



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

Jan Slappgård (red.)

KOSTNADER FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER PR. 01.01.1992



ENERGIAVDELINGEN

PUBLIKASJON

Nr 20
1993



NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

TITTEL: KOSTNADER FOR KRAFTVERKPROSJEKTER PR. 01.01.1992	PUBLIKASJON:
	DATO: desember 1993
FORFATTERE: Jan Slapgård (red.) Thore Jarlset	ISBN: 82-410-0204-1
	ISSN: 0802-2569

SAMMENDRAG

Energiavdelingen i NVE legger med dette fram en oppdatert versjon av rapport om kostnader for kraftverksprosjekter. Kostnadene er nå referert januar 1992. Forrige kostnadsrapport utkom i feb. 1991 med jan. 1990 som referanse pengeverdi.

Rapporten gir spesifikke utbyggings- og driftskostnader for 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 interessert 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 - Biblioteket.

ABSTRACT

The Norwegian Water Resources and Energy Administration's Energy Department has updated costs of power plant schemes. The costs are referred to January 1992.

The report gives specific development and operating costs of different types of power projects that are either expected to be implemented within the next few years, or may be of interest as a reference for the Norwegian power system.

EMNEORD /SUBJECT TERMS

Kostnader kraftverksprosjekter/
Costs of power plant schemes

ANSVARLIG UNDERSKRIFT

Erling Diesen
Vassdrags-og energidirektør

INNHOLDSFORTEGNELSE

1. INNLEDNING	1
2. ALLMENT OM KOSTNADSTALL FOR KRAFTVERKSPROSJEKTER	3
2.1 Kostnadspostene	3
2.2 Forutsetninger og parametre	3
3. VANNKRAFT	5
3.1 Vannkraftpotensialet og utbyggingskostnader for vannkraft	5
3.2 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk, januar 1990 til januar 1992	6
4. VARMEKRAFT	9
4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget	9
4.2 Gassfyrt kombinert anlegg, uten tilleggsfyring	9
4.2.1 Brenselkostnad for gasskraftverk	11
4.3 Kullfyrt kondenskraftverk	11
4.3.1 Brenselkostnad for kullkraft	12
4.4 Kjernekraft	12
4.4.1 Brenselkostnad	13
4.5 Gassturbinverk	13
4.5.1 Brenselkostnad	13
4.6 Industriell kraftproduksjon	14
4.6.2 Brenselkostnad	15
4.7 Brukstid	15
4.8 Produksjonskostnad	16
4.9 Kostnadsutvikling for varmekraft, jan. 90 til jan. 92	17
5. NYE FORNYBARE ENERGIKILDER	21
5.1 Potensial og integrasjonskostnader	21
5.2 Vindenergi	23
5.3 Bioenergi	23
5.4 Solenergi	25
REFERANSER	27
VEDLEGG A. Nyttbar vannkraft pr. 01.06.1993	29
VEDLEGG B: Økonomiklassifisering av gjennværende nyttbar vannkraft pr 01.06.1993	31

1. INNLEDNING

Rapporten er en oppdatering av kostnadstall for vannkraft, varmekraft og nye fornybare energikilder. Pengeverdi januar 1992. Forrige kostnadsrapport utkom i februar 1991, med januar 1990 som referanse pengeverdi.

Formålet med disse periodevise kostnadsrapportene er å gi en løpende oversikt over kostnadsutviklingen og oppdatere konkurranseforholdet mellom vannkraft, varmekraft og nye fornybare energikilder.

Arbeidet med rapporten er utført av et arbeidsutvalg innen NVE, samt bidrag fra Kjelforeningen. Bidrag og ansvarsfordeling har vært som følger:

Jan Slapgård, NVE-ER	kap 2 og 3, generelt og vannkraft
Jan Sandviknes, Kjelforeningen Norsk Energi	kap 4, varmekraft
Mats Rydehell, NVE-ME	kap 5, nye fornybare energikilder
Jan Slapgård, NVE-ER	koordinering, sammenfatning
Thore Jarlset, NVE-ER	koordinering, sammenfatning

Utbyggingskostnaden for et midlere norsk vannkraftverk anslås å ligge på samme nivå i 1992 som i 1990.

Fastkraftkostnad for vannkraft har i perioden sunket med ca 3% nominelt om 1992 og 7% kalkulasjonsrente legges til grunn. Denne reduksjonen skyldes at:

- Utvalget av prosjekter som inngår utenom de som er under utbygging, er noe endret siden 1990.
- Noen prosjekter har endret utforming og har relativt sett blitt rimeligere.
- Nye kostnadsoverslag har gitt lavere kostnadsstigning enn den forventede prisstigning fra 1990.

For varmekraft omfatter alternativene gassfyrte kombinerte anlegg, kullfyrte kondenskraftverk, kjernekraftverk, lettoljefyrt/propanfyrt gassturbinverk og industriell kraftproduksjon. Sammenliknet med anleggskostnadene i forrige rapport har stigningen nominelt i perioden vært:

- 14% for gassfyrte kombinert anlegg
- 5% for kullfyrte kondenskraftverk
- 8% for kjernekraftverk
- 59% for gassturbinverk for effektsikring/tørrårssikring
- 7% for industriell varmekraft

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 år 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 brenselpris som parametre. Framtidig brenselpris bestemmer i stor grad den framtidige produksjonskostnad for grunnlastdrevne verk. Framtidig brenselpris er vanskelig å bedømme og kan bare angis med stor usikkerhet. I tillegg introduserer mulige miljøavgifter en betydelig usikkerhet.

Kostnadstallene for varmekraft i denne rapport 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.

2. ALLMENT 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 driftskostnadene 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/kW installert effekt, ref. kraftstasjonens vegg.

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

- Faste årskostnader (NOK/kW/år)
- Driftsavhengige kostnader, ekskl. brensel (øre/kWh)
- Brenselkostnad, med brukstid og brenselpris inkl. eventuelle milkøavgifter som parametre

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 1992.

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 |
| • Kullfyrte kondenskraftverk | 5 år |
| • Gassfyrte kombinert anlegg | 3 år |
| • Gassturbinverk, 1x150 MW | 2 år |

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. Posten er redusert med de avgiftsfritak som gjelder for en byggherre. Reduksjonen blir noe større for vannkraft enn for varmekraft, på grunn av større andeler bygningsarbeider som er forutsatt utført av byggherren. Det er antatt ca 0,8 av full avgift for vannkraft, ca 0,85 for varmekraft.

Miljøulempen utover det som kommer med i kostnadstallene inngår ikke.

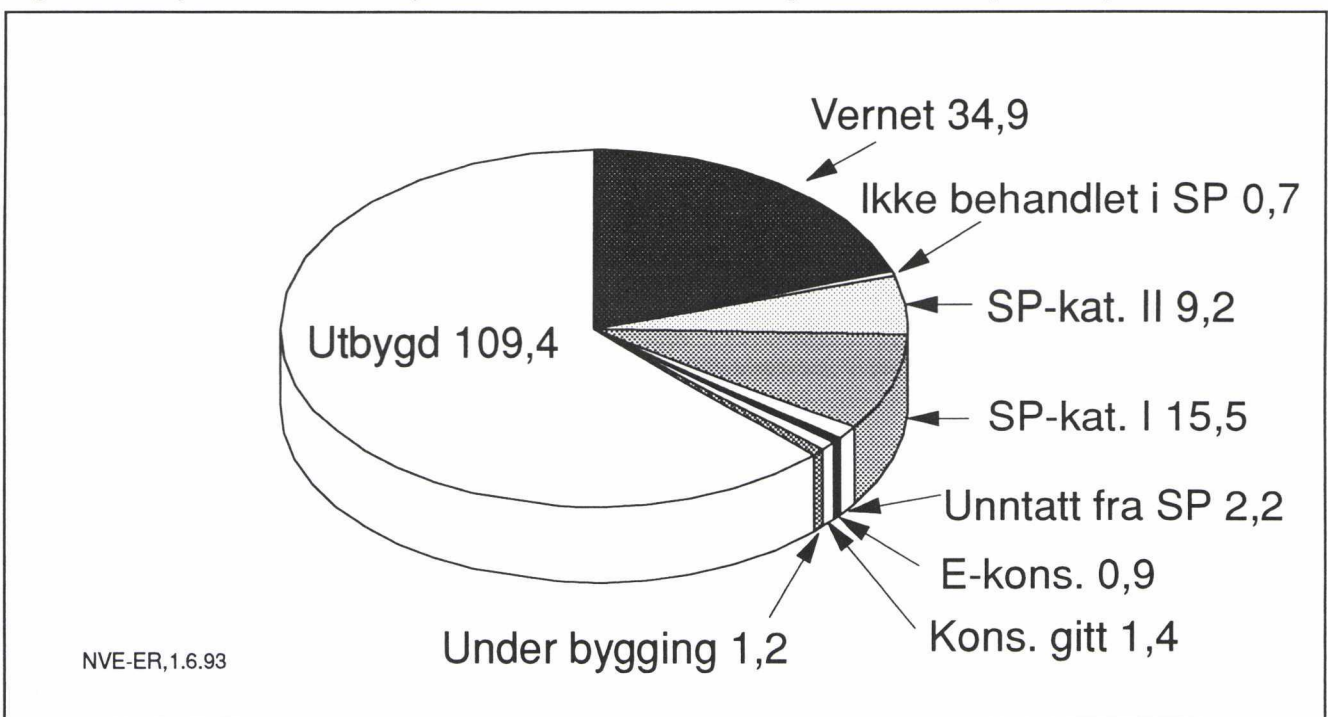
3. VANNKRAFT

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, under bygging, konsejson gitt, unntatt fra SP, SP kat. I, SP-kat. II, ikke behandlet i SP og vernet. Figur 3.1 nedenfor viser nyttbar vannkraft pr 01.06.1993 fordelt på disse stadiene. I vedlegg A, tabell A.1, er vist en fylkesvis fordeling av disse potensialene.

