



Kostnader for produksjon av kraft og varme

Knut Hofstad (red.)

2
2002

H
Å
N
D
B
O
K



Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 2002

Norges vassdrags- og energidirektorat
2002

Håndbok 2-2002

Kostnader ved produksjon av kraft og varme i 2002

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Knut Hofstad

Medforfattere:

Jan Slapgård

Kjell Thorsen

Frode Trengereid

Opplag: 100 + 40, annet opplag

Revidert september 2004 (andre opplag)

ISSN: 1502-3664

ISBN: 82-410-0469-9

Omslagsfoto:

Vindturbin: Steinar Johansen

Varmeledninger: Arne Danielsen

Minikraftverk: NVE

Gassturbin: Solar Turbines

Mast: NVE

Emneord: Kraftverkskostnader, varmeverkskostnader

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstua

0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95

Telefaks: 22 95 90 00

Internett: www.nve.no

Innhold

Sammendrag	7		
1. Innledning	9		
2. Allment om kostnadstall for energiprojekter	10		
2.1 Generelt om kostnadspostene	10		
2.2 Parametere og beregningsforutsetninger	10		
2.2.1 Avkastningskrav	11		
2.3 Systeminnpassing - brukstider	11		
2.4 Generelt om brenselpriser	12		
2.5 Aktuelle brennverdier og brenselpriser	14		
2.6 Elpriser	14		
2.7 Miljø- og energiavgifter	15		
2.7.1 Elektrisitet	15		
2.7.2 Kull og koks	16		
2.7.3 Fyringsoljer	16		
2.7.4 Gass	16		
3. Vannkraft	17		
3.1 Kostander	17		
3.1.1 Utbyggingskostander	17		
3.1.2 Driftskostnader	17		
3.2 Kostnadsutviklingen for et representativt norsk vannkraftverk	17		
3.3 Økonomiklasser	17		
4. Energiverk	19		
4.1 Varmekraftverk	19		
4.1.1 Gassturbinverk	20		
4.1.2 Diesekraftverk	20		
4.1.3 Gassfyrte kombikraftverk	21		
4.1.4 Kullfyrte kondenskraftverk	22		
4.1.5 Kjernekraftverk	22		
4.2 Kraftvarmeproduksjon	23		
4.2.1 Gassturbin med avgasskjel	24		
4.2.2 Gassmotor med avgasskjel	24		
4.2.3 Industrielt mottrykksanlegg	24		
4.3 Varmesentraler og vannbasert oppvarming	25		
4.3.1 Varmepumper	26		
4.4 Sammenlignende produksjonskostnader	27		
4.4.1 Det sentrale produksjonssystemet	27		
4.4.2 Distribuert produksjon	27		
4.5 Kostnadsutvikling for varmekraftverk og varmesentraler			28
4.6 Miljøforhold ved varmekraftproduksjon			29
4.6.1 CO ₂ fjerning			29
4.6.2 Øvrige utslipp			30
4.7 Kullforgassing			30
5. Energidistribusjon	31		
5.1 Eldistribusjon			31
5.2 Varmedistribusjon			35
5.3 Gassdistribusjon			35
5.3.1 Gassoverføring			35
6. Nye fornybare energikilder	39		
6.1 Generelt			39
6.2 Vindenergi			39
6.3 Bioenergi			41
6.4 Solenergi			41
6.4.1 Datagrunnlaget			41
6.4.2 Utnyttelse av solenergi			42
Referanser			44
Vedlegg 1: Energienheter			45
Stikkordregister			46

Sammendrag

Energiavdelingen i NVE legger med dette frem en oppdatert versjon av rapport om kostnader for energiprojekter. Kostnadene er nå referert til januar 2002. Forrige kostnadsrapport kom ut i januar 2000 med kostnadstall referert januar 1999.

Rapporten gir spesifikke utbyggings- og driftskostnader for kraftverkstyper som kan bli aktuelle i det norske kraftsystemet i de nærmeste årene eller som kan ha interesse som referansegrunnlag for kraftsystemet. I tillegg gis det typiske anslag for investeringskostnader for enkelte typer kraftlinjer og kabelanlegg, alternative energidistribusjonssystemer som fjernvarme og gassdistribusjon og teknologier for nye fornybare energikilder.

Som forvaltningsetat og konsesjonsmyndighet på energiområdet er NVE interessert i at rapportens innhold gjøres kjent blant aktørene i energimarkedet, myndighetene og allmennheten. Rapporten gis derfor ut som en håndbok som er tilgjengelig ved henvendelse til NVE – Biblioteket.

Abstract

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate have updated costs of power plant schemes. The costs are referred to January 2002.

The report gives specific development and operating costs of different types of power plant schemes 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. Some typical unit costs of particular power transmission lines and cables and technologies for new renewable sources are also given.

1. Innledning

Rapporten er en oppdatering av kostnadstall for produksjon av vannkraft, varmekraft, fjernvarme, diverse kraft- og varmeoverføringsanlegg og teknologier for utnyttning av nye fornybare energikilder. Kostnadstallene er referert til januar 2002. Forrige kostnadsrapport kom ut i januar 2000, med januar 1999 som kostnadsreferanse.

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, med bidrag fra Kjelforeningen - Norsk Energi (KNE) og Gasnor ASA. Bidragsyterne fra NVE har vært som følger:

- Jan Slapgård (kap. 3)
- Frode Trengereid (kap. 5.1)
- Kjell Thorsen (kap. 4)
- Knut Hofstad (kap. 2, 4, 5 og 6)

Kostnadstallene i denne rapporten må kun betraktes som en generell, veiledende referanse, beregnet under bestemte forutsetninger. For det enkelte prosjekt må nøyere studier og analyser gjøres.

2. Allment om kostnadstall for energiprosjekter

2.1 Generelt om kostnads-postene

For vannkraftverk som grupperes i økonomiklasser, angis utbyggingskostnadene som investering i øre/kWh midlere årsproduksjon (tabell 3-1). Produksjonskostnadene for midlere årsproduksjon er satt lik kapitalkostnadene tillagt årlige driftskostnader. De årlige driftskostnadene er satt lik 1 % av utbyggingskostnadene, eksklusive finansieringskostnader. Kostnader for nettilknytning er ikke inkludert.

For varmekraftverk angis anleggskostnadene som kr/kW installert effekt. Det må understrekes at kostnadstall for varmekraft ikke er entydige, faste størrelser. Omstendigheter omkring det enkelte prosjekt kan medføre til dels betydelige variasjoner. Mange enkeltfaktorer kan påvirke kostnadsbildet. Kostnadstallene for varmekraft i denne rapport må derfor betraktes mer som generelle og veiledende enn definitive. Før konkrete beslutninger om valg av løsninger kan tas, må nøyere studier og analyser omkring de enkelte prosjekt legges til grunn.

Produksjonskostnadene for varmekraft er basert på en antatt brenselkostnad (se kap. 2.5) og angitt uten hensyn til kostnadene ved nødvendig systeminnpassing og nettilknytning. Brenselprisene kan imidlertid variere mye og tabellene er utformet slik at produksjonskostnader med avvikende brenselpriser kan beregnes ut fra oppgitte tall for:

- Kapitalkostnader [kr/kW_{el}/år]
- Faste driftskostnader [kr/kW_{el}/år]
- Driftsavhengige kostnader, ekskl. brensel [øre/kWh_{el}]

Også for eldistribusjon kan det være store variasjoner i forhold til de gjennomsnittlige enhetskostnadene. Lokale forhold som tilgjengelighet og grunnforhold påvirker kostnadene og i enkelte områder langs kysten kan store klimapåkjenninger redusere levealderen og øke driftsomkostningene. For varme- og gassdistribusjon er det grunnforholdene og effektivitet som har størst betydning. Kostnadene for all ledningsbunden energidistribusjon domineres av

kapitalkostnadene og er følgelig meget følsom for kalkulasjonsrenten.

2.2 Parametere og beregningsforutsetninger

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

- Kostnadene er regnet i faste kroner, pengeverdi januar 2002.
- Byggetidsrenten er beregnet ved å anta at investeringene fordeles jevn over byggeperioden. Følgende formel er benyttet:
$$I * (((1+r/2) * ((1+r)^t - 1))/r * t) - I$$
der I=investert beløp, t=byggetiden [år]
og r= rentesats [%]
- Byggetiden for vannkraftverk antas for hvert enkelt prosjekt.
- Byggetiden for varmekraftverk:
 - Gassturbinverk, 1x150 MW 2 år
 - Gassfyr kombinert anlegg 3 år
 - Kullfyr kondenskraftverk 5 år
 - Kjernekraftverk 7 år
- Kalkulasjonsrente (realrente) er satt til 7% eller 8 % (se nedenfor).
- Økonomisk levetid, for:
 - Vannkraftverk 40 år
 - Varmekraftverk 25 år
 - Kjernekraftverk 40 år
 - Vindkraft 20 år
 - Elnett 25 år
 - Solpaneler 15 år
 - Solceller 25 år
- Miljøulemper utover det som kommer med i kostnadstallene inngår ikke.

Investeringsavgiften ble fjernet i løpet av år 2002. Oppgitte kostnadstall er derfor eksklusive investeringsavgift.

2.2.1 Avkastningskrav

For investeringer i energisektoren vil ulike aktører stille ulike krav til avkastningen og dermed benytte ulike kalkulasjonsrenter. For en samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter har Finansdepartementet bestemt [1] at kalkulasjonsrenten skal fastsettes under hensyn til i hvilken grad prosjektet utsettes for en systematisk risiko. Risikoen ved energiprojekter er gjennomgående høye. Dette har bl.a. sammenheng med at andelen faste kostnader (kapitalkostnader) er høye. Prosjektets lønnsomhet blir da sterkt avhengig av fremtidige konjunkturer.

NVE [2] har vurdert ulike energiprojekter etter hvilke systematiske risikoer disse er utsatt for og kommet fram til følgende anbefalte kalkulasjonsrenter, se tabell 2-1.

For de fleste energiprojekter har en benyttet en kalkulasjonsrente på 8 %. For prosjekter der andelen av faste kostnader (kapitalkostnader) er moderat (for eksempel varmekraftverk) er kalkulasjonsrenten satt ned til 7 %. For energiprojekter som også bidrar til å løse et miljøproblem (avfallsforbrenning) vil det også være rimelig å sette ned kalkulasjonsrenten da miljøinvesteringer har en lavere systematisk risiko. Hvis omlag halvparten av investeringskostnadene er miljørelaterte, settes kalkulasjonsrenten til 6 % (se for øvrig ref [2]).

Kategori	Anleggstype	Rente
Kraftproduksjon	Vannkraft	8 %
	Vindkraft, solkraft	8 %
	Varmekraft	7 %
Varmeproduksjon	Varmeverk	7 %
	Varmepumpe	8 %
	Varmeverk basert på spillvarme og avfall	6 %
Energidistribusjon	Elnett	6 %
	Elnett, innmatningslinje	8 %
	Gassnett	8 %
	Fjernvarmenett	8 %

Tabell 2-1 Kalkulasjonsrente til bruk i energiprojekter

2.3 Systeminnpassing – brukstider

Da elforbruket varierer over året og døgnet, kan ikke alle kraftverk gå med full ytelse hele tiden. For noen kraftverk, for eksempel vindkraftverk og vannkraftverk uten magasiner, vil produksjonen være avhengig av naturgitte forhold som tilgang på vann og vind.

Disse kraftverkene kan ikke gå med full kapasitet hele tiden. Forholdet mellom årlig produksjon og maksimal ytelse kaller vi for **brukstiden** eller antall **fullasttimer**. Brukstiden uttrykker mao. hvor mange timer et kraftverk må gå hvert år med full ytelse for å levere aktuell årsproduksjon. Brukstiden kan maksimalt bli 8760 timer som er antall timer i året.

Et kraftsystem bestående av for eksempel vannkraft, varmekraft og vindkraft må samordne de enkelte enhetene i systemet slik at det til enhver tid dekker kraftteterspørselen. Brukstiden for de enkelte kraftverk kan da bli bestemt ut fra økonomiske forhold knyttet til totalsystemet og bli annerledes enn det som ville ha vært tilfelle dersom hvert kraftverk skulle dekke kraftteterspørselen i nærområdet.

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

- nedbørsmengden/kraftpris i det eksisterende kraftsystem
- tilgjengelighet
- variable driftskostnader, inkl brenselkostnader

Optimal brukstid kan beregnes v.h.j.a. driftssimuleringer. For vannkraft-/vindkraftverk blir brukstiden bestemt av de årlige vanntilsig/vindforhold, mens optimal brukstid for varmekraftverk blir bestemt av differansen mellom kraftpris og variable driftskostnader. Hvis denne er positiv, vil brukstiden begrenses av kraftverkets tilgjengelighet, dvs. det vil gå kontinuerlig, med unntak av nødvendig driftsstans som følge av planlagt og ikke planlagt vedlikehold.

Tabell 2-2 angir hvilke tilgjengelighetsdata som er lagt til grunn for ulike typer varmekraftverk.

Anleggstype	Pålitelighet [%]	Vedlikehold [uker/år]	Vedlikehold [timer/år]	Oppnåelig driftstid [MW]	Størrelse
Gassturbinverk	98	4	7900	10-100	
Gassfyrt kombiverk	98	4	8200	100-400	
Industriell gassturbin	95	3	8000	1-100	
Industrielt mottrykksanlegg	95	2	8250	1-10	
Gassmotoranlegg med avgasskjel	95	2	8250	1-10	
Kullkraft	98	5	7700	100-600	
Kjernekraft	98	5	7700	1000	

Tabell 2-2 Tilgjengelighetsdata - varmekraftverk (Kilde: KNE)

Det er forutsatt at gassfyrte kombinerte anlegg, kullfyrte kondenskraftverk og kjernekraftverk er grunnlastverk som går på full last i lange perioder og ikke nedreguleres i vesentlig grad. Varmekraftanlegget vil ha normal revisjonsstans om sommeren og gjerne en lengre revisjonsstans med års mellomrom. Gasturbinverkets lave brukstid skyldes høye variable driftskostnader og at det derfor bare er tenkt benyttet som topplast/tørrårsverk.

Kraftverk som inngår i et overordnet kraftsystem og som av økonomiske grunner kjøres med en lang brukstid, vil fremstå (se kap. 4) som kostnadseffektive og få lave enhetspriser. Dette følger dels av at systemkostnadene er holdt utenom.

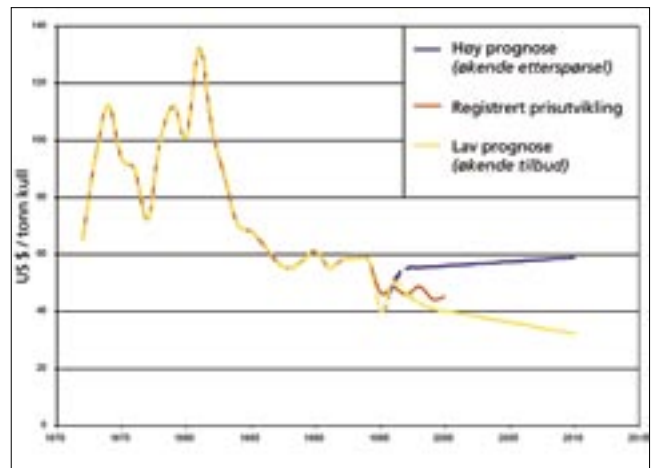
Systemkostnadene skal dekke tiltak for å håndtere belastningsvariasjonene over døgnet og året. De ulike kraftverk bidrar på ulike måter og i ulik grad til å sørge for at det til enhver tid er samsvar mellom produksjon og forbruk. Viktige egenskaper i denne forbindelse er kraftverkets

- energiprofil, som uttrykker kraftverkets evne til å følge etterspørselsprofilen over året. Vannkraftverk med god magasinering har en gunstig energiprofil. Det samme har vindkraftverk, da det i gjennomsnitt blåser mer om vinteren enn om sommeren, mens et elvekraftverk uten magasinering har en dårlig energiprofil med liten vinterproduksjon. Et kobbegasskraftverk som kjøres med konstant produksjon over hele året har en middels gunstig energiprofil.

