeksjusterte eldre oppgaver.
- . Aktuelle finansieringsordninger har ikke vært diskutert med leverandørene. Ulikheter i betalingsplan og kredittordninger vil kunne ha betydelig innvirkning på den totale anleggskostnaden.
- . Det er variasjoner i vekslingsforholdet mellom norsk og utenlandsk mynt.

Brenselspriser

Det er ikke gitt noen anbefalte prognosenter for utviklingen av brenselsprisene. En realprisstigning på noen få prosenter pr. år er imidlertid en meget anvendt forutsetning.

For beregningen av brenselskostnaden for kjernekraftverk har det vært nødvendig å anta fremtidig prisutvikling på en rekke varer og tjenester. I mangel av noe bedre, har den generelle antagelsen vært: Ingen realprisstigning.

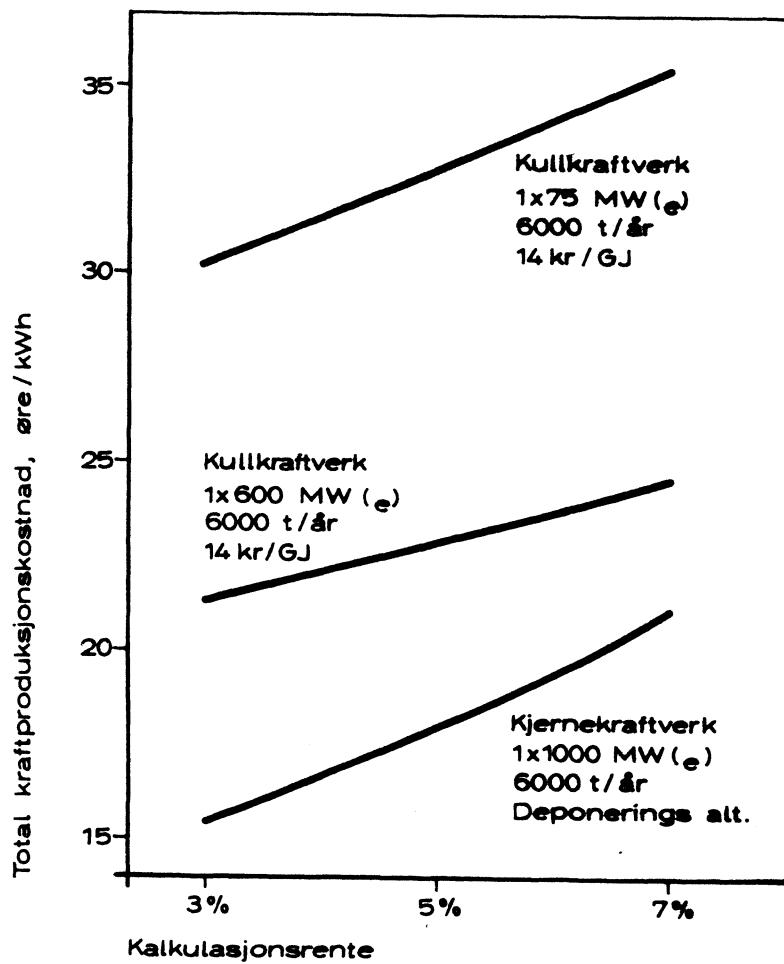
For kullkraftverk vil brenselskostnaden utgjøre en betydelig andel av den totale produksjonkostnaden - i området 60 % for større grunnlastverk. Følgelig vil den totale produksjonsprisen for kullkraftverk være betydelig mere følsom overfor brenselsprisutviklingen enn tilfelle er for kjernekraftverk (hvor

brenselskostnaden utgjør bare ca. 1/4 av den totale produksjonskostnaden).

Denne ulikhet i produksjons-kostnadsstrukturen for kull- og kjernekraftverk må en ha for øyet i en sammenligning mellom de to kraftproduksjonsformene.

Kalkulasjonsrentens betydning

Figur 4.5-1 viser kalkulasjonsrentens innvirkning på de totale kraftproduksjonskostnader.