Figur 3.1: Nyttbar vannkraft pr 01.06.1993. Tallene angir midlere årsproduksjon i TWh.



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 dårlige i klasse 6.

Gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser er vist i tabell A.2, vedlegg A. Vedlegg B, viser utbyggingskostnaden for midlere årsproduksjon som funksjon av vinterproduksjon for de 6 økonomiklassene.

Dersom en går ut fra en antatt fordeling av produksjonen på sommer/vinter på $\frac{1}{3}$ - $\frac{2}{3}$ blir grensene for de forskjellige økonomiklasser som vist i tabell 3.1 nedenfor. Produksjonspotensialet som er angitt i tabellen er lik gjenværende vannkraft minus vernede vassdrag og vassdrag under utbygging.

Tabell 3.1: Produksjonspotensiale og utbyggingskostnad for forskjellige økonomiklasser [10]

Økonomi- klasse	Utbyggings- kostnad ¹ øre/kWh	Prod. potensiale GWh/år
1	- 185	3.090,6
2	185 - 248	6.217,5
3	248 - 308	8.493,8
4	308 - 368	7.935,9
5	368 - 433	2.163,8
6	433 -	1.960,8
SUM		29.862,4

1) Midlere utbyggingskostnad med produksjonsfordeling $\frac{1}{3}$ sommer og $\frac{2}{3}$ vinter.

3.2 Kostnadsutviklingen for et midlere norsk vannkraftverk, januar 1990 til januar 1992

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 4-5.000 timer/år. Det antas en kostnadsfordeling for et slikt referanseverk som følger:

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

Byggherrens ytelser inngår med en viss andel på hver post.

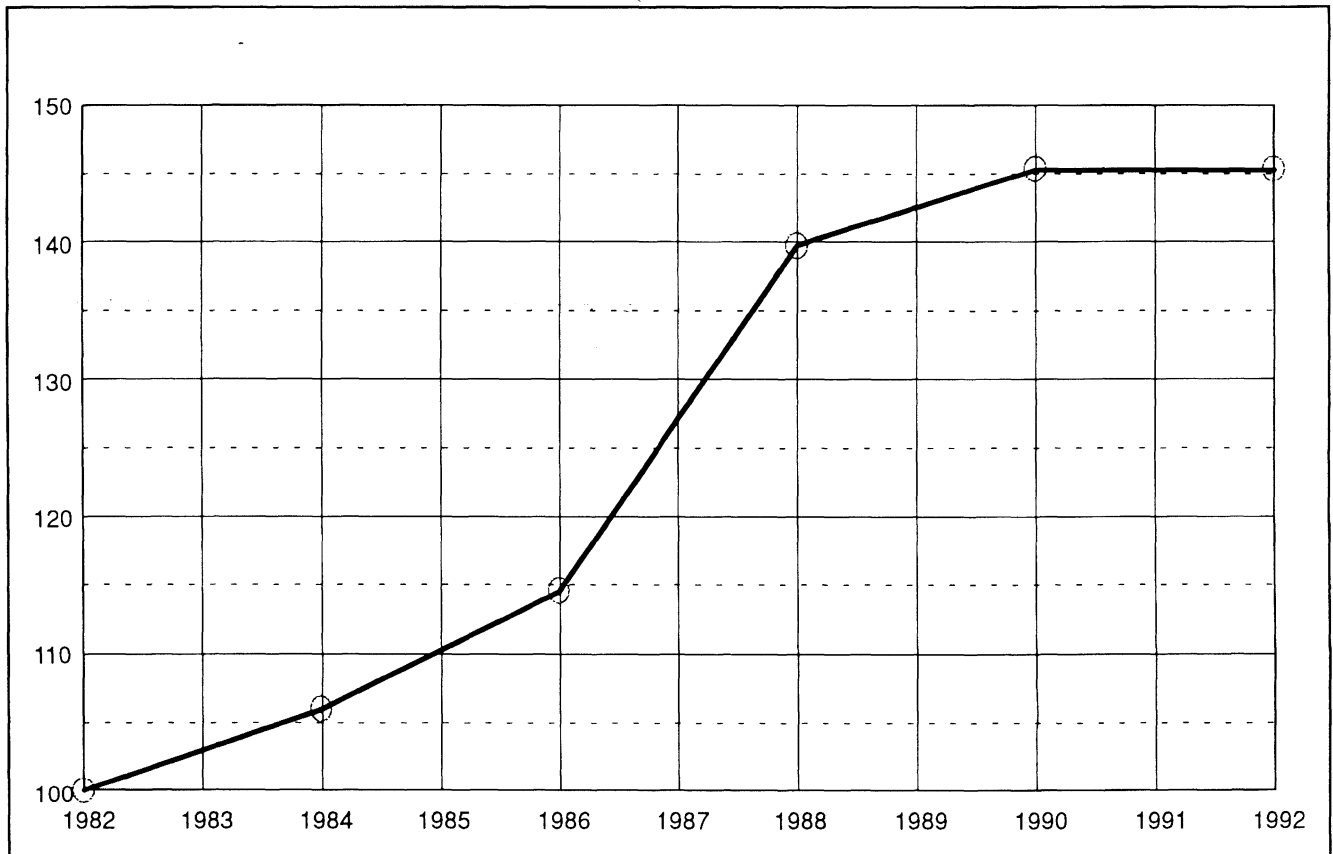
Entreprenørarbeidene regnes å ha hatt en prisnedgang på 2%. For postene maskintekniske og elektrotekniske installasjoner vurderes prisstigningen i perioden som moderat, begge på 6%.

Den samlede nominelle prisstigning for et midlere vannkraftverk blir da:

$$\text{Prisstigning} = 0,75 \times (\div 2,0) + 0,13 \times 6,0 + 0,12 \times 6,0 = 0\%$$

Figur 3.2 nedenfor viser kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 1982-1992. Januar 1982 er lik 100, basis. For perioden 1982-1990 er referansegrunnlaget som angitt i [2]. I perioden 1990-1992 er det regnet flat kostnadsutvikling.

Figur 3.2: Kostnadsstigning vannkraftverk. Januar 1982 = 100.



4. VARMEKRAFT

4.1 Allment om kostnadsgrunnlaget

Undersøkelsen omfatter følgende anleggstyper:

- Gassfyrte kombinerte anlegg (1x700 MW_{el})
- Kullfyrte kondenskraftverk (1x600 MW_{el})
- Kjernekraftverk (1x1000 MW_{el})
- Gasturbinverk (1x150 MW_{el})
- Industrielt varmekraftverk (1x10 MW_{el})

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 effekt-supplement til de grunnlastdrevne varmekraftverkene.

Prisen på brensel skal være en gjennomsnittlig pris for verkets økonomiske levetid. I figur 4.9.2 er det vist prisutviklingen for propan og kull i perioden 66-92.

Investeringskostnadene baserer seg på spesifikke kostnadstall for nøkkelferdige anlegg og er hentet fra ref. (3) med justeringer for kostnadsøkning i perioden 90-92 angitt av utstyrsleverandører. For perioden 90-92 er beregningene basert på en investeringsavgift på 7 % regnet på 85 % av investeringene.

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 Gassfyrte kombinerte anlegg, uten tilleggsfyring

Verket er forutsatt å bestå av 3 gasturbiner med hver sin ufyrt avgasskjel og en felles dampeturbin. Samlet installasjon er forutsatt å være ca. 700 MW_{el}. Kostnadsdata for anlegget (et midlere overslag) er gitt i tabell 4.2.1.

Tabell 4.2.1. Gassfyrt kombiverk, 1 x ca. 700 MW_{el}.

Gassfyrt kombiverk, 1 x 700 MW _{el}	Kalkulasjonsrente, % pa	
	5	7
Investeringskostnader		
Anleggskostnad, NOK/kW _{el}	4.910	4.910
Investeringsavgift, NOK/kW _{el}	295	295
Byggetidsrenter, NOK/kW _{el}	390	545
Sum (avrundet), NOK/kW _{el}	5.595	5.750
Kapitalkostnad , NOK/kW _{el}	408	490
Driftskostnader		
Faste, NOK/kW/år	37	
Variable, øre/kWh	2,0	
Termisk virkningsgrad , %	48	
Spesifikt brenselforbruk, MJ/kWh	7,5	

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.