- effekttilskudd, som representerer kraftverkets evne til å levere maksimal produksjon under topplast. Det er i første rekke kraftverk med kort brukstid (for eksempel vannkraftverk) som i denne forbindelsen bidrar.

- lastfølgeegenskaper. Kraftforsyningen er avhengig av en momentantilpasning mellom produksjon og etterspørsel. For å få dette til er det nødvendig med raske reguleringer over korte tidsrom. Vannkraftverk og til dels gasturbinverk har i denne forbindelse vanligvis gode egenskaper, mens vindkraftverk mangler denne evnen. Varmekraftverk kan kjøres med dette for øye og på den måten tildeles denne egenskapen, men dette er en svært kostbar driftsform.

Det er i denne rapporten ikke tatt hensyn til om kraftverkene bidrar positivt eller negativt til å dekke systemkostnadene.



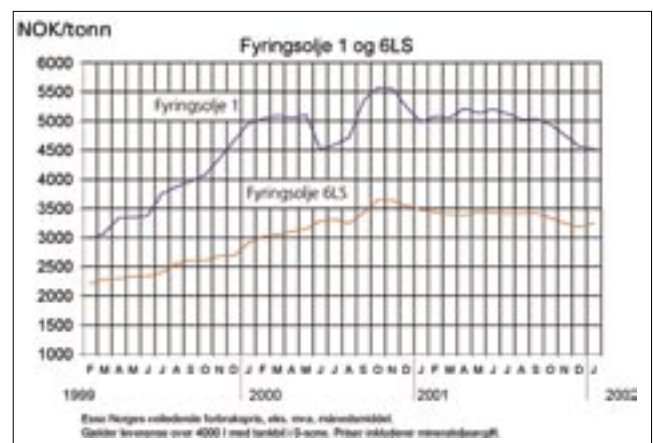
Figur 2-1 Historisk og fremtidig kullpris levert verk (7 800 kWh/tonn) (Kilde: KNE)

2.4 Generelt om brenselpriser

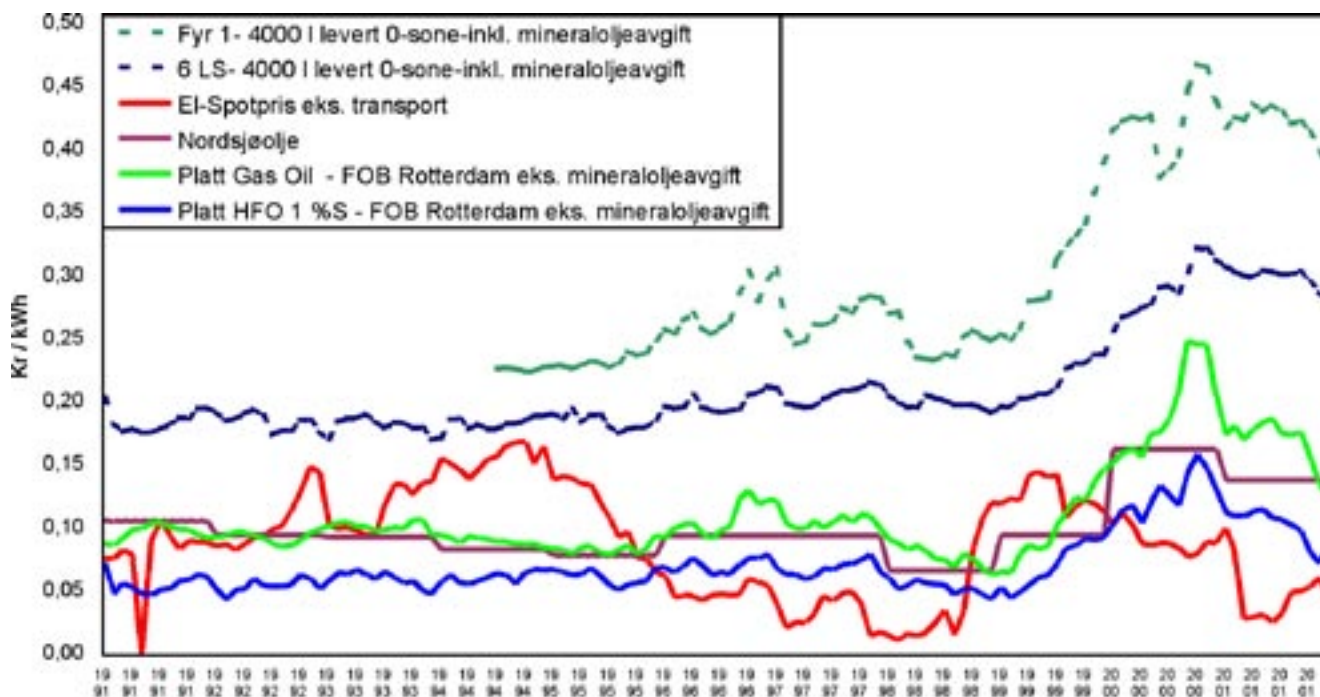
Fossile energiresurser som olje, kull og naturgass, og kjernebrensel er fremdeles de viktigste energivarene i verden. Av elektrisetsproduksjonen kommer bare 19 % fra fornybare energikilder som vannkraft og vind.

I figur 2-1 er det etter CAMINUS Energy vist historisk og antatt fremtidig utvikling av kullpriser.

Kullprisene vil variere sterkt innen forskjellige regioner, med lave priser i USA og høye priser i Frankrike, Italia og Spania. Prisforskjellene gjenspeiler handelsavtaler, ulike transportkostnader og andre forhold. Olje blir i liten grad benyttet som energikilde i den alminnelige elforsyning, men er aktuell i industriell kraftproduksjon og topplastverk. Figur 2-3 viser den historiske variasjon i pris for lettolje (Gas Oil) og tungolje, HFO (Heavy fuel oil), etter Platt's prisindeks. På diagrammet vises også norske listepriker for fyringsolje nr 2 og nr 6LS (lavsvovlet tungolje) levert i kvanta på 4000 l med tankbil i 0-sone. Disse priser omfatter også mineraloljeavgifter. Oljepris til stor-kunde vil ligge vesentlig under disse priser.



Figur 2-2 Prisutvikling for fyringsolje



Figur 2-3 Historisk fremstilling av priser for olje og el (Kilde: KNE)

Prisen på naturgass, levert storforbruker nær ilandføringsstedet i Norge forventes å ligge i området 90 øre/Sm³, tilsvarende 7,7 øre/kWh_v (1 Sm³ =11,6 kWh_v). For store gasskraftverk har en antatt at gassen omsettes for 70 øre/Sm³.

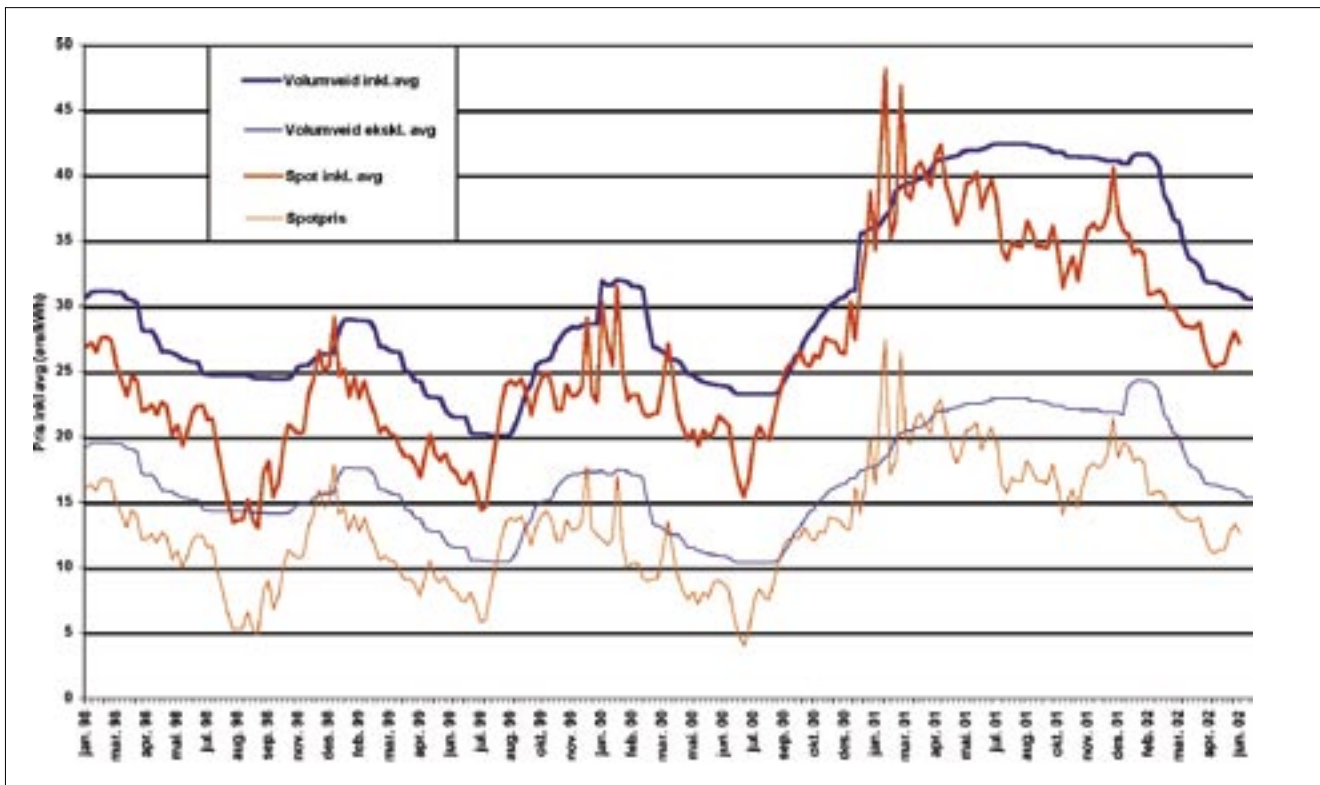
Gass i engrosmarkedet og til store forbrukere selges normalt på langsiktige kontrakter med en typisk varighet på 10 - 25 år. I kontraktene fastsettes bl. a. basisprisen, reglene for prisjustering, og kjøpers mulighet til å variere gassavtaket over tid. For småforbrukere selges gassen etter tariffen som gjøres offentlig kjent. Tradisjonelt har gasselgerne på det europeiske markedet opptrådt som monopolister og lagt det såkalte 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. Dette prisingssystemet kan nå bli endret med basis i det nye EU gassdirektivet som åpner for tredjepartsadgang i gassnettet for store forbrukere (TPA-prinsippet). Inntil videre er det opp til det enkelte land hvorvidt de vil basere seg på offentlig regulert eller fremforhandlet tredjepartsadgang.

I Norge er 68% av oppvarmingsbehovet basert på elektrisitet [5]. Elektrisitetsprisene vil variere med årstid, forbrukets størrelse og type, og varierer i dag stort sett mellom 10 og 20 øre/kWh eks avgift. I tillegg kommer nettkostnader som vil variere mellom 4 og 30 øre/kWh avhengig av forbruk og nettnivå.

Energi-innhold (nedre brennverdi)		kWh/kg	
Brennverdi lettolje	kWh/l	11,970	14,166
Brennverdi tungolje	kWh/kg	11,280	11,280
Brennverdi naturgass	kWh/Sm ³	10,139	13,167
Brennverdi LPG	kWh/kg	12,810	12,810
Brennverdi biomasse 50 % fukt	kWh/kg	2,300	2,300
Brennverdi avfall	kWh/kg	2,900	2,900
Brennverdi kull	kWh/kg	7,800	7,800
Energi priser		kr/kWh	
Lettolje (Storforbruker)	kr/l	4,00	0,334
Tungolje (Storforbruker)	kr/kg	2,20	0,195
Naturgass distribuert	kr/Sm ³	3,00	0,296
Naturgass storforbruker	kr/Sm ³	0,90	0,089
Naturgass til kombikraftverk	kr/Sm ³	0,70	0,069
LPG	kr/kg	4,00	0,312
Biomasse	kr/kg	0,30	0,130
Avfallkr/kg	-0,60	-0,206	
Kull	kr/kg	0,30	0,038
Husholdningsstrøm	kr/kWh	0,55	0,550
Kjelstrøm - uprioritert forbruk	kr/kWh	0,15	0,150
Varmesalg - fra sentral	kr/kWh	0,10	

Tabell 2-3 Energiinnhold og energipriser (inkl. avgifter, levert kunde)

Listepriene for fyringsolje i figur 2-2 er inklusiv transportkostnader (merk at elprisene i figur 2-4 og 2-6 er eksklusiv nettkostnader).



Figur 2-4 Elprisutvikling i husholdningsmarkedet

2.5 Aktuelle brennverdier og brenselpriser

De etterfølgende kostnadsanslagene (kap. 4) er basert på antatte priser på gitte energivarer. For en storforbruker er prisene gjenstand for forhandlinger. Faktiske energipriser kan derfor avvike noe fra de prisforutsetninger som er gjort i denne utredningen, og de kostnadsberegninger som er gjort er derfor beheftet med en viss usikkerhet.

Tabell 2-3 viser hvilke priser som er lagt til grunn for beregning av energikostnader. Prisen på lettolje vil i hovedsak være bestemt av råoljeprisen, og for en storforbruker skjønnsmessig ligge ca. 20 % over denne, regnet på energibasis og uten avgifter. For mindre forbrukere vil prisen reflektere frakt- og småsalgtillegg.

Anlegg som utnytter avfall vil ha svært varierende brenselpriser fra negative verdier, for avfall som ellers må påkostes transport og deponeres (med deponeringsavgifter), til priser tilsvarende konvensjonelle brenslers.

Tabellen oppgir også energiinnholdet (brennverdien) i de ulike energivarer. Tallene refererer til nedre brennverdi. Forskjellen mellom **øvre** og **nedre brennverdi** utgjøres av kondensasjonsvarmen i avgassen. Avgassen inneholder vanddamp og i enkelte kjeler med forholdsvis lav temperatur kan denne kon-

denseres og kondensasjonsvarmen innvinnes. På den måten kan en få en virkningsgrad som er større enn 100% referert nedre brennverdi.

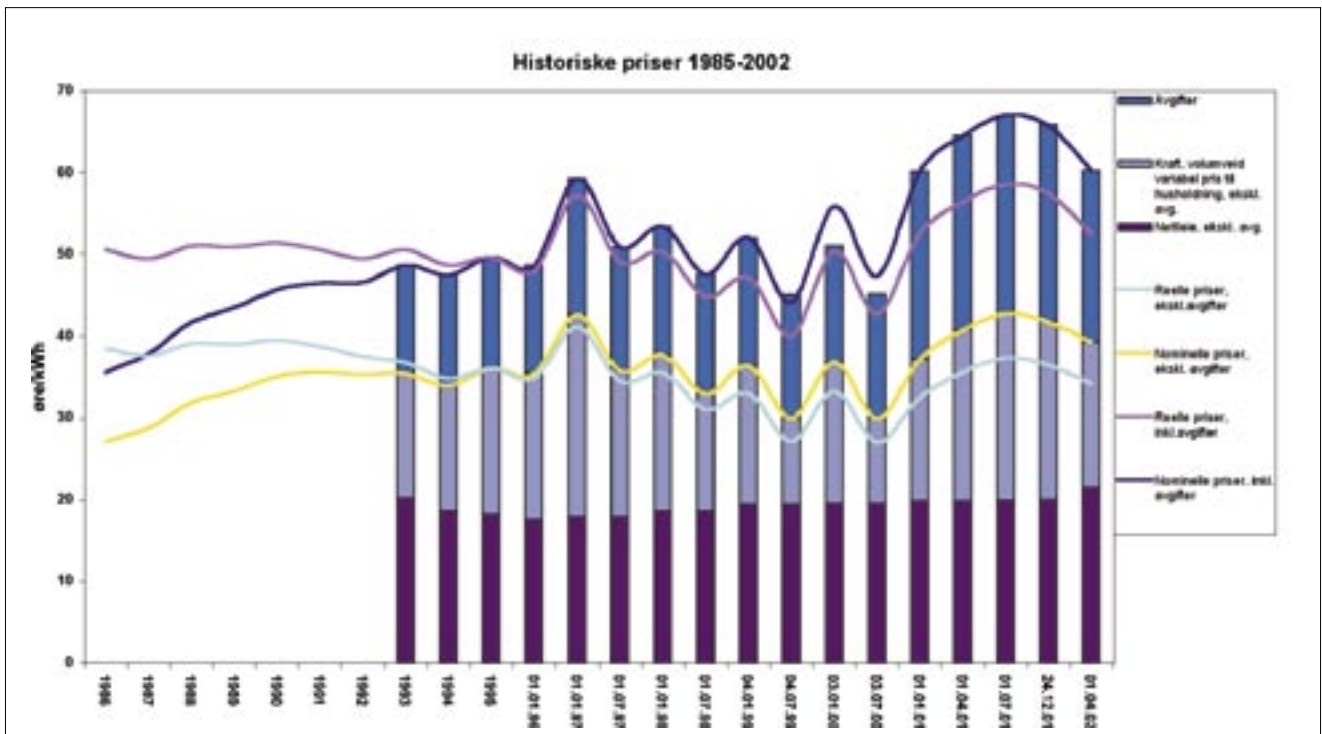
2.6 Elpriser

Markedsprisen for elkraft gjennomgår store variasjoner over tid. Fig. 2-4 viser utviklingen av den volumveide gjennomsnittlige kraftprisen til husholdninger fra januar 1998 til juni 2002 (eksklusive nettkostnader). Den viser også gjennomsnittlig ukespris på spotmarkedet (systempris, kilde Nord Pool) med og uten avgifter ("elavgift" og mva.).