Figur 4.5-1 Kraftproduksjonskostnader (øre/kWh) i avhengighet av kalkulasjonsrenten, prisnivå januar 1982.

5. KRAFTOVERFØRING

Kostnadene for elektrisitet i det foregående er referert kraftstasjons vegg, inklusive opptransformering.

Utvalget har også innhentet kostnader for kraftoverføringsledninger. Disse vil bl.a. være avhengig av linjetype og terrenghold. Kostnadene, referert januar 1982, vil ligge innenfor følgende grenser (Kilde: NVE - EEP):

132 kV ledninger, Simplex	$0,6 - 1,1 \cdot 10^6$ kr/km
132 kV ledninger, Duplex	$1,0 - 1,7 \cdot 10^6$ kr/km
300/420 kV ledninger, Simplex	$1,0 - 2,1 \cdot 10^6$ kr/km
300/420 kV ledninger, Duplex	$1,2 - 2,7 \cdot 10^6$ kr/km
300/420 kV ledninger, Triplex	$1,5 - 2,7 \cdot 10^6$ kr/km

(300 og 420 kV ledninger er kostnadsmessig omtrent like fordi 300 kV ledninger gjøres klar for senere overgang til 420 kV).

Kostnadsanslagene er basert på anvendelse av stålmaster. Ved anvendelse av tremaster for 132 kV-linjer, Simplex, vil kostnadene komme på $0,55 - 1,1 \cdot 10^6$ kr/km.

Kostnadene er eksklusive grunn- og skadeserstatninger og eventuelle erstatninger til Televerket, men inklusive 10 % investeringsavgift.

6. INNPASSING AV VARMEKRAFT I VANNKRAFTSYSTEMET

Fastkraftkostnaden for varmekraft innpasset i vannkraftsystemet avviker vanligvis fra kostnaden pr. produsert enhet i varmekraftverket. Det skyldes vannkraftsystemets spesielle karakter (varierende produksjonspotensiale) og varmekraftverkets evne til å foredle tilfeldig kraft til fastkraft.

Det er ved hjelp av driftssimuleringer foretatt beregninger av fastkraftkostnadene for kullkraft, henholdsvis kjernekraft og gasskraft innpasset i det syd-norske kraftforsyningssystem (12). Det er gjort beregninger for to alternativer av kull- og kjernekraft.

For gasskraft er det benyttet samme spesifikke kapitalkostnad for 5 x 123 MW(e) gassturbiner som beregnet for 1 x 123 MW(e).

Tabell 6-1 viser kostnadsforutsetningene som er benyttet. Det er ikke forutsatt noen realprisendring av de kostnadstall som inngår i simuleringsmodellen.

Tallene for tilgjengelighet er utledet av årstilgjengeligheten og er en funksjon av planlagte og ikke planlagte driftsavbrudd. Årstilgjengeligheten for gassturbin- og kullkraft er satt til 70%, mens den for kjernekraftverk er satt til 65%. Forskjellen på tilgjengelighet sommer og vinter fremkommer ved at planlagt vedlikehold legges til sommer.

Type	Installasjon (MW(e))	Tilgjengelighet (%)		Variabel kostnad (øre/kWh)	Fast årskostnad kr/kW(e)år		
		vinter	sommer		3 %	5 %	7 %
Kull- kraft	1 x 600	85	49	13	495	585	695
	2 x 600	85	49	13	454	535	635
Kjerne- kraft	1 x 600	85	37	5	910	1135	1410
	1 x 1000	85	37	5	625	775	960
Gass- turbin	5 x 123	85	49	51,6	71	88	107

Tabell 6-1: Inngangsdata for varmekraftverk.

Beregningene er gjort med 3, 5 og 7 % kalkulasjonsrente.

Driftssimuleringene er foretatt med og uten det aktuelle varmekraftalternativ på NVE-modellen JARSIM mot to utgaver av det norske vannkraftsystem:

.Det syd-norske kraftsystem slik det var medio 1980.

.Det syd-norske kraftsystem slik vi antar det vil være omkring 1990.