I tabell 4.2.2 er vist kostnadsfordeling for gassfyrt kombiverk uten avgassrensing. Katalytisk avgassrensing vil øke investeringskostnadene med anslagsvis 500 kr/kW_{el} og driftskostnadene med ca. et halvt øre pr kWh (3).

Tabell 4.2.2 Kostnadsfordeling for gassfyrt kombiverk.

	%
Engineering	5
Gassturbin	14
Dampturbin	4
Avgassskjel	12
Mekanisk	9
El.	9
Bygg	8
Tomt	3
Montasje	12
Div.	10
Investeringsavgift	6
Byggerenter	8
Sum	100

4.2.1 Brenselkostnad for gasskraftverk

Brenselkostnaden pr kWh_{el} levert kraftstasjons vegg er gitt som:

$$Bk_G = \frac{\text{Spesifikt brenselsforbruk} \times \text{Gasspris}}{\text{Nedre brennverdi}} \quad (\text{øre/kWh}_{el})$$

Spesifikt brenselsforbruk (gjennomsnitt for en rekke år) er satt til 7,5 MJ/kWh_{el} tilsvarende en termisk virkningsgrad på 48%. Nedre brennverdi for naturgass fra Nordsjøen er tidligere anslått til 37,4 MJ/Sm³ (10,4 kWh/SM³) (1).

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

I de senere årene har gasselgerne på det europeiske markedet lagt alternativverdiprinsippet 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.

4.3 Kullfyrt kondenskraftverk

Anlegget er forutsatt å yte ca. 600 MW_{el}, 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 SO_x-utrustning), men ikke NO_x-rensing (de-NO_x-utrustning). Kostnadsdata for anlegget er gitt i tabell 4.3.1.

Tabell 4.3.1. Kullfyrt kondenskraftverk, 1 x ca. 600 MW_{el}.

Kullfyrt kombiverk, 1 x 600 MW _{el}	Kalkulasjonsrente, % pa	
	5	7
Investeringskostnader		
Anleggskostnad, NOK/kW _{el}	8.275	8.275
Investeringsavgift, NOK/kW _{el}	490	490
Byggetidsrenter, NOK/kW _{el}	1.145	1.535
Sum (avrundet), NOK/kW _{el}	9.910	10.300
Kapitalkostnad, NOK/kW_{el}	731	880
Driftskostnader		
Faste, NOK/kW/år	214	
Variable, øre/kWh	3,7	
Termisk virkningsgrad, %	39	
Spesifikt brenselforbruk, MJ/kWh	9,2	

4.3.1 Brenselkostnad for kullkraft

Det spesifikke brenselforbruket er anslått til 9,2 MJ/kWh_{el} tilsvarende en termisk virkningsgrad på 39 %.

Kullprisen angis som regel i NOK/GJ. Brenselskostnaden pr kWh_{el} levert kraftstasjonsvegg er da gitt som:

$$Bk_k = \text{Spesifikt brenselforbr.} \times \text{Kullpris} \times 100/1000 \text{ (øre/kWh}_{el}\text{)}.$$

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 \$ (1987)/tce	(1,7 \$/GJ)
2010	60 \$ (1987)/tce	(2,1 \$/GJ)

Prisutviklingen for kull i perioden 1986 - 1992 er vist i figur 4.9.2. Som anslag på brenselpriser i denne rapporten benyttes 10 og 17 kr/GJ. Den laveste brenselprisen ligger litt under prisen idag, mens den høyeste brenselprisen kan representere prisen på kull over et kullkraftverks levetid med høy realprisutvikling på kull. Krav om mindre miljøskadelig utslipp fra et kullkraftverk vil øke produksjonskostnaden.

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 avvike disse, andre har vedtatt stopp i videre utbygging.

Kjernekraftverket er forutsatt å yte ca. 1000 MW_{el}. Kostnadsdata er gitt i tabell 4.4.1.

Tabell 4.4.1. Kjernekraftverk, 1 x ca. 1000 MW_{el}.

Kjernekraftverk, 1 x 1000 MW _{el}	Kalkulasjonsrente, % pa	
	5	7
Investeringskostnader		
Anleggskostnad, NOK/kW _{el}	16.680	16.680
Investeringsavgift, NOK/kW _{el}	990	990
Byggetidsrenter, NOK/kW _{el}	3.280	4.330
Sum (avrundet), NOK/kW _{el}	20.950	22.000
Kapitalkostnad, NOK/kW_{el}	1.560	1.880
Driftskostnader		
Faste, NOK/kW/år	260	
Variable, øre/kWh	1,5	

4.4.1 Brenselkostnad

Det er benyttet samme data for brenselkostnader som i ref.(1) hvorfra siteres.

"Ifølge utenlandske beregninger vil levetidsgjennomsnittskostnaden beløpe seg til vel 8 øre/kW_{el}. Vi har imidlertid i våre beregninger benyttet en brenselkostnad på 6,5 øre/kWh_{el}."

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_{el}.

Gassfyrt spisslastverk	Kalkulasjonsrente, % pa	
	5	7
Investeringskostnader		
Anleggskostnad, NOK/kW _{el}	3.970	3.970
Investeringsavgift, NOK/kW _{el}	240	240
Byggetidsrenter, NOK/kW _{el}	210	290
Sum (avrundet), NOK/kW _{el}	4.410	4.500
Kapitalkostnad, NOK/kW_{el}	320	385
Driftskostnader		
Faste, NOK/kW/år	25	
Variable, øre/kWh	2,8	
Termisk virkningsgrad, %	32	
Spesifikt brenselforbruk, MJ/kWh	11	

4.5.1 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 (3). Prisutviklingen for propan de senere år er vist i tabell 4.8.4.

I kapittel 5 har vi benyttet en brennstoffpris på 26 og 40 NOK/GJ. (9,35 og 14,38 øre/kWh).

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:

$Bk_T = \text{Spesif. brenselforb.} \times \text{Brennstoffpris} \times 100/1000 \text{ (øre/kWh}_{el}\text{)}.$

4.6 Industriell kraftproduksjon

Det produseres årlig ca 500 GWh elektrisitet ved kraftverk tilknyttet fjernvarme, raffinerier, treforedling, ferrolegering (4). Strømproduksjonen tilsvarer 3-4 ganger den strømproduksjonen man ville ha ved et spisskraftverk beskrevet i kapittel 4.5.

Produseres kraften i et mottrykksanlegg, gassmotor eller gassturbin tilknyttet en avgassskjel vil strømmen bli produsert med høye termiske virkningsgrader på 75-80% (5 og 6). Det er i beregningene nedenfor benyttet en termisk virkningsgrad på 75%.

Driftstiden kan variere sterkt. I beregningene nedenfor er det benyttet 4000 timer som er midlere driftstid for kjelanlegg i industrien.

I tabell 4.6.1 omfatter investeringene i gassturbin, generator og tilknytninger til avgassskjel.

Tabell 4.6.1 Industrielt gassturbinanlegg, 1 x 10 MW_{el}

Industrielt gassturbinanlegg	Kalkulasjonsrente, % pa	
	5	7
Investeringskostnader		
Anleggskostnad, NOK/kW _{el}	4.985	4.985
Investeringsavgift, NOK/kW _{el}	300	300
Byggetidsrenter, NOK/kW _{el}	250	370
Sum (avrundet), NOK/kW _{el}	5.535	5.650
Kapitalkostnad, NOK/kW_{el}	400	485
Driftskostnader		
Faste, NOK/kW/år	40	
Variable, øre/kWh	0,5	
Termisk virkningsgrad, %	75	
Spesifikt brenselforbruk, MJ/kWh	4,8	

I tabell 4.6.2 er det oppført data for et industrielt mottrykksanlegg tilsvarende hva som anvendes i treforedling, fjernvarme ol.

Investeringene er knyttet til turbin, generator og meromkostninger for kjel, matevannsanlegg ol.

Tabell 4.6.2 Industrielt mottrykksaggregat.

Industriell mottrykk	Kalkulasjonsrente, % pa	
	5	7
Investeringskostnader		
Anleggskostnad, NOK/kW _{el}	8.470	8.470
Investeringsavgift, NOK/kW _{el}	505	505
Byggetidsrenter, NOK/kW _{el}	425	625
Sum (avrundet), NOK/kW _{el}	9.400	9.600
Kapitalkostnad, NOK/kW_{el}	680	820
Driftskostnader		
Faste, NOK/kW/år	40	
Variable, øre/kWh	0,5	
Termisk virkningsgrad, %	75	
Spesifikt brenselforbruk, MJ/kWh	4,8	

4.6.2 Brenselkostnad

For industriell kraftproduksjon anvendes en rekke brensler som varme avgasser, brennbare avgasser, bark, avlut, avfall samt konvensjonelle brensler som lettolje, tungolje og propan.