Forbruksavgiften for elektrisitet (elavgift) utgjorde i:

1998:	5,75 øre/kWh
1999:	5,94 øre/kWh
2000:	8,56 øre/kWh
2001:	11,3 øre/kWh
2002:	9,3 øre/kWh

Denne avgiftsendringen må en ta hensyn til ved prisammenligninger. Figuren viser at spotprisen kan ligge både over og under den volumveide prisen til husholdninger. Denne prisforskjellen reflekterer det forhold at mesteparten av kraften går gjennom en kraftleverandør før den selges til sluttbruker. Sluttbrukeren må derfor i det lange løp betale en noe høyere pris enn prisen på spotmarkedet. Denne markedsmarginen (differansen mellom innkjøpspris til kraftleverandør og sluttbrukerpris) representerer

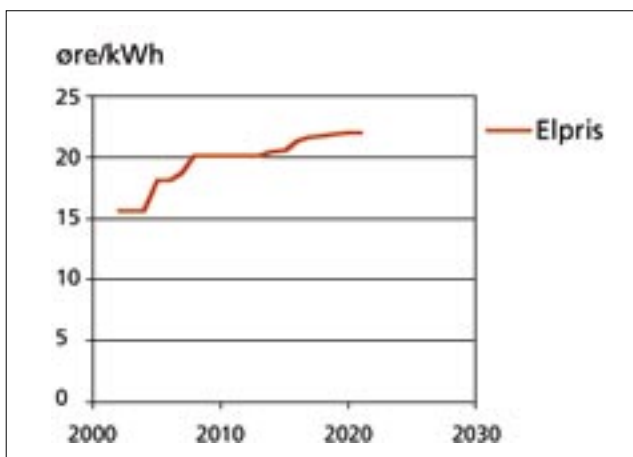


Figur 2-5 Historiske kraftpriser, 1985-2002

avansen til kraftleverandørene. Over tid har markedsmarginen for leveranse til både husholdninger og tjenesteytende næring ligget på ca 3 øre/kWh.

Også den årlige variasjonen har vært betydelig, med en merkbart økning de siste årene (jf. figur 2-5). Priskurven inkluderer nettleien, som er et regulert marked og følgelig ikke underkastet de prisvariasjoner en finner i kraftmarkedet.

Fremtidige kraftpriser ventes etter hvert å reflektere kostnadene ved å frembringe ny kraft dvs. ca 22 øre/kWh. I NOU 1998:11 [3] er det oppgitt en prisprognose som er gjengitt i fig. 2-6 (basert på scenariealternativet "stø kurs"). Prisprognosen har ikke tatt hensyn til at en innføring av CO₂-kvoter vil påvirke de internasjonale og dermed også de norske kraftpriser.



Figur 2-6 Mulig utvikling av prisen for elektrisitet

2.7 Miljø- og energiavgifter

Avgifter som legges på produksjon eller bruk av ulike energislag, kan være begrunnet ut fra fiskale eller miljømessige hensyn. Uansett begrunnelse inne-bærer de økte kostnader for forbrukerne. I det følgende gis en kortfattet oversikt over avgiftsordningene knyttet til energibruk i Norge gjeldende for år 2002. Det er i denne forbindelse verdt å merke seg at det på dette området er en rekke særordninger med hensyn til skattlegging av inntekt, eiendom og formue (gjelder for vannkraftverk), fritaksordninger for merverdiavgift, samt subsidie- og støtteordninger som kan oppfattes som negative avgifter. Slike ordninger er ikke omtalt her. En bør også være oppmerksom på at avgiftene kan være gjenstand for store forandringer fra år til år.

2.7.1 Elektrisitet

Det er en forbruksavgift på elektrisk kraft på 9,3 øre/kWh. Avgift oppkreves ikke for industri, bergverk og veksthusnæringen. Likeså er det etter nærmere regler bl.a. avgiftsfritak for kraft som er produsert i energigjennvinningsanlegg, mottrykksanlegg eller i aggregat med generator som har mindre merkeytelse enn 100 kVA. El brukt av varmepumper til produksjon av fjernvarme er også unntatt elavgift.

Brukere i Finnmark og Nord-Troms betaler ikke elavgift. (Vindkraftprodusenter mottar produksjonsstøtte som er lik halvparten av nivået på forbruksavgiften på elektrisitet.)

2.7.2 Kull og koks

Det er en CO₂-avgift på 49 øre/kg for kull og koks m.v. Det er avgiftsfritak for kull og koks som brukes som reduksjonsmiddel eller råvare i industrielle prosesser, og for bruk ved fremstilling av klinker i forbindelse med sementproduksjon og løs leca.

Den tidligere svovelavgiften med redusert sats for kull og koks ble fjernet fra 1. januar 2002 og erstattet av en intensjonsavtale som Miljøverndepartementet har inngått med Prosessindustriens landsforening (PIL) om utslippsreduksjoner i industrien.

2.7.3 Fyringsoljer

Det er med virkning fra 1.1.2002 innført en ny grunnavgift på fyringsolje på 38,9 øre/liter.

CO₂-avgiften for mineraloljer er på 49 øre/liter. Treforedlings-, silde- og fiskemelindustrien betaler halv CO₂-avgift. Svovelavgiften for mineraloljer er 7 øre/liter for hver påbegynt 0,25 % vektandel svovel i olje som inneholder over 0,05 % vektandel svovel. For mineralolje som kommer inn under ordningen for redusert sats er den 2,7 øre/liter for hver påbegynt 0,25 % vektandel svovel. Svovelavgiften kan reduseres dersom utslippet til atmosfæren blir mindre enn det som svovelinnholdet i oljen skulle tilsi.

For fyringsolje 1 og 2 som pålegges fulle avgifter, blir samlet avgift 94,9 øre/liter - for lavsvovlet tungolje (1 % S) 115,9 øre/liter.

Mineralolje som nyttes som råstoff i industriell virksomhet er fritatt for avgift.

2.7.4 Gass

Det er ingen avgift på innenlandsk bruk av naturgass eller LPG.

3. Vannkraft

3.1 Kostnader

3.1.1 Utbyggingskostnader

NVE har utarbeidet et kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg, som kan brukes for å beregne gjennomsnittlig påregnelige entreprenørutgifter (bygningmessige arbeider) og leverandørkostnader (mekanisk og elektrisk utstyr). Kostnadsgrunnlaget er egnet for å kostnadsberegne anleggsdeler på et tidlig stadium i planleggingen. Grunnlaget er ikke ment å være et verktøy/hjelpemiddel under prosjektering og til for eksempel optimalisering og valg av konstruksjonstyper. Omkostningene vil avhenge av en rekke forhold som kan variere fra anlegg til anlegg. Dette gjelder særlig bygningmessige arbeider. Kostnadsgrunnlaget ble sist oppdatert til kostnadsnivå 01.01.2000.

Kostnadsgrunnlaget fås kjøpt ved henvendelse til Energi- og markedsavdelingen i NVE.

NVE utarbeider årlig en indeks for oppdatering til dagens kostnadsnivå.

Finansieringskostnader (renter i byggetiden) skal beregnes etter en kalkulasjonsrente på 8%.

3.1.2 Driftskostnader

Driftskostnader ved et vannkraftanlegg varierer avhengig av anleggets alder, størrelse og kompleksitet. Ved nytte-verdi-beregninger for nye anlegg kalkulerer NVE de årlige driftskostnadene til 1 % av investeringen (eksklusive renter i byggetiden).

3.2 Kostnadsutviklingen for et representativt norsk vannkraftverk

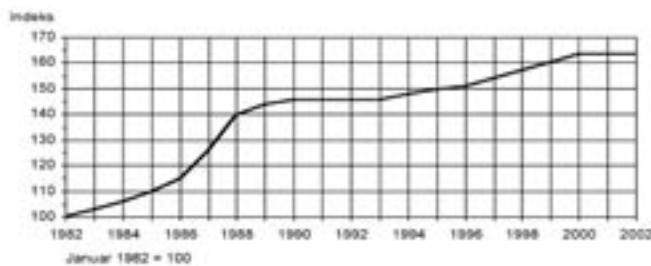
NVE har utarbeidet indekser for kostnadsutviklingen for et representativt norsk vannkraftverk siden 1982. Som referanse er det antatt et høytrykksanlegg med stor andel tunnelarbeider og normal maskininstallasjon, dvs. brukstid ca 4.000 timer/år. Det antas

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.

NVEs kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg ble utarbeidet i 1982 og er senere oppdatert i 1986, 1990, 1995 og sist i år 2000. Kostnadsutviklingen de siste årene er undersøkt i samråd med konsulentfirmaet Norconsult.



Figur 3-1 Kostnadsutvikling for vannkraftverk. Januar 1982 = 100

Figur 3-1 viser kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 01.01.1982 - 01.01.2002. Januar 1982 er lik 100.

3.3 Økonomiklasser

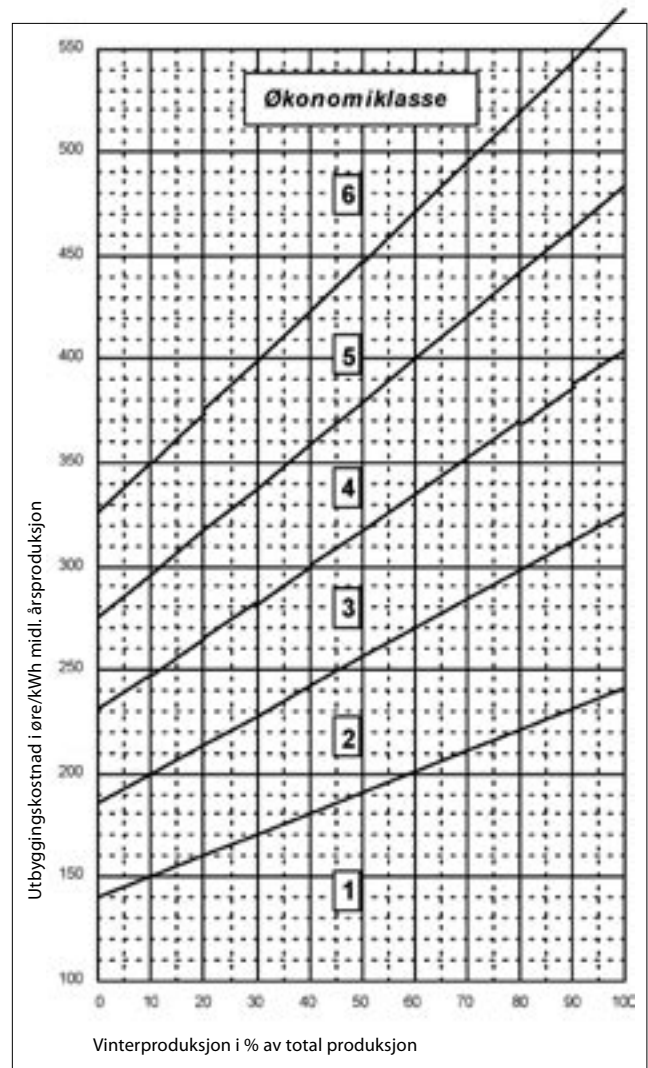
Landets gjenværende vannkraftpotensial er delt opp i 6 økonomiklasser [6]. Oppdeling i økonomiklassene skjer på grunnlag av:

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

De økonomisk sett beste prosjektene kommer i økonomiklasse 1, og de dårligste i klasse 6.

Med utgangspunkt i en antatt fordeling av produksjonen mellom sommer og vinter på 1/3 - 2/3, blir grensene for de forskjellige økonomiklasser som vist i tabell 3-1. Fig. 3-2 angir grensene for økonomiklassene for alle variasjoner mellom sommer- og vinterproduksjon.

Grensen for hva som i dag betraktes som samfunnsøkonomisk lønnsomt ligger på en investeringskostnad på rundt 3 kr/kWh årlig produksjon.



Figur 3-2 Økonomiklassifisering av gjenværende nyttbar vannkraft per 01.01.2002

Økonomiklasse	Utbyggingskostnad [øre/kWh] Midlere årsproduksjon
1	0 - 208
2	208 - 280
3	280 - 346
4	346 - 414
5	414 - 487
6	487 -

Tabell 3-1 Utbyggingskostnad per 01.01.2002 for ulike økonomiklasser med produksjonsfordeling 1/3 sommer og 2/3 vinter (jf. fig 3-2)

4. Energiverk

Kapitlet omfatter følgende anleggstyper:

- Varmekraftverk
- Kraftvarmeverk (CHP-anlegg)
- Varmesentraler

Varmekraft er representert ved alternativene gass-turbinverk, gassfyrte kombinerte anlegg, industriell kraftproduksjon, dieselmotorverk, kullfyrte kondens-kraftverk og kjernekraftverk. Forgassingsanlegg for kull er også omtalt. Det er beskrevet hvordan totalvirkningsgraden for brenselutnyttelsen vil endres ved kombinert varme- og elektrisitetsleveranse.

De spesifikke kostnader for varmekraftverk er basert på undersøkelser av priser på de ulike enhetene i markedet. Da markedet endrer seg fra år til år kan en få endringer i priser som ikke skyldes endrede kostnader hos leverandøren. Det er også store forskjeller mellom leverandørene (+/- 25%). Utviklingen når det gjelder teknologi og kostnader for store kombinerte anlegg forutsettes fulgt opp nærmere i senere oppdateringsrapporter ved innhenting av budsjettpriser på nøkkelferdige anlegg m.v.

Produksjonskostnaden [øre/kWh] for varmekraft angis med brukstid og brenselpris som parameter. 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.