Når varmekraft er tilgjengelig i systemet, vil varmekraftverket bli holdt i drift med full belastning så lenge marginalverdien av produksjonen ligger høyere enn de variable kostnader for verket. Tabell 6-2 og 6-3 viser de beregnede fastkraftkostnader og varmekraftens optimale brukstid ved innpassing på stadium 1981, henholdsvis 1990. Det bemerkes at når kjernekraften i dette tilfelle har lavere brukstid enn kullkraften til tross for lavere variable kostnader, skyldes det den lavere tilgjengelighet for kjernekraften.

Brukstid og utnyttelse i % av tilgjengelighet er angitt for alternativet med 7 % kalkulasjonsrente. Lavere rentekrav gir lavere fastkraftkostnad. Det gjør det lønnsomt å introdusere varmekraft ved lavere fastkraftbelastning, dvs. på et tidligere stadium. For kull og gass fører dette til noe lavere brukstid.

Type	Installasjon MW(e)	Brukstid timer/år	% av tilgjeng.het	Utnyttelse i Fastkraftkost. (øre/kWh)		
				3 %	5 %	7 %
Kullkraft	1 x 600	5 800	95	21	22	25
	2 x 600	5 800	95	20	21	23
Kjerne- kraft	1 x 600	5 530	97	21	25	30
	1 x 1000	5 530	97	15	18	22
Gasskraft	5 x 123	900	15	27	28	30

Tabell 6-2 Fastkraftkostnader for varmekraft ved innpassing på stadium 1981.

Type	Installasjon	Brukstid MW(e)	% av timer/år	Utnyttelse i Fastkraftkostnad (øre/kWh)		
				3 %	5 %	7 %
Kullkraft	1 x 600	5 800	95	21	22	25
	2 x 600	5 800	95	20	21	23
Kjernekraft	1 x 600	5 530	97	21	25	30
	1 x 1000	5 530	97	15	18	22
Gasskraft	5 x 123	600	10	30	31	32

Tabell 6-3 Fastkraftkostnader for varmekraft ved innpassing på stadium 1990.

Kullkraft, henholdsvis kjernekraft, gir like kostnader og like bruks-tider for de undersøkte stadier. For gasskraften derimot øker fastkraftkostnaden fra 30 øre/kWh på stadium 1981 til 32 øre/kWh i 1990. Det innebærer at varmekraftverkets evne til å foredle tilfeldig kraft til fastkraft har endret seg (blitt redusert) i analyseperioden (bruks-tid 900 timer/år i 1981 mot 600 timer/år i 1990).

De beregnede fastkraftkostnader gjelder under forutsetning av at kraftsystemet er optimalt utbygd i forhold til fastkraftbelastningen, dvs. at utvidelser av systemet ikke foretas før fastkraftbelastningen er slik at midlere kraftverdi i systemet er lik fastkraftkostnaden for den aktuelle varmekraftkategorien (LTGRK).

Dette fører til at systemets marginale kraftverdi ved optimal belastning bare sjeldent ligger under utkoplingsprisen for kull- og kjernekraft, og disse vil dermed gå som grunnlastverk med liten foredlingsgevinst. Gassturbiner derimot vil med sin høye brensespris kun gå i tørre år da rasjonering er alternativet. Dette gir lav brukstid og høy foredlingsgevinst.

Av de undersøkte alternativer gir et kjernekraftverk på 1 x 1000 MW(e) de laveste fastkraftkostnader. De økonomiske fordeler ved et slikt

verk i relasjon til et kullfyrt varmekraftverk på 2 x 600 MW(e) synes imidlertid å være helt marginale.

De angitte fastkraftkostnader refererer seg til produksjonsstedet og må ikke forveksles med de samlede kostnader forbundet med elektrisitetsforsyning til konsumenter. Sistnevnte kostnader inkluderer også overførings- og distribusjonskostnader, samt avgifter.