Prisen på brenselet vil variere fra negative verdier for avfall som ellers må påkostes transport og deponeres til priser tilsvarende konvensjonelle brensler.

For industrielle gassturbanlegg er det regnet samme brenselpriser som for gassturbinnerket i kapittel 4.5.

For industrielle mottrykksanlegg er brenselomkostningene beregnet ut fra brenselpriser på 0 og 16 kr/GJ (0 og 6 øre/kWh). Den siste verdien tilsvarer 50 kr/m³ løs sagflis og bark.

4.7 Brukstid

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

- variasjon i kraftetterspørselen over året og døgnet.
- planlagt vedlikehold.
- ikke planlagt driftsstans.
- fleksibilitet i brennstoffleveransen.

Ved å samkjøre et kraftsystem (f.eks. bestående av vannkraft og varmekraft) kan man samordne dekkningen 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)kraftsystemet, vil optimal brukstid avhenge av:

- nedbørsmengden/korttidsgrensekostnad i eksisterende kraftsystem
- tilgjengelighet
- de variable driftskostnader, inkl. brenselkostnadene

Tabell 4.7.1 angir hvilke tilgjengeligheter som er lagt til grunn. Det er benyttet de samme verdier som i forrige kostnadsrapport (1). Tallene for tilgjengelighet er anslagsvis over planlagt og ikke planlagt driftsstans. Forskjellen i tilgjengelighet sommer og vinter fremkommer ved at planlagt vedlikehold legges til sommeren.

Tabell 4.7.1. Tilgjengelighetsdata varmekraftverk.

Type	Installasjon MW _{el}	Tilgjengelighet		
		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
Industri gassturbin	1 x 10	90	77	7400
Industri mottrykk	1 x 10	90	77	7400

4.8 Produksjonskostnad

Produksjonskostnader, i øre/kWh_e, for de forskjellige varmekraftverkene kan beregnes som:

$$P_k = \frac{\text{Faste årskostn.} \times 100}{\text{Brukstid}} + \text{var. driftskostn} + \text{brenselkostn.}$$

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

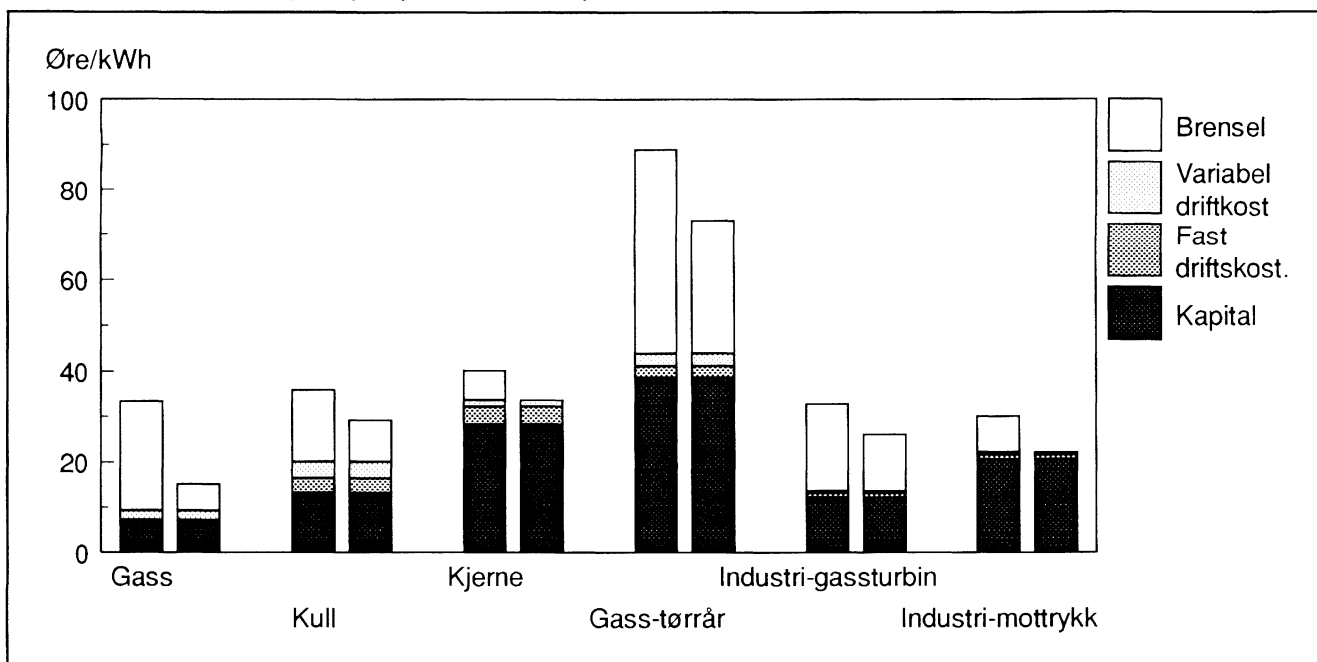
I tabell 4.8.1 har vi beregnet produksjonskostnader for en valgt brukstid uten å ta hensyn til innpassingen i det norske kraftsystemet. Gassturbinverket er planlagt som tørrårssikring, og vi har valgt å beregne produksjonskostnader for en gjennomsnittlig brukstid på 1000 timer pr. år.

I figur 4.8.1 er noen av dataene vist grafisk.

Tabell 4.8.1. Produksjonskostnad for varmekraft. Tilpasning til eksisterende kraftsystem er ikke tatt hensyn til.

Krafttype:	GASS-KOMBI grunnlast		KULL grunnlast		KJERNE grunnlast	GASS-UFYRT tørrårssikring		INDUSTRI gassturbin		INDUSTRI mottrykk	
Antatt brukstid h/år	7400		6700		6700	1000		4000		4000	
Brenselkostnad øre/Sm ³ KR/GJ	30	120	10	17		26	40	26	40	0	16
øre/kWh	2,9	11,6	3,6	6,1		9,4	14,4	9,4	14,4	0,0	5,8
Brenselkostnad øre/kWh _{el}	6,00	24,1	9,2	15,7	6,50	29,3	45,0	12,5	19,2	0,00	8,00
Produksjonskostnad øre/kWh _{el} ved 7% rente	15,2	33,2	29,3	35,7	40,1	70,4	88,9	26,1	32,80	22,1	30,0
Produksjonskostnad øre/kWh _{el} ved 5% rente	13,9	31,9	26,6	33,1	34,1	65,8	81,50	23,85	30,5	18,2	26,2

Figur 4.8.1: Produksjonskostnader for varmekraft 1992. Kostnadsfordeling ved 7 % kalkulasjonsrente og høy og lav brenselpris.



4.9 Kostnadsutvikling for varmekraft, jan. 90 til jan. 92

Tabell 4.9.1 viser den nominelle økningen i anleggskostnader fra forrige kostnadsrapport, januar 90, til denne rapporten, januar 92, ved 7% kalkulasjonsrente.

Den betydelige variasjon i kostnadsøkningen for de ulike varmekrafttyper antas å ha sin årsak i den aktuelle markedssituasjonen, spesielt synes dette å gjelde for gassturbinverk i størrelsesorden 150 MW_{el}.

I ref.(2) ble det for tidsperioden 1988-90 anført:

" I det siste året har det vært en økning i gassturbin bestillinger, 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."

Dette synes å være gjeldende også for perioden 1990-92 som nå betraktes. Leverandører har antydnet prisstigning på opp mot 60 % for kraftverk i størrelsesorden 150 MW_{el}.

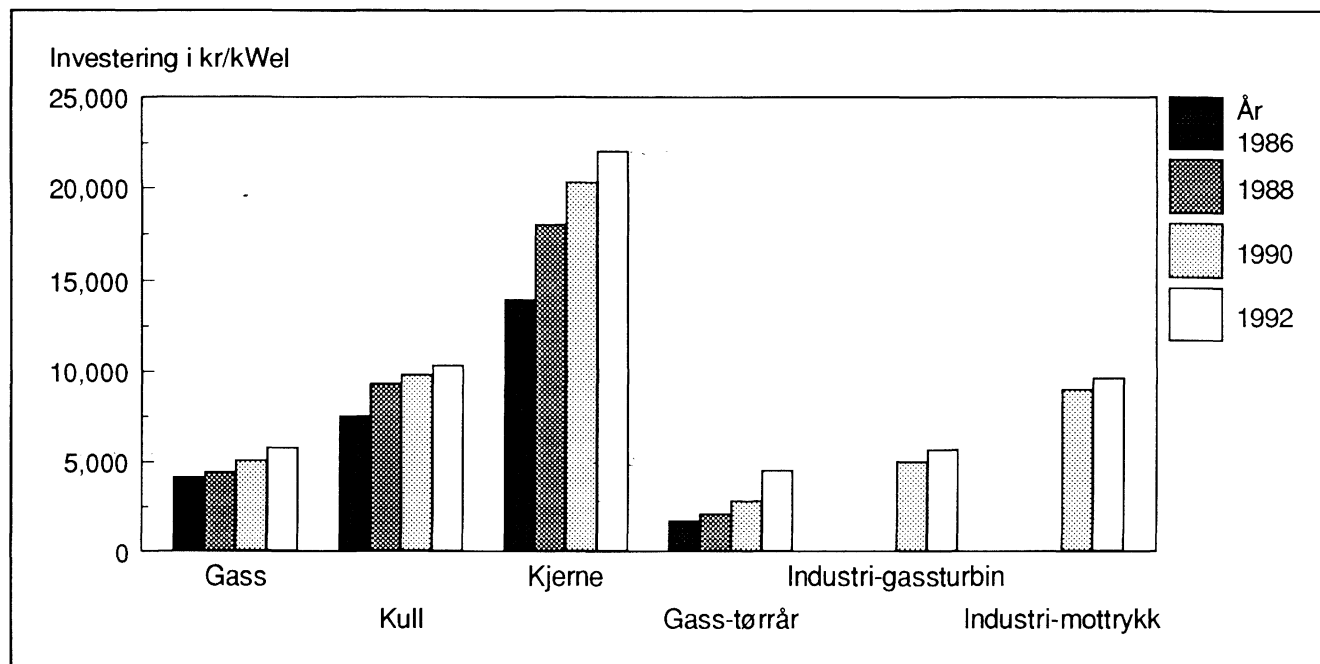
I tabeller og beregninger er disse prisstigninger benyttet, selv om verdiene kan synes høye. De spesifikke kostnader på 4500 kr/kW_{el} synes dog å ligge innenfor normale verdier.