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

4.1 Varmekraftverk

Varmekraftverk omdanner varmeenergi til elektrisk energi. Bare deler av varmeenergien kan omdannes. Forholdet mellom produsert elektrisk energi og frigjort varmeenergi kalles for **elvirkningsgraden**. Den teoretisk høyest oppnåelig virkningsgraden omtales gjerne som **Carnotvirkningsgraden** og er en funk-

sjon av de prosessstemperaturene en opererer med. Carnotvirkningsgraden kan beregnes etter formelen:

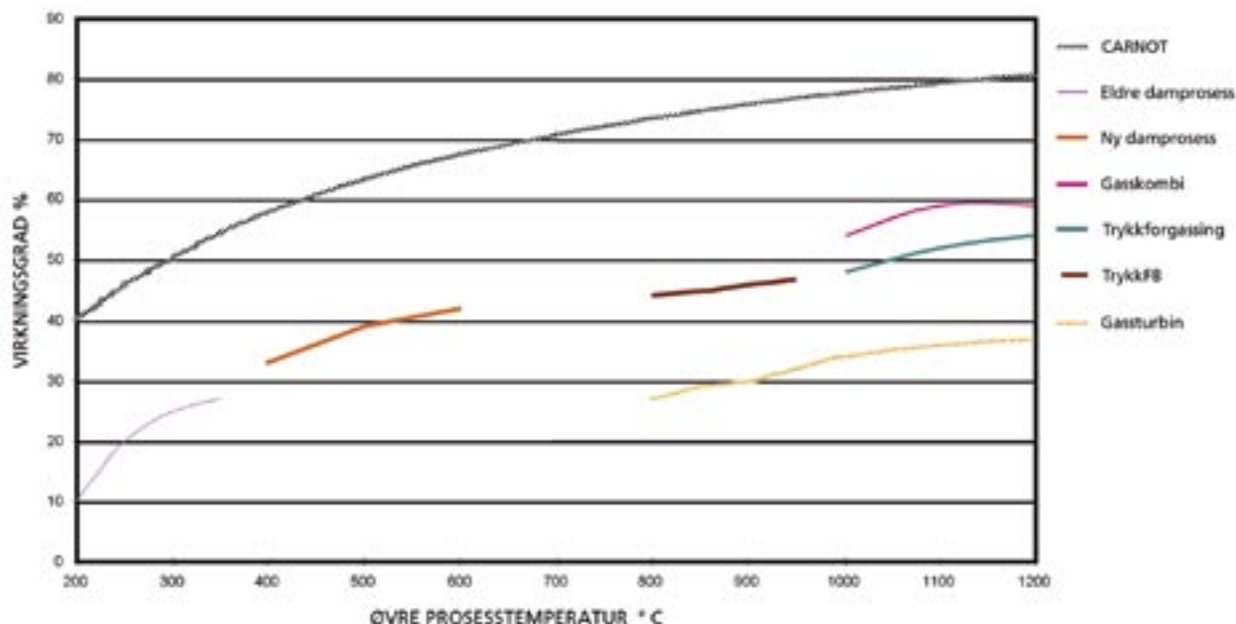
$$\text{Carnotvirkningsgraden i [\%]} = \frac{T_h - T_L}{T_h} \times 100$$

der T_H er øvre prosessstemperatur og T_L er nedre prosessstemperatur, regnet i grader Kelvin (dvs antall grader over det absolutte nullpunktet (-273 °C)).

I praksis vil oppnådd elvirkningsgrad ligge en del lavere enn den teoretiske. I tabell 4-1 er det angitt elvirkningsgrader for ulike typer varmekraftverk, og totalvirkningsgraden for kraftvarmeverk. Tabellen er satt opp med basis i virkningsgraddiagrammer som er utarbeidet av EVT (Energie- und Verfahrenstechnik) og vist på fig 4-1. Det er også benyttet verdier som leverandører av anlegg har oppgitt.

	Virkningsgrad %:		
	Aggregatstørrelse MW _{el}	Variasjonsområde	Midlet over driftstiden
Gassturbinverk	10 - 100	31-38	35
Gassfyrte kombiverk	100 - 400	52-60	55 - 58
Industriell gassturbin	10	25-42	35
Industriell gassturbin m avgasskjel	10	31-90	80
Industrielt mottrykksanlegg	10	75-85	80
Gasmotor med avgasskjel	0,1-10	40-90	80
Dieselmotor	0,1-10	30-48	35
Kullfyrte kondens-kraftverk	100-600	36-46	40
Kjernekraftverk	1000		15

Tabell 4-1 Virkningsgrad for forskjellige aggregatstørrelser (Kilde: KNE)



Figur 4-1 Virkningsgrader for forskjellige prosesser for elproduksjon (Kilde: EVT)

4.1.1 Gassturbinverk

I fastlands-Norge er det installert et fåtall mindre gassturbinanlegg som reserveaggregater og lignende, men disse er normalt ikke i bruk.

I oljevirkosmheten i Nordsjøen ble det i 1998 anvendt 2894 mill. Sm³ naturgass for elektrisitetsproduksjon med gassturbiner. Antar man at elektrisiteten produseres med en virkningsgrad på 30 %, tilsvarer dette en elektrisitetsproduksjon på 9700 GWh eller 1100 MW_{el} midlere effekt.

Et rent gassturbinverk kan i Norge bli aktuell som et topplastverk eller brukt som en tørrårssikring. En har derfor forutsatt at brukstiden for denne type kraftverk bare er 4000 timer. Dette er å oppfatte som et gjennomsnittstall. Et gassturbinverk er laget for å kunne gå 8000 timer i året som kan bli aktuelt i en knapphetssituasjon. Kostnadsdata for et gassturbin-kraftverk er gitt i tabell 4-2.

4.1.2 Dieselmotorkraftverk

I Norge brukes dieselmotorkraftverk først og fremst til beredskapsmessige formål, men det kan også bli brukt som topplastverk eller som tørrårssikring. Kostnadsdata for dieselmotorkraftverk er gitt i tabell 4-3. Ved siden av aggregatet, omfatter oppgitte investeringskostnader også bygninger, oljetank, kjølevannssystem og prosjektering. Kostnadsdataene gjelder for dieselmotorkraftverk med lang driftstid. Investeringskostnadene kan bli lavere om dieselmotorkraftverket skal brukes som nødstrømsaggregat plassert i en eksisterende bygning og uten ekstra dieseltank.

Enhetskostnadene for 1 MW dieselmotorkraftverk er høyere enn for 100 kW. Dette skyldes at 100 kW aggregater produseres i store serier hvorved prisene kan presses ned.

Maksimal ytelse:	10 MW _{el}	100 MW _{el}
Investeringskostnader		
Anleggskostnader [kr/kW _{el}]	6000	4800
Byggetidsrenter "	427	342
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	6427	5142
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} år]	552	441
Faste driftskostnader "	25	25
Sum faste årskostnader [kr/kW _{el} år]	577	466
Byggetid [år]	2	2
Brukstilid [timer/år]	4000	4000
Levetid [år]	25	25
Faste kostnader [kr/kWh]	0,144	0,117
Elvirkningsgrad [%]	35	35
Totalvirkningsgrad [%]	35	35
Spesifikt brenselforbruk:		
Lettolje [liter/kWh _{el}]	0,239	0,239
Naturgass [Sm ³ /kWh _{el}]	0,246	0,246
LPG [kg/kWh _{el}]	0,223	0,223
Variable kostnader [kr/kWh]		
Lettolje	0,955	0,955
Naturgass	0,221	0,221
LPG	0,892	0,892
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]	0,028	0,028
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh]		
Lettolje	1,127	1,099
Naturgass	0,394	0,366
LPG	1,064	1,037

Tabell 4-2 Gassturbinverk (Kilde: KNE)

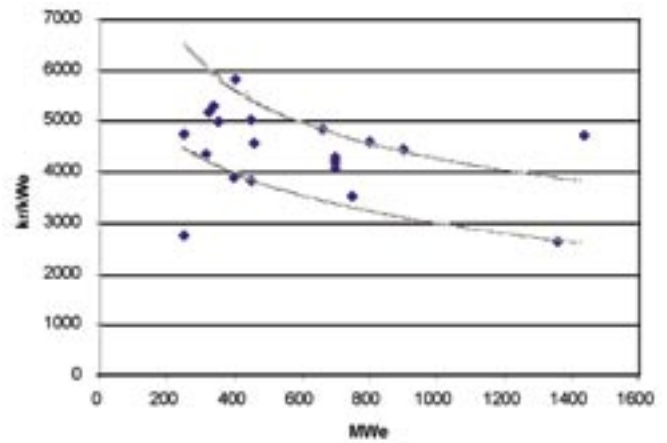
4.1.3 Gassfyrte kombikraftverk

I et kombikraftverk utnyttes gjenvunnet eksosvarme fra turbinen i en dampkjel. På den måten kan elvirkningsgraden økes i forhold til et rent gassturbinverk. I de senere årene er elvirkningsgraden stadig forbedret og for de beste anleggene kommet opp i 60 %. Det er ventet at fremtidens kombikraftverk vil oppnå en enda høyere virkningsgrad.

I tabell 4-4 er kombikraftverket forutsatt å bestå av en stor gassturbin med avgasskjel, uten tilleggsfyring, og en dampturbin. Elvirkningsgraden som her er benyttet er den virkningsgraden som forventes oppnådd i middel over anleggets levetid, inklusiv opp- og nedkjøringstap. Verket er utstyrt med lav-NO_x-brennere. Et eventuelt pålegg om katalytisk NO_x-rensutrustning vil øke kostnadene. Katalytisk avgassrensing vil gjennom økte investerings- og driftskostnader øke produksjonskostnaden med ca 1 øre/kWh_{el}. Kostnadene til gassforsyningsledning er ikke inkludert.

Dieselkraftverk	Maksimal ytelse		
	100kW _{el}	1MW _{el}	10 MW _{el}
Investeringskostnader			
Anleggskostnader [kr/kW _{el}]	5000	7500	6000
Byggetidsrenter "	175	263	427
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	5175	7763	6427
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} år]	444	666	552
Faste driftskostnader "	25	25	25
Sum faste årskostnader [kr/kW _{el} år]	469	691	577
Byggetid [år]	1	1	2
Bruktid [timer/år]	4000	4000	4000
Levetid [år]	25	25	25
Faste kostnader [kr/kWh]	0,117	0,173	0,144
Elvirkningsgrad [%]	30	35	35
Totalvirkningsgrad [%]	30	35	35
Spesifikt brenselforbruk			
Olje liter/kWh _{el}	0,278	0,239	0,239
Naturgass [Sm ³ /kWh _{el}]	0,287	0,246	0,246
LPG [kg/kWh _{el}]	0,260	0,223	0,223
Variable kostnader [kr/kWh]			
Olje	1,114	0,955	0,955
Naturgass	0,861	0,738	0,221
LPG	1,041	0,892	0,892
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]			
	0,035	0,035	0,035
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh]			
Lettolje	1,266	1,163	1,134
Naturgass	1,014	0,946	0,401
LPG	1,193	1,100	1,071

Tabell 4-3 Dieselkraftverk (Kilde: KNE)



Figur 4-2 Registrerte spesifikke investeringskostnader for gassfyrte kombikraftverk (Kilde: KNE)

Det er heller ikke forutsatt tankanlegg for reservebrensel.

Figur 4-2 viser spesifikke investeringer for gasskraftverk igangsatt de senere år. I figuren er det lagt inn trendkurver for høye og lave anleggskostnader. Et gassfyrte kombianlegg vil som oftest bli kjørt som et grunnlastverk (høy brukstid). Dette skyldes lave

Gassfyrte kombikraftverk	Maksimal ytelse	
	100 MW _{el}	400 MW _{el}
Investeringskostnader		
Anleggskostnader [kr/kW _{el}]	6000	5200
Byggetidsrenter "	655	568
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	6655	5768
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} år]	571	495
Faste driftskostnader "	37	37
Sum faste årskostnader [kr/kW _{el} år]	608	532
Byggetid [år]	3	3
Bruktid [timer/år]	8000	8000
Levetid [år]	25	25
Faste kostnader [kr/kWh]	0,076	0,067
Elvirkningsgrad [%]	55	58
Totalvirkningsgrad [%]	55	58
Spesifikt brenselforbruk:		
Olje[liter/kWh _{el}]	0,152	0,144
Naturgass [Sm ³ /kWh _{el}]	0,179	0,170
Variable kostnader [kr/kWh]		
Olje	0,608	0,576
Naturgass	0,125	0,119
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]		
	0,020	0,020
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh]		
Olje	0,704	0,663
Naturgass	0,221	0,206

Tabell 4-4 Gassfyrte kombikraftverk (Kilde: KNE)

Kullkraftverk	Maks. ytelse 600 MW _{el}
Investeringskostnader	
Anleggskostnader [kr/kW _{el}]	11 000
Byggetidsrenter "	2 094
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	13 094
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} år]	1 124
Faste driftskostnader "	40
Sum faste årskostnader [kr/kW _{el} år]	1 164
Byggetid [år]	5
Brukstid [timer/år]	6 700
Levetid [år]	25
Faste kostnader [kr /kWh]	0,174
Elvirkningsgrad [%]	40
Totalvirkningsgrad [%]	40
Spesifikt brenselforbruk:	
Kull [kg/kWh _{el}]	0,321
Variable kostnader [kr/kWh]	
Kull	0,096
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]	0,037
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh]	
Kull	0,307

Tabell 4-5 Kullkraftverk (Kilde: KNE)

Kjernerkeftverk	Maksimal ytelse 1000 MW _{el}
Investeringskostnader	
Anleggskostnader [kr/kW _{el}]	13 000
Byggetidsrenter "	3 634
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	16 634
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} år]	1 248
Faste driftskostnader "	260
Sum faste årskostnader [kr/kW _{el} år]	1 508
Byggetid [år]	7
Brukstid [timer/år]	6 700
Levetid [år]	40
Faste kostnader [kr /kWh]	0,225
Elvirkningsgrad [%]	15
Totalvirkningsgrad [%]	15
Variable kostnader [kr/kWh]	
Kjernebrensel	0,065
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]	0,015
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh]	
Kjernerkeft	0,305

Tabell 4-6 Kjernerkeftverk (Kilde: KNE)

variable driftskostnader (lavere enn kraftprisen) og at virkningsgraden synker med 5-7 % når anlegget nedreguleres til halv last.

Et stort kombianlegg vil ved kaldstart kunne kjøres opp i full last i løpet av 2 til 4 timer. Det er dampdelen som krever lengst oppkjøringstid; gassturbinen kan begynne å produsere effekt etter 5 minutter og være inne med full effekt etter vel 20 minutter. Dersom avgassen ikke kan ledes utenom varmegjenvinningsenheten (dampkjelen), må gassturbinen kjøres opp langsommere. Dette har sammenheng med skadelige materialspenninger i kjelsystemet som kan oppstå ved hurtig oppvarming. Ved en varmstart vil kombianlegget være inne med full effekt etter 45 minutter.

4.1.4 Kullfyrt kondenskraftverk (kullkraftverk)

Anlegget som er dokumentert i tabell 4-5 er forutsatt å yte ca. 600 MW_{el}. I tillegg til det som er sagt om kostnadsgrunnlaget i kap. 2.1, omfatter kostnadene anlegg for kull- og askehåndtering og anlegg for avsvovling av røkgass (de-SO_x-utrustning), men ikke NO_x-rensing (de-NO_x-utrustning).

4.1.5 Kjernerkeftverk

Kjernerkeft var tidligere hovedalternativet til kullkraft. Kjernerkeftens fremtidige rolle er nå meget usikker. Enkelte land med kjernerkeftverk har vedtatt å avvile disse, andre har vedtatt stopp i videre utbygging.

I tabell 4-6 er kjernerkeftverket forutsatt å yte ca. 1000 MW_{el}. Det er i kostnadsberegningene forutsatt en brenselpris på 6,5 øre/kWh_{el}. Denne verdien er uforandret fra beregningene foretatt i 1999. Tallene for øvrig er hentet fra den planlagte installasjonen av kjernerkeftverk i Finland. Investeringskostnadene her ligger vesentlig lavere enn de har gjort i foregående år, jf. fig 4-8.

Produksjonskostnadene for de enkelte verk kan variere en god del avhengig av anleggenes alder, driftstid o.l. Ved svenske kjernerkeftverk utgjør kapitalkostnadene ca. 35 % av produksjonsprisen, mens i den vestlige verden for øvrig varierer kapitalkostnadene mellom 45 % (i Frankrike) og 75 % (Canada). Forskjellene kan skyldes ulik grad av subsidierte renter. Investeringskostnader for nye kjernerkeftverk er meget usikre. Prosessen fra vedtak om bygging til ferdig igangsatt anlegg tar 10 til 15 år.