7. KONKLUSJON

Undersøkelsen gir følgende konklusjoner:

- Utbyggingskostnaden for vannkraft har steget med ca. 16 prosent i 2-årsperioden januar 1980- januar 1982.
- Kostnadstallene for varmekraftverk er ikke direkte sammenlignbare med tidligere års kostnadstall fordi beregningene nå dels er gjennomført under andre forutsetninger når det gjelder anleggsutførelse, brenselspriser, kalkulasjonsrente og avgiftsrater. En kan likevel fastslå:
- For kjernekraftverk har anleggskostnadene øket betydelig, mens brenselskostnadene har minket (dels p.g.a. endrede forutsetninger m.h.t. disponeringen av det brukte brensel).

For kullkraftverk har anleggskostnadene øket sterkt (dels p.g.a. endret forutsetning m.h.t. røkgassrensing). Brenselskostnadene har også øket sterkt.

For gasskraftverk har anleggskostnadene (regnet pr. kW(e)) gått ned p.g.a. oppgradering av ytelsen. Brenselskostnadene har vært tilnærmet uforandret.

- Med den kraftige stigningen har hatt i oljeprisene i det siste i forhold til kull, er oljebaserte grunnlastverk nå ansett som uaktuelt. Kostnadstall for slike verk er derfor ikke tatt med i sammenligningen.

- . Fastkraftkostnaden for de behandlede varmekrafttyper innpasset i det norske vannkraftsystem er beregnet ved hjelp av driftssimuleringer. Med 7% kalkulasjonsrente kan referansetallene for varmekraftalternativene og vannkraftsystemet sammenholdes som vist i følgende oppstilling:

	Stadium 1981/(1990)
Fastkraftkost.,	Brukstid,
øre/kWh	timer/år
Vannkraft, langtids grensekostnad	15 / (17) 5000 / (5000)
Kjernekraft, (1 x 1000 MW(e))	22 / (22) 5530 / (5530)
Kullkraft, (2 x 600 MW(e))	23 / (23) 5800 / (5800)
Gassturbinkraft, (5 x 123 MW(e))	30 / (32) 900 / (600)

- . Med de gjeldende prisforhold vil kullkraft og kjernekraft gå som grunnlastverk med nær maksimal brukstid. De gir således liten foredlingsgevinst samkjørt med vannkraftsystemet. Gassturbiner derimot vil med sin høye brenselspris kun gå i tørre år da rasjonering er alternativet. Dette gir lav brukstid og høy foredlingsgevinst.
- . Ut fra prisforholdene synes det ikke lønnsomt å innpasse egen varmekraft i vannkraftsystemet før omrent all nyttbar vannkraft er utbygget.

8. REFERANSER

- (1): Kostnader for kraftverksprosjekter. Prisnivå januar 1973.
NVE-S, NVE-V og NVE-E
- (2): Do. Prisnivå januar 1976
- (3): Do. Prisnivå januar 1978
- (4): Do. Prisnivå januar 1980
- (5): Nyttbar vannkraft. VU-notat nr 11/82, 02.06.82.
- (6): Driftskostnader for vannkraftverk. SBP-notat 01.06.82, 28.07.82
- (7): SO-rapport 1/79: Produksjonskostnader kraftverk, 1978
SO-rapport 1/80: " " " 1979
SO-rapport 2/81: " " " 1980
SO-rapport 2/82 " " " 1981
- (8): Kostnadsutviklingen ved utbygging av vannkraftverk i 2-årsperioden 1980 og 1981. SBP-notat 01.106.82, 28.07.82.
- (9): Byggelånsrenter for vannkraftverk. SBP-notat 0.1.06.82, 28.07.82.
- (10): Innvesteringsavgift ved bygging av vannkraftverk. SBP-notat 28.07.82.
- (11): Kostnadstall for termiske kraftslag, januar 1982. SV-notat 82/35, 01.06.82.
- (12): Fastkraftkostnader for forskjellige varmekrafttyper.
Avdelingsrapport EE-8/82, 17.08.82.
- (13): Indifferenskostnader for investeringer i elektrisitetsforsyningssystemet i Syd-Norge. Kontornotat NVE-EE 4/82, 8.3.1982.