Tabell 4.9.1 Anleggskostnader i perioden 1990 - 1992 med 7% kalkulasjonsrente, NOK/kW_{el}

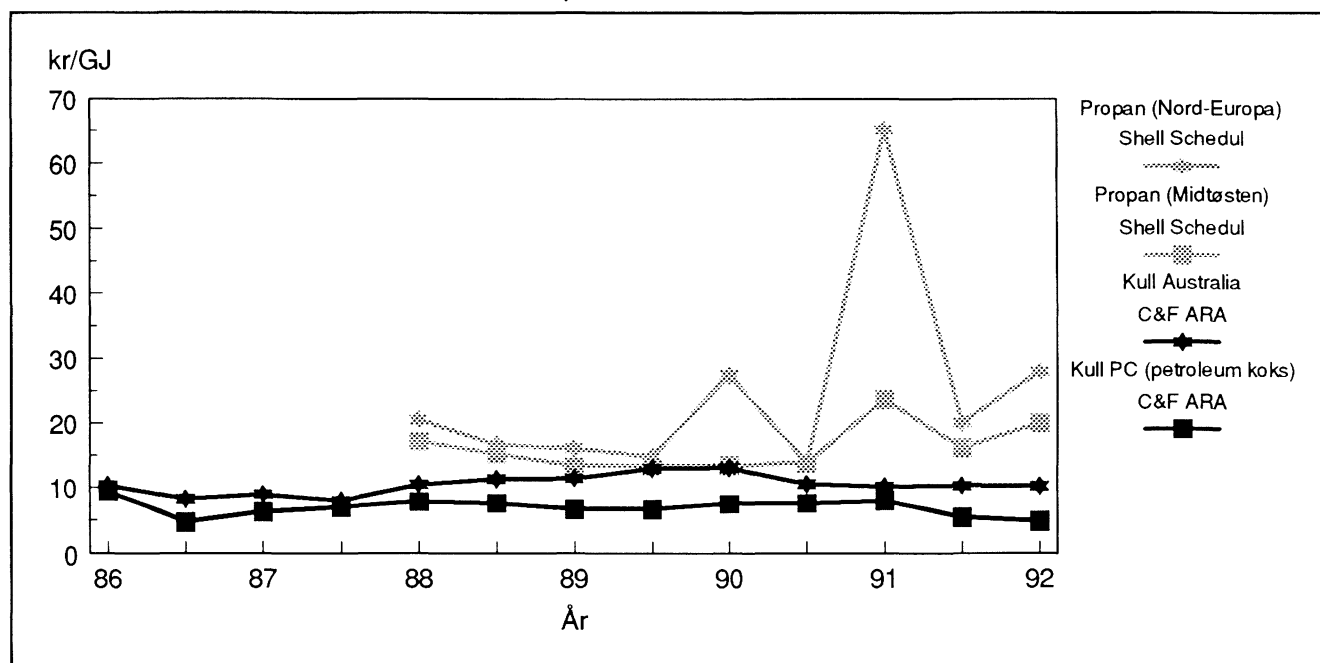
	Jan. 90	Jan. 92	Nominell økning i %
Gasskraft kombianlegg 1 x 700 MW	5050	5750	14
Kullkraftverk, 1 x 600 MW	9800	10300	5
Kjernekraftverk, 1 x 1000 MW	20300	22000	8
Gassturbinverk, 1 x 150 MW,	2830	4500	59
Industri, gassturbin, 10 MW	5000	5650	13
Industri, mottrykk, 10 MW	9000	9600	7

I figur 4.9.1 er kostnadsutviklingen i spesifikke kostnader for varmekraftverk 1986-92 vist grafisk .

Figur 4.9.1: Kostnadsutviklingen for varmekraftverk i perioden 1986-92 med 7% kalkulasjonsrente.



Figur 4.9.2: Prisutviklingen for propan og kull levert CIF fra havn i Nord-Europa. ARA = Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen.



5. NYE FORNYBARE ENERGIKILDER

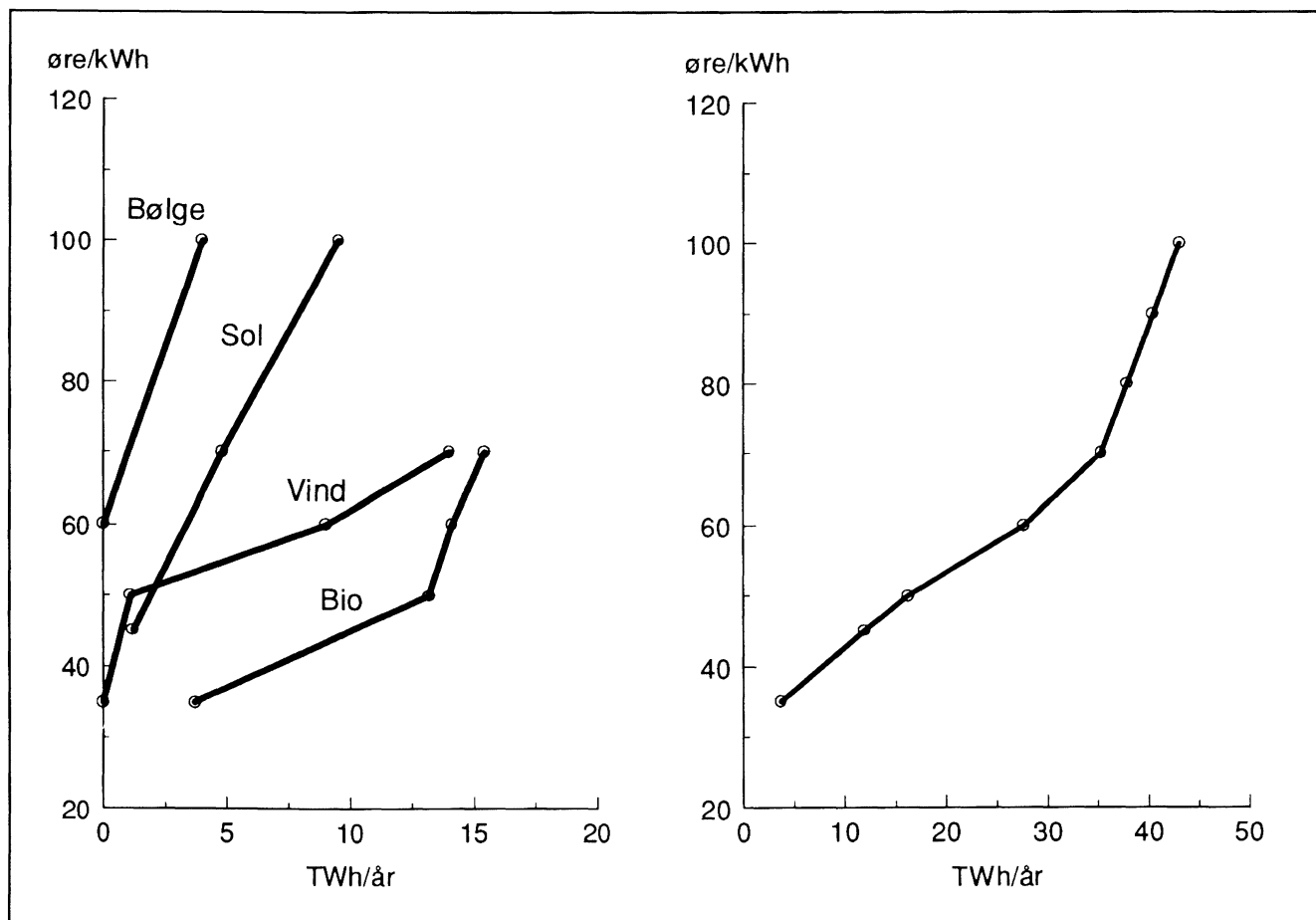
5.1 Potensial og integrasjonskostnader

Norge har gode muligheter til å redusere sin 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 er det redegjort for potensialet for utnyttelse av nye fornybare energikilder og de kostnader som kan forventes dersom disse energikilder tas i bruk.