Det er av flere leverandører (Italia, Frankrike) vurdert å bygge kjernerkeftverk i størrelsesorden 100 MW_{el} med høygradig sikring i konstruksjon og bygning. Den spesifikke kostnaden for disse anlegg synes å bli vesentlig høyere enn konvensjonelle kjernerkeftverk, og det er i dag ikke reelle planer for slike anlegg.

4.2 Kraftvarmeproduksjon

I et kraftvarmeverk gjenvinnes en del av varmen som tapes under kraftproduksjonen hvorved en oppnår en kombinert kraft- og varmeproduksjon (**kogenerering**, combined heat and power production (CHP)). På den måten kan totalvirkningsgraden (dvs andelen av nyttiggjort energi) blir høyere enn Carnotvirkningsgraden (se kap. 4.1). For at varmen skal kunne nyttes må kjølevannstemperaturen heves (dette gjelder ikke alltid, for eksempel ved gjenvinning av eksosvarmen). Da synker den elektriske virkningsgraden, men anleggets totalvirkningsgrad øker. Forholdet mellom elektrisitetsvirkningsgrad og totalvirkningsgrad blir således avhengig av andelen levert varme. Dette fremgår av fig. 4-3 som viser virkningsgrader ved samtidig leveranse av varme og elektrisitet fra et gassfyrte kombikraftverk på 410 MW_{el}.

For store grunnlastverk i Norge som benytter kull eller naturgass, vil varmen som kan leveres til verkets omgivelser bare unntaksvis utgjøre en så stor del av effekten at virkningsgradsforbedring ved varmeleveranser vil ha betydning. Et eksempel på dette er det planlagte gasskraftverket i Skogn, som vil levere 1 TWh (125 MW) varme til papirfabrikken ved siden av. For øvrig kan eksemplene nedenfor være representative. Eksemplene tar utgangspunkt i et grunnlastverk som yter 410 MW_{el} (jf. fig. 4-3):

■ En papirfabrikk av middels norsk størrelse vil ha et varmebehov på 200 GWh per år (midlere effekt 25 MW). Figur 4-3 indikerer at dette gir en økning i totalvirkningsgraden på bare ca 3 %.

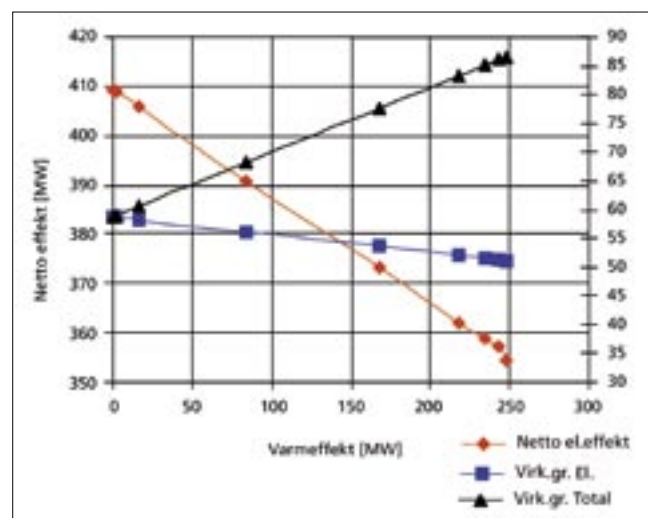
■ En bebyggelse for 10.000 mennesker oppvarmet med fjernvarme vil ha et varmebehov på ca. 60 GWh per år eller et midlere effektbehov på årsbasis på 7-8 MW. Varmeleveranser fra et grunnlastverk til et boligområde av denne størrelsen vil gi små virkningsgradsforbedringer (under 1 %). Det kan for sammenligning nevnes at fjernvarmenettet i Oslo leverer ca. 700 GWh per år. Det er først i denne størrelsesorden at økningen av totalvirkningsgraden blir betydelig (ca. 10 %).

Samtidig produksjon av kraft og varme har følgelig først og fremst interesse for mindre anlegg (distribuert produksjon). For store grunnlastverk med damp-syklus er det normalt viktigere å plassere disse på et sted hvor det er god tilgang på kaldt kjølevann enn å plassere dem et sted hvor det kan leveres en liten andel varme til omkringliggende brukere. En senkning av kjølevannstemperaturen med 10°C vil øke virkningsgraden med 1 %.

Gassturbinverk med avgasskjel	Maksimal ytelse	
	1 MW _{el}	10 MW _{el}
Investeringskostnader		
Anleggskostnader [kr/kW _{el}]	8 000	7 000
Byggetidsrenter "	570	499
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	8 570	7 499
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} ·år]	735	643
Faste driftskostnader "	40	40
Sum faste årskostnader [kr/kW _{el} ·år]	775	683
Byggetid [år]	2	2
Bruktid [timer/år]	4 000	4 000
Levetid [år]	25	25
Faste kostnader [kr/kWh _{el+varme}]	0,085	0,075
Elvirkningsgrad [%]		
Totalvirkningsgrad [%]	80	80
Spesifikt brenselforbruk:		
Olje [liter/kWh _{el+varme}]	0,104	0,104
Naturgass [Sm ³ /kWh _{el+varme}]	0,108	0,108
LPG [kg/kWh _{el+varme}]	0,098	0,098
Variable kostnader [kr/kWh_{el+varme}]		
Olje	0,418	0,418
Naturgass	0,323	0,097
LPG	0,390	0,390
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]		
	0,005	0,005
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh_{el+varme}]		
Olje	0,508	0,497
Naturgass	0,413	0,177
LPG	0,480	0,470

Tabell 4-7 Gassturbinverk med avgasskjel (Kilde: KNE)

I tabell 4-7 – 4-9 vises karakteristiske enhetskostnader for produsert el og varme i små anlegg der driften i stor grad styres av avsetningsmulighetene for varme. Dermed reduseres varmetapet til et minimum og en oppnår en høy totalvirkningsgrad (80-90%). I beregningene er det valgt en brukstid på 4 000 timer som tilsvarer antall fullasttimer for kjelanlegg i industrien. For romoppvarmingsformål, som har en lavere



Figur 4-3 Virkningsgrad for kombikraftverk med varmeleveranse

Gassmotoranlegg med avgassskjel	Maksimal ytelse	
	1 MW _{el}	10 MW _{el}
Investeringskostnader		
Anleggskostnader [kr/kW _{el}]	10 000	5 750
Byggetidsrenter "	712	410
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	10 712	6 160
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} år]	919	529
Faste driftskostnader "	40	40
Sum faste årskostnader [kr/kW _{el} år]	959	569
Byggetid [år]	2	2
Bruktid [timer/år]	4 000	4 000
Levetid [År]	25	25
Faste kostnader [kr/kWh _{el} +varme]	0,120	0,071
Elandel [%]	40	40
Totalvirkningsgrad [%]	80	80
Spesifikt brenselforbruk:		
Naturgass [Sm ³ /kWh _{el+varme}]	0,108	0,108
LPG [kg/kWh _{el+varme}]	0,098	0,098
Variable kostnader [kr/kWh _{el+varme}]		
Naturgass	0,323	0,097
LPG 0,390	0,390	
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]		
	0,005	0,005
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh _{el+varme}]		
Naturgass	0,448	0,173
LPG	0,515	0,466

Tabell 4-8 Gassmotor med avgassskjel (Kilde: KNE)

brukstid (ca 2 000 timer), vil en normalt også dimensjonere anlegget for 4 000 timer idet topplasten forutsettes dekket med en separat varmekjel.

Det er for enkelhets skyld lagt til grunn at av produksjonen av 1 kWh el koster like mye som produksjonen av 1 kWh varme. Mer realistisk ville det være å sette forholdet mellom produksjonskostnad for el og varme lik 2. Det vil medføre at produksjonspris for el blir høyere enn beregnet og for varme lavere enn beregnet.

4.2.1 Gassturbin med avgassskjel

Et gassturbinverk kan utstyres med avgassskjel som gjenvinner varmen fra eksosen. I tabell 4-7 har en antatt at olje, naturgass og propan/butan (LPG) er de mest aktuelle brennstoff. Brenselprisene er hentet fra tabell 2-3. For gassturbinverk med ytelse 10 MW_{el} har en antatt at kraftverket får levert naturgass til storforbrukerpris.

4.2.2 Gassmotor med avgassskjel og kjølevannsutnyttelse

Forutsetningene er her de samme som for gassturbin med avgassskjel, se tabell 4-8. Det fremgår av tabellen at investeringskostnadene for et 10 MW gassmotor-

Industriell mottrykksanlegg	Maksimal ytelse	
	1 MW _{el}	10 MW _{el}
Investeringskostnader		
Anleggskostnader [kr/kW _{el}]	10 000	8 900
Byggetidsrenter "	300	267
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	10 300	9 167
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} år]	806	717
Faste driftskostnader "	40	40
Sum faste årskostnader [kr/kW _{el} år]	846	757
Byggetid [år]	1	1
Bruktid [timer/år]	3 000	3 000
Levetid [År]	25	25
Faste kostnader [kr/kWh _{el}]	0,282	0,252
Elvirkningsgrad [%]		
	80	80
Totalvirkningsgrad [%]		
Spesifikt brenselforbruk:		
Olje [liter/kWh _{el}]	0,104	0,104
Biobrensel [kg/kWh _{el}]	0,543	0,543
Avfall [kg/kWh _{el}]	0,431	0,431
Variable kostnader [kr/kWh _{el}]		
Tungolje	0,230	0,230
Biobrensel	0,163	0,163
Avfall	-0,259	-0,259
Variable kostnader eks. energi [kr/kWh]		
	0,005	0,005
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh _{el}]		
Tungolje	0,517	0,487
Biobrensel	0,450	0,420
Avfall	0,028	-0,001

Tabell 4-9 Industrielt mottrykksanlegg Kilde: KNE

anlegg er forholdsvis lave sammenliknet med andre typer kogenanlegg. Dette skyldes flere forhold. Det er små kostnader forbundet med å utstyre en gassmotor for varmegjenvinning. Dessuten er markedet for tiden presset for denne kategori anlegg.

4.2.3 Industrielt mottrykksanlegg

I tabell 4-9 er det oppført data for et mottrykksanlegg tilsvarende hva som anvendes i industrien. Investeringene er knyttet til turbin, generator og meromkostninger for kjel, matevannsanlegg o.l. Meromkostningene for kjel omfatter overheter, høyere trykkklasse, større kapasitet osv.

Et mottrykksanlegg har stor frihet i valg av energibærer. I industriell sammenheng brukes ofte varme avgasser, foruten brenslere som brennbare avgasser, bark, avlut, avfall samt konvensjonelle brenslere som lettolje, tungolje og propan.

4.3 Varmesentraler og vannbasert oppvarming

Varmesentraler kan ha følgende varmeproduiserende enheter:

- Elektrokjel
- Oljekjel
- Varmepumpe
- Solfangersystemer
- Gasskjel
- Fastbrenselkjel
- Kogeanlegg
- Geotermisk varme

Varmeeffekten fra en varmesentral vil variere over året. Investeringstunge enheter som fastbrenselkjel, varmpumpe- og kogeanlegg (kombinert el- og varmeproduksjon) vil normalt dimensjoneres så de dekker 60 % av det maksimale effektbehovet. Toppeffekten dekkes da med olje, el eller gass. Større varmesentraler, fjernvarmeanlegg og lignende er gjerne dimensjonert slik at maksimalt effektbehov kan dekkes med største kjelenhet ute av drift (**(N-1)-kriteriet**). Større varmesentraler har normalt sikring av energibehovet ved at man har anlegg som kan benytte to eller flere energibærere.

I tabell 4-10 er det vist investeringskostnader for hovedenheter (varmekjeler) med nominell, avgitt varmeeffekt 5 -10 MW. I tabellen er det også vist årsvirkningsgrader og maksimalvirkningsgrader for enhetene.

En varmesentral vil bygges opp av flere enheter så man får sikkerhet både i effekt- og energidekning.

En varmesentral med maksimal effekt 10 MW kan som eksempel ha følgende oppbygning:

Alternativ A:

- 2 stk oljekjeler á 6 MW +
- 1 stk elektrokjel á 6 MW

Alternativ B:

- 2 stk oljekjeler á 6 MW +
- 1 stk fastbrenselkjel á 6 MW

	Spesifikk investering ⁽²⁾ [kr/kW varme]	Års virkningsgrad [%]	Maksimal virkningsgrad [%]
Elektrokjel	250	95	99
Gasskjel	400	90	105 ⁽¹⁾
Oljekjel	400	85	105 ⁽¹⁾
Fastbrenselkjel	1 500	75	90
Varmepumpe	2 500	290	400
CHP anlegg	5 000	80	90

(1) Kondenserende kjeler med lavtemperaturbehov
(2) Investeringene vil variere med +/- 25 %

Tabell 4-10 Data for hovedenheter i varmesentraler (Kilde: KNE)

Varmesentraler 5 MW varme	Kjeler Olje og el	Kjeler Olje og bio	Kjeler Avfall	CHP Naturgass
Investeringskostnader				
Anleggskostnader [kr/kW _v]	1 000	3 000	12 000	7 000
Byggetidsrenter [kr/kW _v]	71	214	731	499
Sum investeringskostnader [kr/kW _v]	1 071	3 214	12 701	7 499
Kapitalkostnader [kr/kW _v]	101	303	1 150	708
Faste driftskostnader "	40	40	40	40
Sum faste årskostnader [kr/kW _v år]	141	343	1 253	748
Byggetid [år]	2	2	2	2
Fullast timer [timer/år]	5000	5000	5000	5000
Levetid [År]	20	20	20	20
Faste kostnader [kr /kWh _v]	0,028	0,069	0,231	0,150
Totalvirkningsgrad [%]	85 og 95	85	85	90
Strømproduksjon [%]				20
Spesifikt brenselforbruk:				
Olje [liter/kWh _v]	0,098	0,098		
Biobrensel [kg/kWh _v]		0,512		
Avfall [kg/kWh _v]			0,406	
El [kWh/kWh _v]	1,053			
Naturgass [Sm ³ /kWh _v]				0,096
Variable kostnader [kr/kWh _v]				
Olje	0,393	0,393		-
Biobrensel		0,153		-
Avfall			-0,243	
Uprioritert kraft til elkjel	0,158			
Naturgass				0,287
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]	0,005	0,01	0,020	0,005
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh _v]				
Olje	0,426	0,472		
Biobrensel		0,232		
Avfall			0,007	
Uprioritert kraft til elkjel	0,190			
Naturgass				0,442

Tabell 4-11 Varmesentraler 5W varme (Kilde: KNE)

Alternativ C:

■ 1 stk elkjel á 6 MW +

■ 1 stk gasskjel á 6 MW +

■ 1 stk kogeanlegg á 6 MW

Investeringskostnader for en 10 MW varmesentral vil bli som følger:

Alternativ A:

$(2 \times 6000 \times 400 + 1 \times 6000 \times 250) \times 2 = 12,5$ mill.kr

Alternativ B:

$(2 \times 6000 \times 400 + 1 \times 6000 \times 1500) \times 2,5$

=22,5 mill.kr

Alternativ C:

$(6000 \times (250 + 400 + 5000)) \times 2$

=68 mill.kr

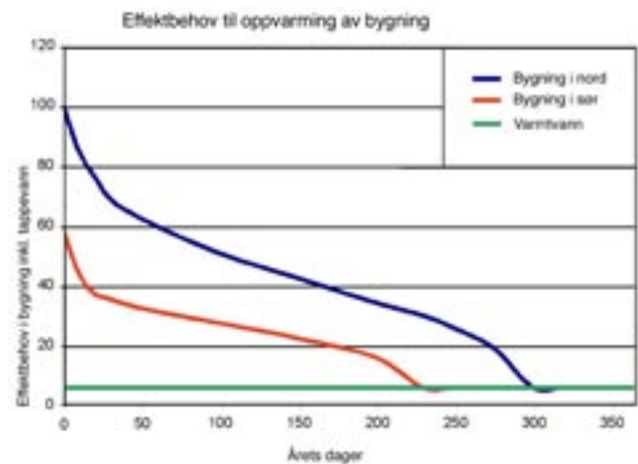
Det er i totalinvesteringene tatt hensyn til nødvendige investeringer i bygning, skorstein, brensellager, brenselbehandling m.v. ved at investeringene i hovedkomponentene er multiplisert med en faktor på 2-2,5.