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

Figur 5.1 a-b viser potensialet for nye fornybare energikilder i Norge, (a) som funksjon av utbyggingskostnadene for hver enkelt energikilde og (b) samlet. Utbyggingskostnadene i figuren er angitt i pengeverdi 1990. For illustrasjonsformål kan imidlertid kurvene også benyttes for pengeverdi 1992.

Figur 5.1: Utbyggbart potensial for fornybare energikilder, (a) som funksjon av utbyggingskostnadene for hver enkelt energikilde og (b) samlet. Pengeverdi 1990.

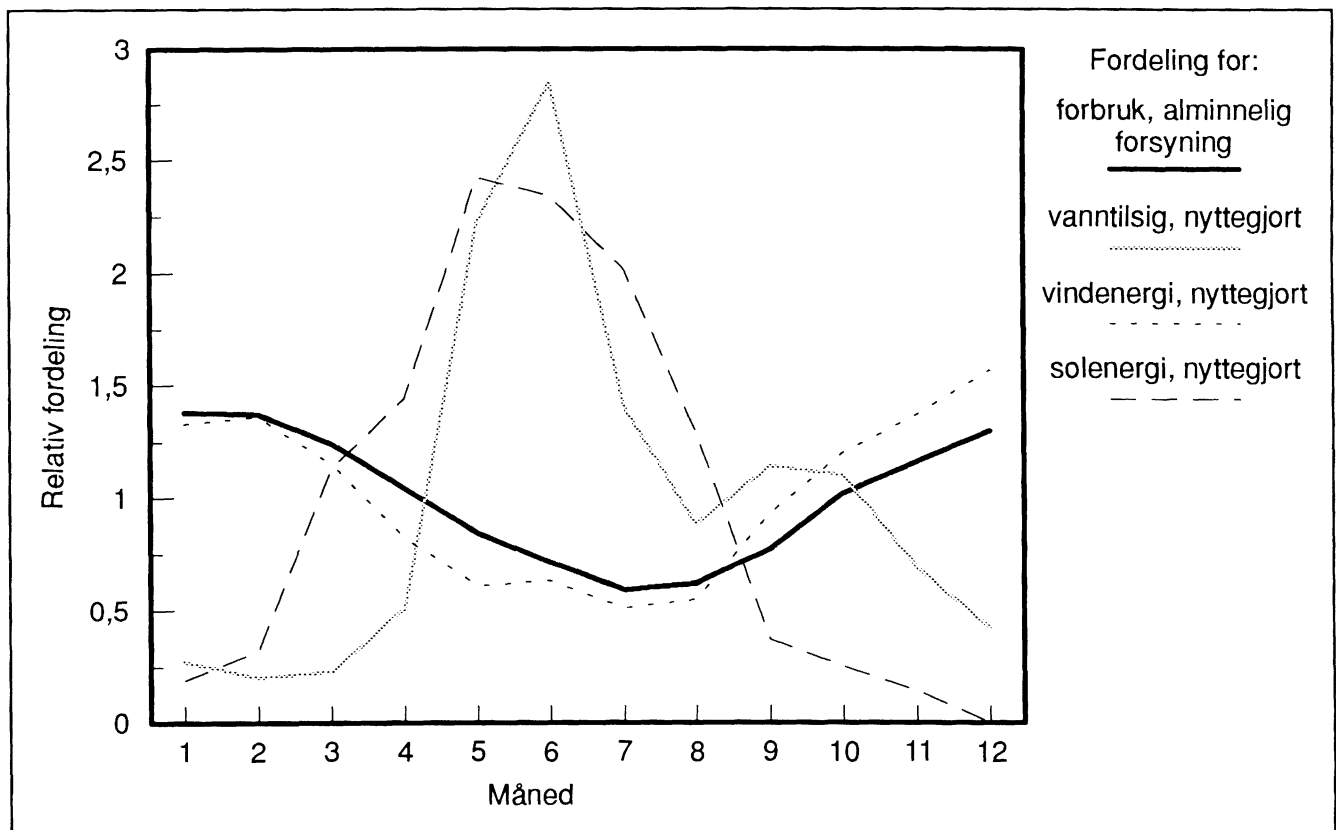


For vind- og bølgeenergi er potensialene og kostnadene først og fremst avhengig av teknologi og naturgitte forhold samt tilgjengelige arealer. De data som er lagt til grunn for sol- og bioenergi er i større grad knyttet til samfunnsstyrte forhold som fornyelsestiltak i bygningsmassen, samt industri-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

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, samt 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 5.2 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 ved kort-tidslagring.

Figur 5.2: Fordeling av nyttbar energitilgang over året for vind-, sol- og vannkraftanlegg .



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 bølgekraft gir muligheter for at slike energislag kan gi kostnadseffektive bidrag til det norsk energisystemet. Enøk-tiltak og bruk av varmepumper kan også gi positive bidrag, uten at dette er behandlet i denne sammenheng.

5.2 Vindenergi

For å illustrere forholdene er de samfunnsøkonomiske produksjonskostnader for et påtenkt vindparkanlegg på Sula vist i tabell 5.1. Ulike vindturbintyper og effektinstallasjoner er vurdert ut fra følgende forutsetninger:

Midlere vindhastighet i høyde 30 m over bakken:	7,7 m/sek.
Økonomisk levetid for vindkraftverk:	25 år
Kalkulasjonsrente:	7% p.a.
Drift- og vedlikehold:	25%/år av investeringskostnadene

Tabell 5.1: Vindpark Sula, økonomiberegninger for alternative installasjoner

Vindpark Sula				
Alternativ	DWT 34	NTK 300/31	NTK 450/37	BON 450
Installasjon	3 x 400 kW	3 x 300 kW	3 x 450 kW	3 x 450 kW
Samlet inst., kW	1.200	900	1.350	1.350
Tilgjeng. %	95	95	92	95
Energiprod., kWh/år	3.620	2.750	4.040	3.410
Invest.kostn. kr/kWh	11.288	12.305	10.487	10.487
Kap.kostn. øre/kWh	32,1	34,5	30,2	35,6
Driftskostn. øre/kWh	9,4	10,0	8,8	10,4
Prod.kostn. øre/kWh	41,5	44,5	39,0	46,0

5.3 Bioenergi

Bioenergi er et samlebegrep for en rekke forskjellige ikke fossile organiske energibærere. Eksempler er husholdningsavfall, industriavfall, skogsvirke, biprodukter i skogbruks-industrien, halm, energiholdige jordbruksprodukter osv. Det er dessuten mulig å velge en rekke forskjellige teknologier ved utnyttelse av en og samme energibærer. De mange alternative måtene å utnytte bioenergi på gjør det vanskelig å komme fram til generelle anslag over prisnivået. I denne rapporten har vi valgt å gi eksempler på energibærere og teknologier som har vist lovende resultater.

I et arbeid som Institutt for skogfag ved NLH gjorde for NVE i 1990, konkluderes det med at potensialet som kan utnyttes til kostnader under 35 øre/kWh er ca 9 TWh netto anvendt energi. I dag anvender vi mellom 4 og 5 TWh. Anslagene er belemret med usikkerhet.

I dagens situasjon bør ofte et eller flere av følgende vilkår være oppfylt for at bioenergi skal være lønnsomt:

- Billig eller gratis tilgang på energiråvare (selvhogd ved, skogsindustri med trevirke/bark som biprodukter).
- Konvertering av energianlegg der tilpasning til bioenergi kan foretas uten for store investeringer. (konvertering av varmesentraler/fjernvarmeanlegg basert på olje).
- Energiutnyttelse ved anlegg der en investering er nødvendig uansett for å tilfredsstille miljøkrav. (avgassing av avfallsdeponier og avfallsforbrenning).

De anleggene som i dag viser best lønnsomhet tilfredsstiller oftest flere av ovennevnte kriterier. Eksempler på energipriser fra anlegg som er realisert gis nedenfor.

1. *El- og varmeproduksjon fra deponigassanlegget ved Brånås fyllplass*

Akershus Energiverk driver deponigassanlegget ved Brånås avfallsanlegg. En el-generator leverer el på nettet til Skedsmo og Sørum Elforsyning A/L til 19 øre/kWh. Årsomsetningen antas å nå 1,5 GWh innen utløpet av 1992. I tillegg leveres drøyt en GWh til fjernvarme. Prisene følger tilfeldigkraftprisene.

2. *Fjernvarme anlegg i tilknytning til Trysil-Tre*

Anlegget har vært i drift siden 1981. Etter flere utbygginger består anlegget i dag av to brenselkjeler på til sammen 7,7 MW. Bedriften omsetter årlig 8,8 GWh à 28 øre/kWh. Denne omsetningen ga i 1991 et overskudd på 410 000 kr for fjernvarmeanlegget.

3. *Vedfyring i husholdningene*

De viktigste faktorene for vedfyringens lønnsomhet er vedkostnader, prisen på ovn, fyringsvanene. Under de gunstigste forholdene kan kWh-prisen komme ned i 2-3 øre (ovnen nedskrevet og tilnærmet gratis ved). Ved kjøp av ny ovn passerer kostnadene 40 øre/kWh, når veden koster mer enn 200-250 kr pr favn (15 års avskrivning og 7 % rente). Trivselseffekten er ofte vel så viktig som energikostnadene.

4. *Konvertering av Bogerud Varmesentral til brikettfyring*

Norsk Biobrensel A/S er i ferd med å inngå avtale med Bogerud varmesentral om salg av sentralvarme for 19 øre/kWh. Prosjektet er enda ikke realisert, men vil sannsynligvis påbegynnes i løpet av kort tid. Av en total investering på 3,8 mill, er 1,1 mill statstilskudd. Investeringene forventes nedskrevet innen ca 3-4 år. Norsk Biobrensel A/S har identifisert 10 tilsvarende anlegg der forholdene ligger tilsvarende til rette for konvertering. Det antas at energiprisene vil ligge mellom 20 og 30 øre/kWh.

5.4 Solenergi

Den årlige innstrålingen mot takflaten på et rimelig godt isolert småhus utgjør omlag 10 ganger det totale oppvarmingsbehovet for bygget. Solvarme er godt egnet både til oppvarming av varmt tappevann og til romoppvarming.

Passiv solvarme er utnyttelse av solenergi ved å legge vekt på bygningsutforming og uten bruk av tekniske installasjoner. For norske klimaforhold vil en god utforming kunne redusere oppvarmingsbehovet i et småhus med 15-25% . Kostnadene for passiv solvarme er svært vanskelig å angi, da dette er sterkt avhengig av byggets form. Det er ofte tradisjonelle bygningsmaterialer som benyttes på en annen måte, og som derfor i utgangspunktet ikke fører til økte kostnader ut over et vanlig byggeri. Begrunnelsen for å bygge passive solvarmeanlegg er ofte ikke energibesparelsen alene, men økte bomessige kvaliteter.

Aktive solvarmeanlegg kjennetegnes ved at varmetransporten skjer med bruk av pumper og/eller vifter. Aktiv solvarme utnyttet for varmtvannsberedning, kan i sommerhalvåret gi relativt godt utbytte med små korttidslagre. For å gi store tilskudd til romoppvarming, mer enn 80%, må sesongvarmelagre benyttes.

Prisutviklingen på solfangeren vil trolig være avgjørende for framtidig utnyttelse av solvarmen. Målet i Sverige er å produsere solfangere til ca 70% av dagens pris relatert til produsert energimengde. Det hevdes fra en fabrikant at dagens solfangerpris på ca. 1.300 SEK/m² kan bringes helt ned i 700 SEK/m² ved større produksjonsvolum.

Øvrige komponenter i et solvarmesystem er rimelig konvensjonell VVS-teknologi, men også for disse er prisreduksjon mulig.

Med underlag fra Danmark, Sverige og Norge kan følgende kostnadsnivåer pr. 1990 for komplette aktive solvarmeanlegg settes opp pr. m² solfangerareal:

Mindre varmtvannanlegg, ca 5 m ² :	3.000 - 5.000 kr/m ²
Større varmtvannanlegg, 50-250 m ² :	2.000 - 3.500 kr/m ²
Fjernvarme, > 500 m ² :	1.400 - 3.000 kr/m ²
Fjernvarme m/sesonvarmelagring > 500m ² :	1.900 - 4.000 kr/m ²

Det årlige produksjonsvolum er en vesentlig faktor for kostnadsnivået. Det er særlig små serier av solfangere og lite erfaring med montasjen som er avgjørende. Dersom man ser på mindre varmtvannanlegg for småhus (5 m²) vil prisene ligge i det øvre nivå ved årlig produksjon av mindre enn 1000 anlegg. Dersom årsproduksjonen kan komme opp over 6.000 anlegg vil prisene ligge i det nedre nivå. En viktig faktor er også hvorvidt varmelagertanken blir en ekstra kostnad, enn om det er nybygg eller berederutskifting slik at en ordinær bereder kan trekkes fra i merinvesteringen.

Solstrøm/solceller

Solceller har til nå utgjort det alt vesentlige av det kommersielle solenergimarkedet i Norge. Totalt er det installert omlag 50.000 hytteanlegg. Dette tilsvarer omlag 1,6 MW installert effekt, som ville kunne levere omlag 2,0 GWh/år. Faktisk energileveranse er antagelig vesentlig lavere da anleggene ikke er belastet i store deler av året.

De nåværende silisiumceller i praktisk bruk har en virkningsgrad på 5-15%. Dette svarer til en årlig elproduksjon på 50-150 kWh/m² i Danmark, noe som er rimelige verdier også i den sydlige halvpart av Norge. Prisen på solcellemoduler har stagnert de siste par år etter en lengre tids prisfall. Prisene forventes imidlertid å bli ytterligere redusert i årene fremover. I dag er typisk pris for solcellemodulene ca. 30.000 kr/kW spisseffekt. I tillegg kommer øvrige kostnader til stativer, regulering etc., slik at den totale anleggspris typisk vil ligge på 60.000 kr/kW spisseffekt. Dette gir energipriser i området 5 kr pr årsprodusert kWh, hvilket er betydelig over et interessant nivå for norsk energiforsyning. På avsidesliggende steder kan imidlertid dette kostnadsnivået være konkurransedyktig.

REFERANSER

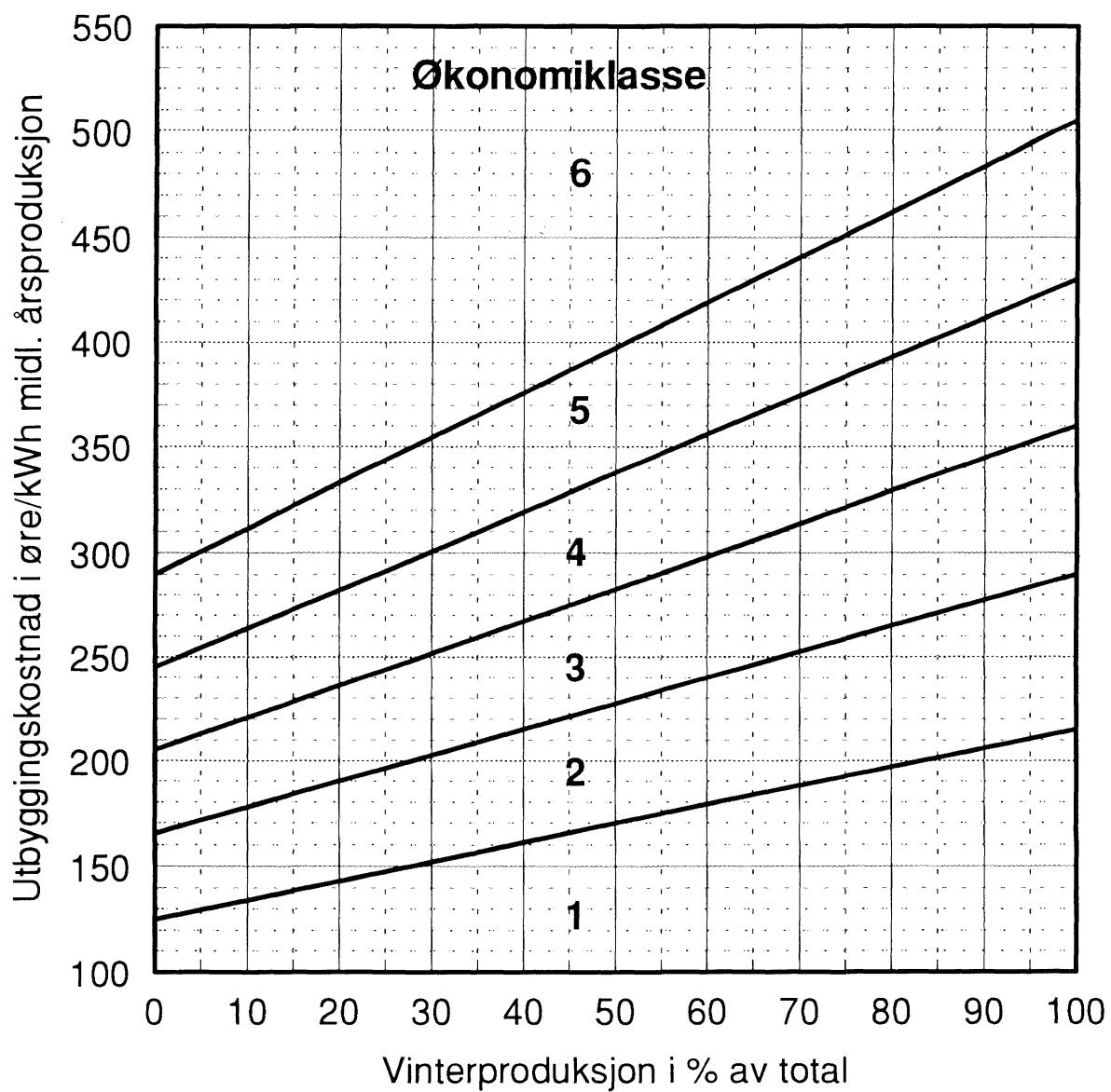
1. NVE-E publikasjon nr. 3/89: Kostnader for kraftverk prosjekter, prisnivå januar 88.
2. NVE-E publikasjon nr. 9/91: Kostnader for kraftverk prosjekter, prisnivå januar 90.
3. Statkraft-D-NOTAT 107/90 : Kostnadstall for termisk kraftverkstyper, januar 1990.
4. Kjelforeningen-Norsk Energi, ISBN 82-7252-004-4: Kartlegging av industriens muligheter for el. kraft produksjon og økonomiske rammer for utbygging og drift.
5. Kjelforeningen-Norsk Energi, 07-16095-01: El.produksjon ved sambrenning av biomasse og avfall.
6. Kjelforeningen-Norsk Energi, 03-15640-07: Kraftpakke for utnyttelse av gass fra metallurgiske prosesser, samt kraftproduksjon.
7. ER-notat nr. 13/93: Fastkraftkostnad for ny vannkraft.
8. NVE, Avdelingsrapport E 2/90: Klimarelaterte problemstillinger og energisektoren. Nye fornybare energikilder og vannkraft.
9. IFE/KR/F-91/112 Vindpark på Sula og Frøya.
10. ER-notat nr. 2/93: Økonomiklassifisering pr 01.01.92.