Produksjonskostnader ved ulike alternativer er ført opp i tabell 4-11. Kostnadstallene i denne tabellen inkluderer nødvendige tilleggsinvesteringer som nevnt foran. I alternativet med kogenerering (CHP) har en lagt til grunn at produksjon av el styres av varmebehovet hvorved elproduksjonen kan gjøres ved en totalvirkningsgrad på 90 %.

Produsert varme verdsettes tilsvarende hva det vil

	0,1 MW	1 MW
Investeringskostnader		
Anleggskostnader [kr/kW _v]	5500	4000
Byggetidsrenter "	96	140
Sum investeringskostnader [kr/kW _v]	5 596	4 140
Kapitalkostnader [kr/kWh _v]	614	455
Faste driftskostnader "	40	40
Sum faste årskostnader [kr/kW _v år]	654	495
Byggetid [år]	0,5	1
Fulllasttimer [timer/år]	4 000	4 000
Levetid [År]	15	15
Faste kostnader [kr/kWh]	0,164	0,124
Effektfaktor ¹⁾ [%]	290	290
Spesifikt brenselforbruk:		
Elektrisitet [kWh/kWh _v]	0,345	0,345
Variable kostnader [kr/kWh _v]		
Elektrisitet (med effektfaktor 2,9)	0,190	0,190
Variable kostnader ekskl. energi [kr/kWh]	0,030	0,030
Sum kostnader (faste + variable) [kr/kWh _v]	0,383	0,343
1) Effektfaktoren angir forholdet mellom varmepumpens avgitte varme og forbrukt elenergi.		

Tabell 4-12 Varmepumpeanlegg (sjø- eller jordvarme) (Kilde: KNE)



Figur 4-4 Varighetskurve for varmebehov i en bolig (Kilde: KNE)

koste å produsere i en ren varmesentral. Ved å trekke fra verdien av produsert varme fra totalkostnadene kan en beregne kostnadene for elproduksjonen.

En varmesentral som er tilknyttet et vannbasert oppvarmingssystem vil typisk dekke 50-70 % av det totale energibehovet i området. Resten av energibehovet vil dekkes av elektrisitet til belysning og elektrisk utstyr og noe oppvarming.

Effektbehovet for varme i et større vannbasert oppvarmingssystem vil variere over året omtrent som vist på fig. 4-4.

Forholdet mellom midlere effekt og maksimalt effektbehov vil avhenge av hvor i landet området er lokalisert. I Vardø er forholdet mellom maksimal effekt og midlere effekt over året 2,45 (3575 fulllasttimer) og i Stavanger 4,19 (2100 fulllasttimer). For samme oppvarmingsareal vil dog midlere effektbehov i Vardø være ca 1,7 ganger høyere enn i Stavanger. For et moderne bygg i Oslo med energigjenvinning kan brukstiden for varme være under 1000 timer, mens et byområde med blandet bebyggelse vil ha en brukstid på 2000-3000 timer.

Forholdet mellom elektrisitet og varme vil avhenge av en rekke forhold som brukergrupper, tappevannoppvarming, elinstallasjoner og lignende. For større kontorkomplekser vil ca 50 % av energien være elektrisitet til lys og el-installasjoner (Statsbygg).

4.3.1 Varmepumper

Med varmepumper kan en gjøre nytte av en rekke lavtempererte fornybare energikilder som for eksempel varmeenergien i luft, sjøvann, grunnvann/ berggrunn og jordvarme. For at varmepumpen skal være økonomisk, må en unngå for store temperaturløft. Varme for bygningsoppvarming bør derfor leveres med moderate temperaturer, helst i området 35-50 °C. Videre bør varmepumper dimensjoneres til

å ha en lang brukstid da de har høye investeringskostnader og lave driftskostnader. Varmepumper bør derfor kombineres med annen type oppvarming, for eksempel en olje- eller gasskjel, til å ta topplasten. Brukstiden er derfor satt til 4 000 timer som er vesentlig høyere enn varmebehovet (ca 2 000 timer).

Varmekostnaden for et varmepumpesystem er bestemt av investerings-, drifts- og energikostnader (for drift av anlegget). Investeringskostnadene omfatter både varmepumpeaggregatet, varmeopptakssystemet, kjelanlegg for spisslast/reservedekning samt installasjons- og bygningstekniske arbeider (se tab. 4-12). Erfaringsmessig vil spesifikk investering (kr/kW installert varmeeffekt) avta med økende størrelse på anlegget. Det er viktig å være klar over at anleggskostnadene også avhenger av type anlegg og lokale forhold.

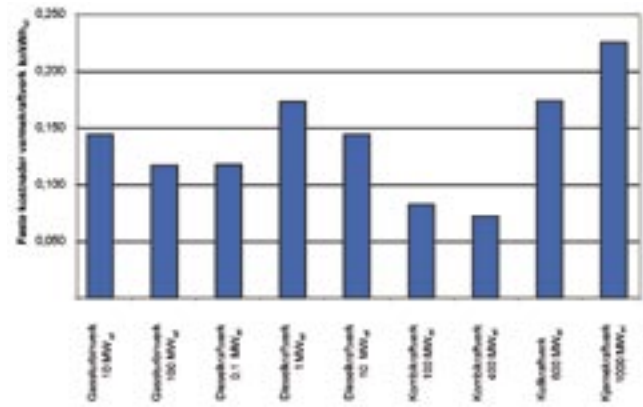
I tabell 4-12 har en lagt ordinære elpriser til grunn. Med full effektdekning i reserve vil el kunne overføres til en tariff for uprioritert kraft. El til varmepumpe brukt til produksjon av fjernvarme er dessuten fritatt for elavgift. Under slike betingelse vil driftskostnadene til en varmepumpe kunne reduseres vesentlig i forhold til det som er angitt i tabell 4-12.

Varmepumper vil bli vesentlig mer økonomisk interessant hvis bygningsmassen har et kjølebehov i tillegg til varmebehov. Sjøvann og berggrunn har en temperatur som gjør den egnet til kjøleformål, og en unngår da investeringer i et eget kjøleanlegg.

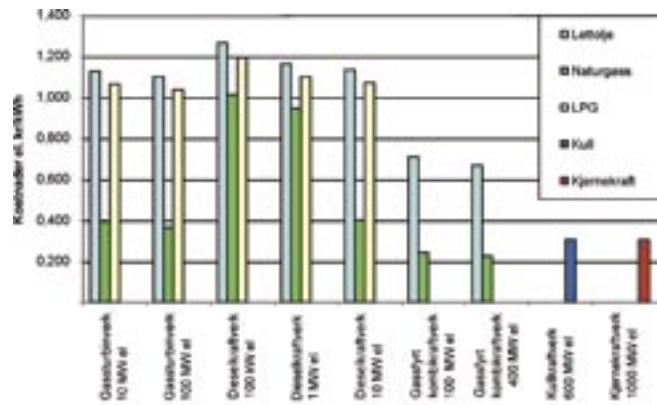
4.4 Sammenlignende produksjonskostnader

4.4.1 Det sentrale produksjonssystemet

Et landsomfattende kraftsystem består av ulike kraftproduserende enheter (kraftverk). Disse settes sammen og driftes ut fra økonomiske kriterier. Kraftverkernes økonomiske karakteristikk er avgjørende for om kraftverket blir bygd og hvor ofte det skal kjøres. En skiller i denne forbindelse mellom grunnlastverk og topplastverk. Et **grunnlastverk** er bygd for helkontinuerlig drift og forutsettes å ha lave driftsavhengige kostnader. Et **topplastverk** brukes primært i høylastperioder og i en beredskaps-situasjon som et reservekraftverk. I et kraftsystem dominert av vannkraft vil det også fungere som en tørrårssikring. Som topplastverk velges fortrinnsvis kraftverk som har lave faste kostnader, mens de driftsavhengige kostnadene er av mindre betydning sammenliknet med et grunnlastkraftverk.



Figur 4-5 Faste kostnader for varmekraftverk (Kilde: KNE)



Figur 4-6 Enhetskostnader for varmekraftverk (Kilde: KNE)

Figur 4-5 gir en oversikt over faste kostnader til ulike kraftverkstyper, mens fig 4-6 viser hvordan de totale kostnadene varierer mellom kraftverkstypene. De driftsavhengige kostnadene er i stor grad bestemt av brenselprisene som kan variere mye avhengig av hva slags avtaler som inngås.

Fig. 4-7 viser enhetskostnader for ulike kraftvarmekraftverk. Til grunn for beregningene har en for enkelthets skyld antatt at kraft og varme avsettes til samme pris. Normalt har 1 kWh_{el} en høyere verdi enn 1 kWh varme.

For grunnlastverk har totalkostnadene (dvs. summen av driftsavhengige og faste kostnader) stor betydning. Hvilken kraftverkstype som skal velges som topplastverk vil være avhengig av forventet brukstid. Med korte brukstider betyr høye driftsavhengige kostnader lite. Når kraftverkene først er bygd, vil det være de driftsavhengige kostnadene som blir bestemmende for hvilket kraftverk om skal settes i drift.

4.4.2 Distribuert produksjon

Distribuert elproduksjon kjennetegnes ved at den foregår ved nærhet til forbrukerne, med mindre enheter (mini- og mikroskala) og ved at en benytter teknologi som er tilpasset denne driftsformen. Typisk

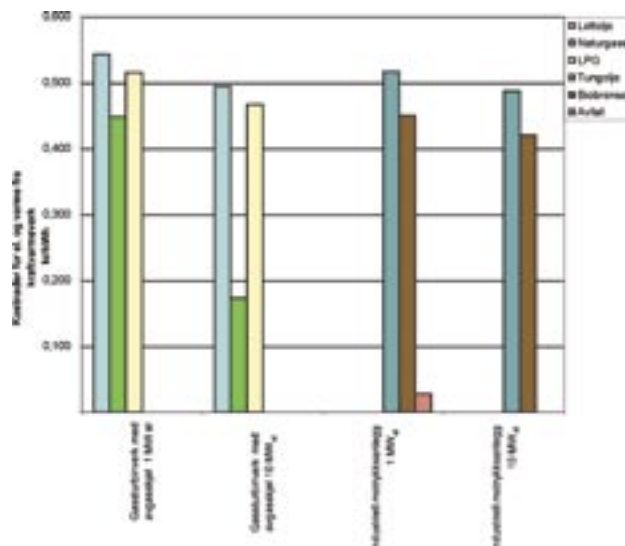
for distribuert varmekraftproduksjon er at den skjer med kogenanlegg for å oppnå en høyest mulig totalvirkningsgrad (se kap. 4.2).

Det er flere grunner til at distribuert produksjon reises som en aktuell problemstilling:

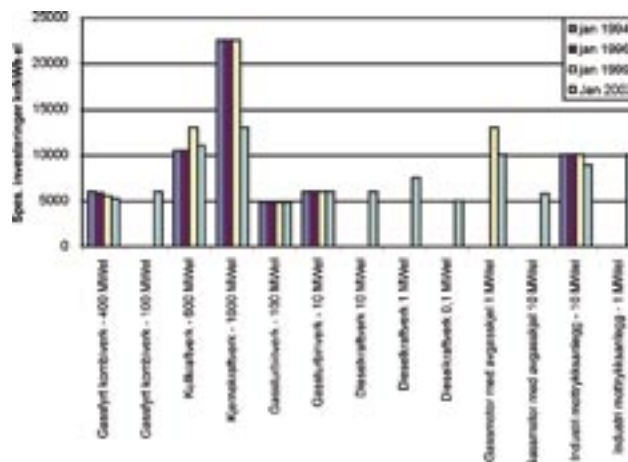
- A. Tilgang på lokale, rimelige brensler som vanskelig kan utnyttes på annen måte enn gjennom lokal energiproduksjon
- B. Muligheten for samtidig produksjon av el og varme med høy elvirkningsgrad. (se kap. 4.2)
- C. Avlastning av elnettet for derved å redusere investeringsbehovet i nettet

For at distribuert kraftproduksjon skal være lønnsom må produksjonskostnadene være lavere enn lokale kraftpriser (i et samfunnsøkonomisk regnestykke: lokale kraftkostnader). For tilfellet B ovenfor er forutsetningen at det uansett foreligger et varmebehov som må dekkes med en lokal varmekjel. De aktuelle elproduksjonskostnadene blir da begrenset til merkostnadene som følger av å videreutvikle og drifte et fullverdig kogenanlegg i forhold til kostnadene ved en enkel varmeproduksjon.

Fig. 4-7 viser kostnadseksempler på ulike kraftverkstyper som er aktuelle for distribuert kraftproduksjon. Kostnadene vil i stor grad være bestemt av lokale forhold, brukstid og skalaen på anlegget.



Figur 4-7 Enhetskostnader for kraftvarmeverk (Kilde: KNE)



Figur 4-8 Kostnadsutvikling for varmekraftverk i perioden 1994-2002 (Kilde: KNE)

4.5 Kostnadsutvikling for varmekraftverk og varmesentraler

Tabell 4-13 og fig. 4-8 viser den nominelle endringen i investeringskostnader over tid. Variasjonen i kostnadsutviklingen for de ulike varmekrafttyper antas å ha sin årsak i den teknologiske utviklingen

Spesifikke investeringskostnader for varmekraftverk [kr/kW _{el}]	januar	januar	januar	januar
	1994	1996	1999	2002
Gassfyr kombiverk - 400 MW _{el}	6 000	5 850	5 500	5 200
Gassfyr kombiverk - 100 MW _{el}				6 000
Kullkraftverk - 600 MW _{el}	10 500	10 500	13 000	11 000
Kjernekraftverk - 1000 MW _{el}	22 500	22 500	22 500	13 000
Gassturbinverk - 100 MW _{el}	4 800	4 800	4 800	4 800
Gassturbinverk - 10 MW _{el}	6 000	6 000	6 000	6 000
Dieselturbinverk - 10 MW _{el}				6 000
Dieselturbinverk - 1 MW _{el}				7 500
Dieselturbinverk - 0,1 MW _{el}				5 000
Gassmotor med avgasskjel - 1 MW _{el}			13 000	10 000
Gassmotor med avgasskjel - 10 MW _{el}				5 750
Industrietmottrykksanlegg - 10 MW _{el}	10 000	10 000	10 000	8 900
Industrietmottrykksanlegg - 1 MW _{el}				10 000

Tabell 4-13 Spesifikke anleggskostnader for varmekraftverk (Kilde: KNE)

og aktuelle markedssituasjonen. Utviklingen av kullkraftkostnadene må ses i sammenheng med økende krav til miljø og sikkerhet. Markedet for kjernekraft er redusert til et minimum, og statistikkgrunlaget er derfor begrenset.

4.6 Miljøforhold ved varmekraftproduksjon

4.6.1 CO₂ fjerning

Ved brenning av kull, hydrokarboner, avfall, biobrensel osv. vil det dannes vanddamp (H₂O) og karbondioksid (CO₂) i røkgassen (se fig. 4-9). Det finnes flere metoder for å håndtere utslippet av CO₂, for eksempel:

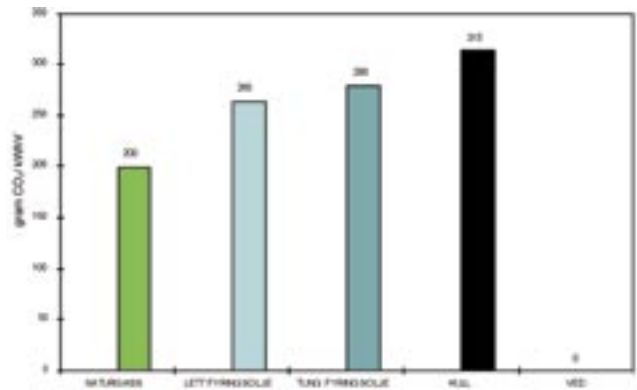
- Røykgassrensing (post combustion removal)
- Avkarbonisering av brenselet (pre-combustion decarbonisation)
- Forbrenning med rent oksygen (oxyfuel)

I metode A blir CO₂ skilt ut fra eksosen etter forbrenningen i kraftverket. Absorpsjon ved hjelp av aminløsning er den mest kjente teknologien for å fjerne CO₂ fra eksosgass. Teknologien er prøvd ut i kommersiell drift, men ikke i en skala som er aktuell for et stort gasskraftverk i Norge.