VEDLEGG A. Nyttbar vannkraft pr. 01.06.1993**Tabell A.1:** Nyttbar vannkraft pr. 01.06.1993 fordelt på utbyggingsstadiene. Midlere årsproduksjon i GWh

	UTBYGD	UNDER	KONSESJON	E	U	SP I	SP II	X	VERNET	SUM
		BYGGING	GITT							
ØSTFOLD	4131,2	0,0	0,0	12,5	0	0	0	0	20	4163,7
AKERSHUS	899,5	0,0	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	2275,9	0,0	16,0	68,7	0	539	413,6	0	2654,2	5967,4
OPPLAND	5513,3	11,5	6,8	0	28,7	2244,1	1125,9	343,6	3468,9	12742,8
BUSKERUD	8849,5	0,0	0,0	60	386,9	528,6	424,4	0	977,8	11227,2
VESTFOLD	16,3	0,0	31,6	0	0	0	166	0	0	213,9
TELEMARK	11799,8	133,6	0,0	73,8	300	447,3	381,6	0	661,6	13797,7
AUST-AGDER	3971,4	265,0	23,3	145	0	1148,3	174,3	18	318,3	6063,6
VEST-AGDER	8222,8	0,0	0,0	101,4	27	737,5	390,2	0	730,7	10209,6
ROGALAND	9453,9	18,0	0,0	193	264	1832,5	762,9	0	1094	13618,3
HORDALAND	13753,3	85,3	59,0	100,9	92,1	1253,5	445,6	114,7	6421	22325,4
SOGNOGFJORDANE	11558,8	23,3	0,0	6,3	231,3	2030	1343,8	0	5149,3	20342,8
MØREOGROMSDAL	5408,9	20,2	104,0	3,4	379,7	638,7	762,3	25,2	3304,1	10646,5
SØR-TRØNDELAG	4037,7	6,8	0,0	12	0	304,6	639	0	1435,3	6435,4
NORD-TRØNDELAG	2391,1	401,0	0,0	32	0	914,3	162,1	6,4	1980,1	5887
NORDLAND	13288,9	253,5	1160,0	55,1	447,9	2567,5	1367,5	217,9	3531,8	22890,1
TROMS	2436,0	11,3	0,0	0	0	254,6	404,5	0	1906,2	5012,6
FINNMARK	1373,4	10,0	0,0	21	0	58,5	221,8	8,7	1126,8	2820,2
HELE LANDET	109401,2	1239,5	1400,7	885,1	2157,6	15499	9185,5	734,5	34854,2	175357,3

Tabell A.2: Fordeling av gjenværende vannkraft fordelt på økonomiklasser. Midlere årsproduksjon i GWh

	ØKONOMIKLASSE						SUM
	1	2	3	4	5	6	
UNDER BYGGING	185,1	631,0	338,1	85,3	0,0	0,0	1239,5
KONSESJON GITT	23,3	163,0	211,8	419,0	47,6	536,0	1400,7
E	90,0	372,2	29,8	189,2	180,9	23,0	885,1
U	198,6	326,0	777,8	809,2	50,7	-4,7	2157,6
SP I	1628,6	3428,5	5322,9	4215,4	727,9	175,7	15499,0
SP II	782,1	1704,8	2091,6	2251,8	1150,3	1204,9	9185,5
X	368,0	223,0	59,9	51,3	6,4	25,9	734,5
SUM	3275,7	6848,5	8831,9	8021,2	2163,8	1960,8	31101,9

VEDLEGG B: Økonomiklassifisering av gjennværende nyttbar vannkraft pr 01.06.1993**Figur B.1: Økonomiklassifisering, pengeverdi 01.01.1992**

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

I 1993 ER FØLGENDE PUBLIKASJONER UTGITT:

- | | | |
|----|----|---|
| Nr | 1 | Inger Marie Traagstad og Svein Homstvedt: Seminarrapport: Vassdragsinformasjon i forvaltningen. (168 s.) |
| " | 2 | Oddvar Fossheim (red.): Retningslinjer for inngrep i vassdrag. Saksbehandling i forhold til vassdragslovens §§ 104-106 m.v. (almene interesser). (35 s.) |
| " | 3 | Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Erfaringer fra gjennomførte prosjekter, Toverud kraftverk, Oppland. (90 s.) |
| " | 4 | Sverre Husebye: LRV-Prosjektet: Utnyttelse av vannvolumet under laveste regulerte vannstand i ekstreme tørrår. (51s.) |
| " | 5 | Knut Gjermundrød (red.): Veiledning i planlegging av mikro- og minikraftverk. (32 s.) |
| " | 6 | Arne Venjum (red.): Oversikt over vedtak i tvistesaker 1991 og 1992. Tariffer og vilkår for overføring av kraft. (34 s.) |
| " | 7 | Katinka L. Greve og Pål Meland: Drøfting av målene for norsk enøk-politikk. (17 s.) |
| " | 8 | Marit Lundteigen Fossdal og Nils Roar Sæltun (redaktører): Energiplanleggingsmodeller - klimaendringer. Rapport fra nordisk ekspertmøte. (Energy planning models - climate change). (135 s.) |
| " | 9 | John Cock: Pris på elektrisk kraft til husholdning 1993. (7 s.) |
| " | 10 | Christian H. Johansen: Kraftmarkedsundersøkelse - pr. 1.1.1993. (24 s.) |
| " | 11 | Heidrun Kårstein (red.): Hydrologisk månedsoversikt - Artikkelsamling 1991-1992. (43 s.) |
| " | 12 | Kåre Utaaker: Virkninger av vassdragsreguleringer på lokalklimaet. (121 s.) |
| " | 13 | Per Einar Faugli, Arne H. Erlandsen og Ollianne Eikenæs (redaktører): Inngrep i vassdrag; konsekvenser og tiltak - en kunnskapsoppsummering. (639 s.) 2 bind. |
| " | 14 | Didrik Hjort: Statistikk over overføringstariffer i regional- og distribusjonsnett 1993. (65 s.) |
| " | 15 | John E. Brittain og Jan Henning L'Abée-Lund: Biotopjusteringsprogrammet - status 1992. (60 s.) |
| " | 16 | Jon Eilif Trohjel og Inge Harald Vognild: Jordkabel som alternativ til luftledning. Sammenligning av økonomiske og tekniske forhold ved spenninger over 22 kV. (62 s.) |
| " | 17 | Ollianne Eikenæs: Geofaglege undersøkingar i Troms og Finnmark fylke. Verneplan I og II vassdrag. (73 s.) |
| " | 18 | Gunnar Østrem (red.): Ferskvannstesaurus, en første, foreløpig del av Norsk miljøtesaurus. (236 s. + diskett) |
| " | 19 | Sverre Husebye (red.), Jim Bogen, Anne Kronen Helgestad og Lars-Evan Pettersson: Miljøkonsekvenser av veiutbygging mellom Longyearbyen og Svea: Avrenning, erosjon og landskap. <i>Environmental impacts of road construction between Longyearbyen and Svea: Runoff, erosion and landscape.</i> (40 s.) |
| " | 20 | Jan Slapgård (red.): Kostnader for kraftverksprosjekter pr. 01.01.1992. (31 s.) |