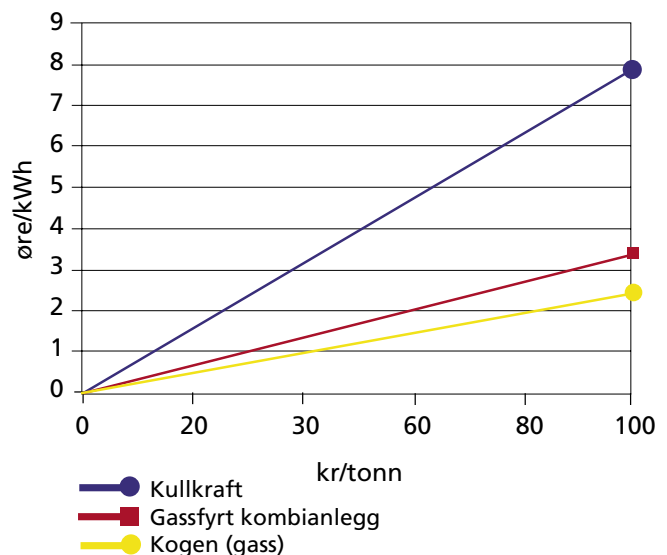
Metode B er aktuell når brenselet er naturgass.

Her omdannes (reformerer) brenselet til en CO₂-rik del og en hydrogenrik del. I den videre prosessen forbrennes hydrogenet som dermed gir en CO₂-fri eksos (bestående hovedsakelig av vanddamp og nitrogen). Reformering av naturgass benyttes i dag ved en rekke prosesser hvor man skal ha hydrogenrike gasser og er således vel utprøvd. Problemene ved denne metoden knytter seg til bruken av et hydrogenholdig brensel i en gassturbin.

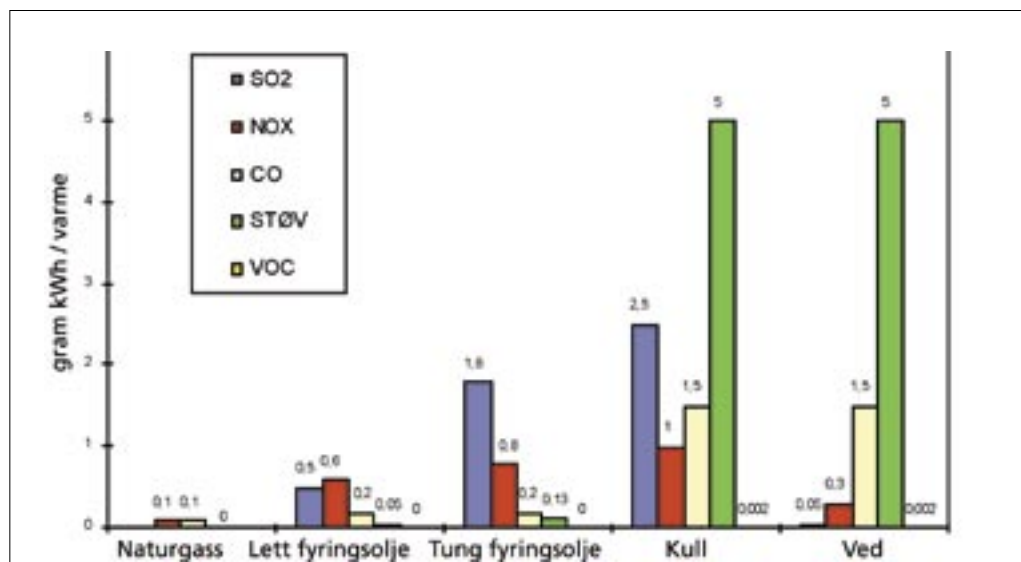
Ved metode C blir oksygenet og nitrogenet i luften skilt fra hverandre før tilnærmet rent oksygen brukes



Figur 4-9 CO₂-utslipp ved ulike brensler (Kilde: KNE)



Figur 4-10 Økning av produksjonskostnad ved ulike kvotepriser på CO₂ (Kilde: KNE)



Figur 4-11 Forurensende utslipp ved ulike brensler (Uten spesielle rensetiltak) (Kilde: KNE)

i forbrenningsprosessen. Avgassen vil dermed begrenses til en blanding av CO₂ og vanddamp. Av en slik blanding er det lett å skille ut CO₂ ved å nedkjøle avgassen hvorved vanddampen kondenserer. Denne prosessen vil også redusere dannelsen av nitrogenoksider. For å unngå den høye forbrenningstemperaturen man får ved ren oksygenforbrenning, kan deler

av CO₂-gassen resirkuleres til forbrenningen.

Ved de tre rensemetodene vil elvirkningsgraden for anlegget synke med 7-12 %. Dels skyldes dette tap i brennverdi, tap i CO₂-kompresjon, varmetap fra rensesprosessen samt damp- og elforbruk i rensesprosessen.

Kostnadene knyttet til disse rensemetodene for CO₂ er antydnet til 8-15 øre/kWh_{el}. Det store problemet vil være knyttet til langtidslagring av CO₂.

Store CO₂-mengder kan bare lagres i naturlige hulrom i berggrunnen ("aquifer", saltleier, tomme gass- og oljefelt) eller på store havdyp. For at ikke transportkostnadene for CO₂ skal bli for store, må kraftverket lokaliseres i nærheten av slike deponeringsmuligheter.

I fremtiden vil et alternativ til å rense avgassene for CO₂ være å kjøpe kvoter. Figur 4-10 viser hvordan produksjonskostnadene øker som funksjon av kvoteprisen.

4.6.2 Øvrige utslipp

Fig. 4-11 viser utslippsmengder av gasskomponenter ved forbrenning av forskjellige brenseltyper. Tallene er hentet fra Kjelforeningen - Norsk Energis Energikalender og SSB. Utslippene er angitt i gram og milligram per kWh medgått brensel. For å relatere utslippene til kraftproduksjon i store anlegg multipliserer man utslippstallene med 100 og dividerer med virkningsgraden angitt i tabell 4-1. CO₂-utslippet fra ved og biomasse er per definisjon satt til null pga. den korte tiden (60-120 år) for kretsløpet for CO₂ fra biomasse.

4.7 Kullforgassing

Kullforgassingsanlegg for produksjon av syntesegass er tilgjengelig i dag. Det arbeides aktivt med å utvikle store kullforgassingsanlegg, hvor gassen kan benyttes direkte i gassturbiner. Slike anlegg vil få høyere elvirkningsgrader enn ordinære kullfyrte anlegg (se tabell 4-1), men anleggene er fortsatt på utviklingsstadiet og trolig vil slike anlegg ikke være kommersielt tilgjengelige før om 5-10 år.

I september 1996 satte ELCOGAS i drift verdens største kullforgassingsverk i Puertollano i Spania. Anlegget har gassturbin og dampsturbin med samlet eleffekt på 335 MW. Elvirkningsgraden er 37,5 %. Brenselet er kull og petrolkoks. Et tilsvarende forsøksanlegg er i drift i Nederland ved Haelen av firmaet Demkolec.

5. Energidistribusjon

Det skilles her mellom fjerndistribusjon og nærdistribusjon. Fjerndistribusjon for el, gass og olje vil omfatte transport over avstander på 100-500 km med overførte effekter på 1 000-10 000 MW. Fjerndistribusjon av varme omfatter avstander på 1-20 km med overførte effekter på 10-100 MW.

For nærdistribusjon spiller effekttettheten stor betydning. For forskjellige områder kan følgende effekttetthet antas.

■ Villaområde	5-20 MW/km ²
■ Rekkehusområde	15-25 MW/km ²
■ Blokkbebyggelse	25-30 MW/km ²
■ Bysenter	100-150 MW/km ²

5.1 Eldistribusjon

Elektrisk kraft produseres i kraftstasjoner og leveres inn på overføringsnett for deretter å bli transportert ut til den enkelte forbruker. Kraftoverføringssystemet omfatter mange ulike komponenter; luftledninger, jord- og sjøkabler, transformatorer, brytere m.m. på forskjellige spenningsnivåer. Figur 5-1 viser en skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet fra produksjon til forbruker. Flere forbrukere og kraftstasjoner er også tilknyttet andre nettnivåer enn det som figuren viser.

Investeringskostnadene for luftledninger er i hovedsak sammensatt av kostnader til master, strøm-

førende liner, isolerende oppheng, samt transport og montasje. Kabelkostnadene er sammensatt av kostnader til grøfter, kabel (PEX eller olje), utlegging og montasje, samt til skjøter og muffehus.

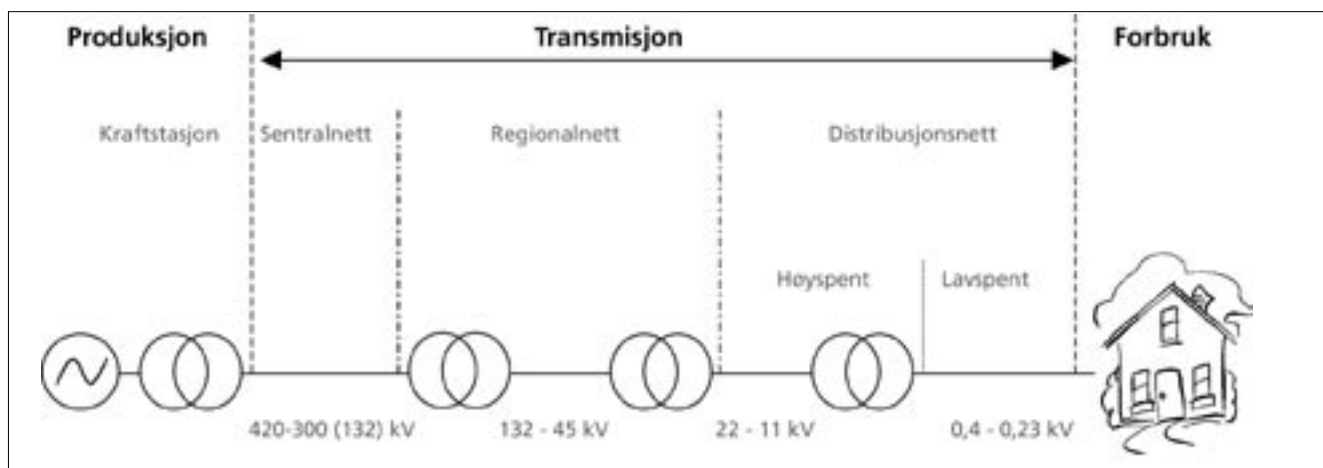
Investeringskostnader i overføringsnett kan anslås som vist i tabell 5-1 [7]. Kostnadene inkluderer material-, grøfte- og entreprenørkostnader. Det er ikke inkludert kostnader til grunnerstatninger, renter i byggetiden og investeringsavgift m.v.

For luftledninger er de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene anslått å være i størrelsesorden 1,5 - 2,0 % av investeringskostnadene, mens det tilsvarende anslag for oljekabler er på 0,5 - 1,5 % og for PEX-kabler på 0,2 - 0,3 % [8].

Overføringssystemet dimensjoneres slik at det oppfyller kravene til stabilitet og pålitelighet. For den enkelte overføringsforbindelse er maksimal overføringsevne det viktigste kravet. En økonomisk optimal dimensjonering tar i tillegg hensyn til tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnadene. Tabell 5-2 viser i hvilke effektområder optimal overføringskapasitet ligger for ulike ledningsnett og spenningsnivåer.

Kostnadene i tabell 5-3 gjenspeiler priser på transformatorer. Monteringskostnader, apparatanlegg osv kommer i tillegg.

De økonomiske levetider for 3 typer overførings-



Figur 5-1 Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystem fra produksjon til forbruker

Spenningsnivå	Kabelanlegg (lagt i vei, 3 km) [mill. kr/km]		Luftledning (normale forhold) [mill. kr/km]		Overført kostnads effekt [MVA]	forhold kabel/luftled.
22 kV	TXSE 3x240 Al:	0,6	FeAl 50 (tremaster):	0,3	ca. 4	Ca 2 : 1 PEX
45 og 66 kV	TSLE 1x400 Al:	2,0	FeAl 240 (tremaster):	0,6	ca. 30	Ca 3 : 1 PEX
132 kV	TSLE 1x1200 Al:	3,5	FeAl 329 (stålmaster):	1,3	ca. 200	Ca 3 : 1 PEX
300 kV, 1 kabelsett	TSLE 1200 Al:	8,3	2xFeAl 380 (stålmaster):	2,6	ca. 500	Ca 3 : 1 PEX
	OKDE 1600 A	12,2				Ca 5 : 1 Olje
300 kV, 2 kabelsett	2xTSLE 1600 Al:	14,2	3xFeAl 380 (stålmaster):	3,0	ca. 800	Ca 5 : 1 PEX
	2xOKDE 2000 A:	21,1				Ca 7 : 1 Olje
420 kV, 2 kabelsett	2xTSLE 1600 Al:	16,0	3xFeAl 380 (stålmaster):	3,0	ca. 1200	Ca 5 : 1 PEX
	2xOKDE 2000 A:	28,0				Ca 9 : 1 Olje
420 kV, 3 kabelsett	3xTSLE 1600 Al:	22,0	3xFeAl 481 (stålmaster):	3,3	ca. 2000	Ca 7 : 1 PEX
	3xOKDE 2000 A:	40,0				Ca 12 : 1 Olje

Tabell 5-1 Typiske anslag for investeringskostnader i overføringsnett

Ytelse [MVA]	Omsetningsforhold [kV/kV]			
	66/11-22 [kkr]	132/11-22 [kkr]	132/66 [kkr]	300/132 [kkr]
5	1 200			
10	1 600	2 300		
15	2 100	3 100		
20	2 300	3 400		
25	2 800	3 700		
30	3 200	4 000		
35	3 600	4 400		
40	4 000	4 800		
50	4 800	5 600	6 300	
60	5 600	6 400	6 500	
70	6 400	7 200	6 600	
80	7 200	9 600	6 800	
150				9 300
200				12 500
250				15 500

Tabell 5-3 Transformatorcostnader (eks. avgifter og renter i byggetiden)

anlegg kan forutsettes som vist i tabell 5-4.

Sluttbrukertiltak

Gjennomføring av sluttbrukertiltak har til hensikt å redusere nåværende dimensjonerende effekt og/eller redusere fremtidig økning i dimensjonerende effekt i overføringsnettet. På denne måten kan behovet for re- og nyinvesteringer i nettet reduseres. Videre er hensikten å øke eller opprettholde nåværende brukstid i nettet, slik at det kan oppnås en bedre avkastning på den kapital som er lagt ned i det eksisterende nettet.

Tabell 5-5 viser typiske utbyggingskostnader i fordelingsnettet. Tallene er basert på informasjon fra 105 energiverk med til sammen mer enn 600 000 kunder, samlet inn av EFI i 1992. De spesifikke årkostnadene er beregnet med 25 års økonomisk levetid og 6 % kal-kulasjonsrente samt 1,5 % driftskostnader. I tabell 5-6 presenteres en oppsummering av nøkkel-

Spenningsnivå [kV]	Overførings- kapasitet (ca) [MVA]
22	1 – 10
45	10 – 60
66	20 – 100
132	50 – 400
300	200 – 1000
420	500 – 2000

Tabell 5-2 Spenningsnivå og typiske intervall for overføringskapasitet

Type anlegg	Økonomisk levetid
Transformatorstasjon	30
Overføringslinjer	30
Kabelanlegg	25

Tabell 5-4 Levetider for forskjellige typer overføringsanlegg (i antall år)

tallskostnader for ulike sluttbrukertiltak. Minste og høyeste utbyggingskostnad ved hver enkelt metode presenteres. Dette er gjort fordi det eksisterer få eksempler på gjennomførte tiltak, og tallmaterialet som eksisterer er dermed for lite til å kunne oppgi ett bestemt nøkkeltall for hver enkelt metode.

Det er ikke angitt kostnader for tiltaket "informasjon". Grunnen til dette er at virkningen av dette tiltaket med hensyn på redusert effektförbruk er vanskelig å tallfeste.

Det legges til at de kostnader som presenteres i tabell 5-6 er erfaringstall basert på et begrenset utvalg prosjekter og kostnadsberegninger. Nøkkeltallskostnadene er likevel representative for de tiltak og metoder som er nevnt. Nøkkeltallskostnader ved sluttbrukertiltak anbefales innarbeidet i de kostnads-kataloger som benyttes ved planlegging av nett. På

	Kabelnett				Luftnett	
	Flatebelastning				Flatebelastning	
	Høy [kr/kW]	[kr/kW år]	Middels [kr/kW]	Lav [kr/kW år]	[kr/kW]	[kr/kW år]
Høysp. ford. nett	2 200	220	4 000	400	4 200	420
Transformering	1 800	180	2 000	200	1 400	140
Lavspent ford. nett	2 400	240	4 500	450	1 800	180
Stikkledninger	500	50	800	80	800	80
Totalt	6 900	690	11 300	1 130	8 200	820

Tabell 5-5 Utbyggingskostnader i fordelingsnettet

denne måten kan sluttbrukertiltak lettere kostnadssettes og settes opp som et alternativ til konvensjonell nettutbygging i de lokale kraftsystemplaner.

Tabell 5-7 viser flateareal for ulike sluttbrukere som er lagt til grunn for de beregninger som er utført under. Tallene er basert på opplysninger om gjennomsnittsnitser for ulike kategorier av bygninger.

Med basis i ovennevnte forutsetninger og underlag er det beregnet effektforbruk for sluttbrukerkategoriene "husholdninger" og "næringsbygg". Effektforbruket er fordelt på belastningsgrupper. Resultatene er vist i tabellene 5-8 og 5-9.

De effekter som angis i tabell 5-8 og 5-9 er enkeltbelastningenes bidrag til den enkelte sluttbrukers maksimallast. Det er dermed tatt hensyn til at ikke alle belastningspunkter innkoblet ved det tidspunktet sluttbrukers maksimallast inntreffer.

Sesongvariasjoner av energibelastningen oppstår fordi behovet til oppvarming og ventilasjon varierer ved ulike utetemperaturer. Dette behovet representerer ofte den største belastningen i høylastperioder, og er i stor grad uavhengig av kundegruppe. I tillegg til utetemperaturen vil andre klimatiske

Tiltak	Metode	Utbyggingskost. [kr/kW]	
		Min.	Maks
Informasjon	overfor enkeltkunder	-	-
	utvalgte målgrupper	-	-
	massemedia	-	-
Prising ³⁾	tidsvariabel - sesong	0 ⁵⁾	10 810
	tidsvariabel - døgn	150	4 950
	tidsvariabel - dynamisk	150	4 950
	effektledd	150	4 950
Aktiv styring	varmtvannsberedere	1 590	3 920
	elektrokjeler	60	80
	varmekabler inne/ute ¹⁾	500	
	ventilasjon	300	670
	panelovner	110	730
	kjøleanlegg	110	730
	motorvarmere ¹⁾	130	
belysning ¹⁾	5 330		
Lokal prod.	vannbårne oppvarmingssystemer	650	5 200
	lokal elektrisitetsprod. ²⁾	1 750	8 250 ⁴⁾
	lokal varmeprod. ²⁾	1 750	8 250 ⁴⁾
	gass i rør (naturgass, propan)	-	-
Merknader: 1) Nøkkeltallskostnader. 2) Det er benyttet kostnader for PCP-anlegg (Power Combustion Powerplant). Det forutsettes at sluttbruker allerede har installert et system for distribusjon av vannvåren varme. 3) Det forutsettes bruk av toveiskommunikasjon. 4) Etablering av et vannbårent system samt installasjon av PCP-anlegg. 5) Det kreves minimum 4 måleravlesninger per år fra 01.01.1999 for målepunkt med forventet forbruk større enn 8000 kWh.			

Tabell 5-6 Oversikt over kostnader ved tilgjengelige tiltak og metoder

forhold som vind og solinnstråling påvirke energi- og effektbehovet.

For de fleste kunde grupper representerer den sesongvariable delen av effektbehovet en variasjon på ca. 50 - 60 W/m². For enkelte kunde grupper som kontorbygg og varehandel vil imidlertid kjølebehov samt bruk av klimakjøling og kjøledisker medføre et rela-

tivt høyt energibehov også om sommeren.

Døgnvariasjoner oppstår fordi bruken av de ulike typer bygg og utstyr varierer over døgnet. For husholdninger har forbruket en høylastperiode om morgenen (kl. 0800) og et maksimum etter arbeidstid/kveld (kl. 1800-2200), mens for næringsbygg/kontorer oppstår maksimumsforbruket like etter arbeidsstart (kl. 0800-1200).

Generelt representerer den døgnvariable delen en variasjon på ca. 10-15 W/m² for husholdning, og ca. 20-30 W/m² for næringsbygg.

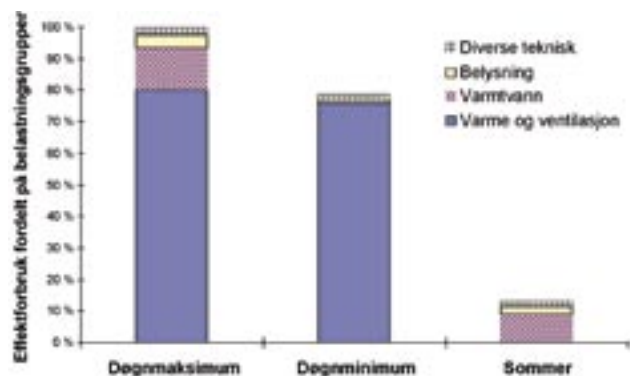
En stor del av det døgnvariable behov er også avhengig av utetemperatur, for eksempel ventilasjon for næringsbygg som stoppes utenom arbeidstid.

I figurene 5-2 og 5-3 er belastningsmønsteret for henholdsvis "husholdninger" og "næringsbygg" vist grafisk. Også her er beregningsmodellen med basis i normtall benyttet, der effekt- og energiforbruk for de ulike belastninger er tallfestet. Beregningene er utført med dimensjonerende utetemperatur -20°C. Følgende belastningssituasjoner er lagt til grunn:

Døgnmaksimum: Maksimal last for kundegruppen i makslastperioden på vinteren; årsmaksimum.

Døgnminimum Laveste døgnlast for kundegruppen i makslastperioden (om natten); årsmaksimum.

Sommer Normal last i perioder med minimumsforbruk om sommeren (uten kjøling).



Figur 5-2 Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "husholdninger".

Sluttbrukere	Flateareal [m ²]
Enebolig	134
Rekkehus	129
Boligblokk, 12 leil.h.	1000
Kontorbygg	4765
Sykehjem, helseinst.	4100
Skole	6500
Varehandel, butikk	500

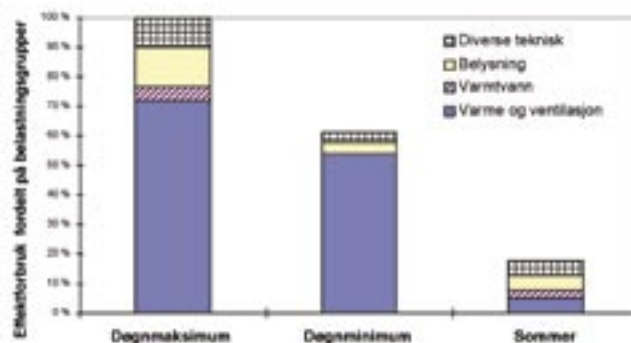
Tabell 5-7 Flateareal for ulike sluttbrukere

Belastningsgruppe	Enebolig [kW]	Rekkehus [kW]	Boligblokk [kW]
Oppvarming inkl. ventilasjon	8,0	7,1	46,0
Varmtvann	1,8	1,8	18,4
Belysning	0,5	0,5	4,6
Diverse, kjøøl, frys, vask	0,4	0,4	3,7
Sum	10,7	9,7	72,7

Tabell 5-8 Forbruksstruktur for "husholdninger".

Belastningsgruppe	Kontorbygg [kW]	Sykehjem [kW]	Skole [kW]	Varehandel [kW]
Oppvarming	162,2	132,0	239,9	22,5
Ventilasjon	188,5	113,2	299,0	13,5
Varmtvann	19,7	37,7	35,9	3,6
Vifter, pumper, utv. varmekabler	24,1	15,1	47,8	2,3
Belysning	65,8	24,5	95,7	5,4
Diverse, kjøøl, frys, vask, kjøledisk	26,3	28,3	12,0	4,5
Sum	486,6	350,8	729,6	52,9

Tabell 5-9 Forbruksstruktur for "næringsbygg"



Figur 5-3 Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "næringsbygg"

5.2 Varmedistribusjon

Investeringer og kostnader ved varmedistribusjon avhenger av flere faktorer som blant annet varme-tetthet, geologiske forhold samt øvrige tekniske anlegg. Kostnaden for varmedistribusjon per kWh avhenger igjen av brukstiden på den effekten distri-busjonsnettet leverer.

I startfasen vil nettet ofte bli overdimensjonert for å kunne dekke fremtidig effektbehov og en vil derfor få en større kostnad for distribusjonsnettet i startfasen av en utbygging.

Basert på erfaringer fra fjernvarmeutbygging i Sve-rige og korrigert for norske forhold er kostnadsbildet for utbygging av et distribusjonsanlegg vist i tabell 5-10 og fig. 5-4. Kostnadene omfatter ferdig lagt nett med tur og returledninger i samme grøft.

I tillegg kommer kostnad for installasjon i bygget hos de ulike mottakerne.

Fra ulike forprosjekter og konsesjonssøknader om fjernvarmeutbygging kan en trekke frem følgende hovedtall for distribusjonskostnaden inkludert anlegg hos kundene (varmevekslerinstallasjon, kun-desentral), jf tabell 5-11.

Som vi ser fra tabellen er kostnadsbildet sterkt varierer-ende. Det skyldes at lokale forhold som krever lange overføringsledninger fra varmesentraler og lignende påvirker energikostnaden vesentlig.

5.3 Gassdistribusjon

Vi skiller gjerne mellom gassoverføring som foregår over lengre avstander og på ulike måter, og lokal gass-distribusjon som nesten uten unntak skjer i rør med lavt trykk (mindre enn 4 bar overtrykk).

5.3.1 Gassoverføring

Naturgass kan transporteres i bulk eller rør.

Bruk av rørledning er den mest effektive måten å transportere naturgass på. Den norske eksporten av naturgass til Europa skjer i rørledninger med opp til 190 bar trykk, og gassen kan da transporteres over store avstander med svært lite energitap.

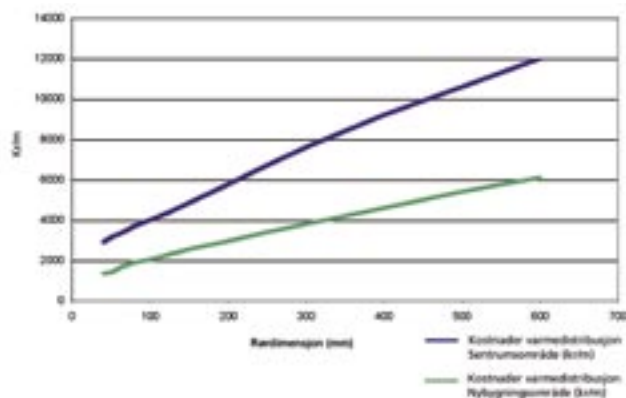
Dersom naturgassen skal transporteres i bulk kan det gjøres i komprimert form (CNG – Compressed Natural Gas) med høyt trykk (opp til 300 bar) eller i flytende og sterkt nedkjølt form (LNG – Liquefied Natural Gas). CNG er sjelden funnet å være en aktuell løsning for transport over noe større avstander. Dette skyldes

Rør-diameterkapasitet [mm]	Overførings- ΔT 50°C [MW]	Kostnader varmedistribusjon	
		Sentrum- område [kr/m]	Nybygrings- område [kr/m]
40	0,3	2 900	1 350
50	0,6	3 150	1 400
65	1	3 400	1 700
80	2	3 700	1 900
100	3	4 010	2 050
125	4	4 400	2 300
150	6	4 850	2 550
200	12	5 750	2 950
250	22	6 700	3 400
300	35	7 600	3 800
400	65	9 200	4 600
500	115	10 600	5 400
600	190	12 000	6 100

Tabell 5-10 Enhetspris for fremføringskostnader for varme (Kilde: KNE)

Sted	Energi- leveranse [GWh/år]	Kostnader (Inves./årsoms.) [kr/kWh]	Transportpris [øre/kWh]
Bergen Fase 1	80	2,9	27,0
Bergen Fase 2	160	2,0	19,0
Kristiansand Fase 1	60	1,5	11,0
Kristiansand Fase 2	90	1,1	14,0
Anlegg A	50	0,7	7,0
Anlegg B	75	1,0	9,5

Tabell 5-11 Kostnader varmedistribusjon (Kilde: KNE)



Figur 5-4 Investeringskostnader ved varmedistribusjon (Kilde: KNE)

både høye kostnader ved komprimering av gass, og ikke minst kostnadene ved logistikken. LNG har imid- lertid vist seg å være en god løsning der det ikke er hensiktsmessig å bygge rørledninger og de senere årene er det bygd en rekke slike anlegg i Europa. LNG er i dag kun tilgjengelig fra Tjeldbergodden og distri-

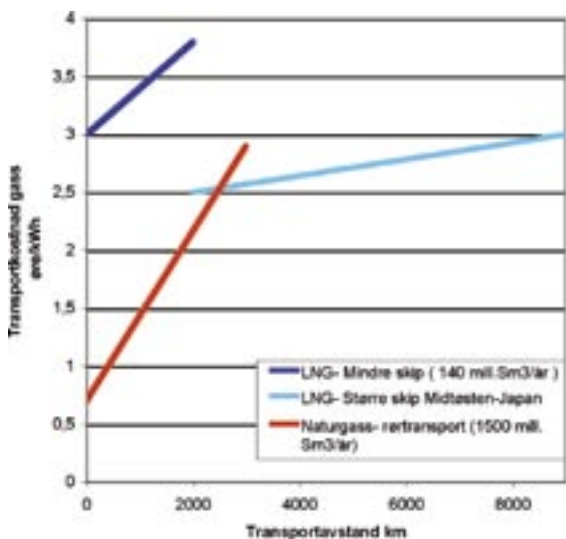
bueres derfra til både Trondheim og Molde. Det etableres nå nye anlegg for LNG-produksjon på Karmøy og på Kollsnes.

Avgjørende for valg av bulk eller rørtransport er mengde og avstand. Store volumer favoriserer rørtransport, mens for lange avstander kan bulktransport bli det rimeligste. Fig 5-5 og 5-6 viser hvordan transportkostnadene med rør og LNG i skip varierer med transportavstanden og volum.

5.3.2 Lokal gassdistribusjon

Lokal distribusjon av naturgass skjer som regel i rørledning i et såkalt lavtrykkssystem, dvs. lavere enn 4 bar (overtrykk). I Norge følges svenske forskrifter for legging av slik gassledning. Det stilles krav til avstand til nærliggende rør/kabel, til leggedybde og avstand til bebyggelse.

Rørledningene legges med ca 0,6-1,0 m overdekking avhengig av området ledningen legges i. Lavtrykksrørledning i bakken utføres i plast (PE 80 eller PE 100). For høyere trykk benyttes stålrør, men det arbeides



Figur 5-5 Transportkostnader for naturgass over lengre avstander

Tankvolum	Effekt (til nett)	Investering	Drift/vedlikehold
[m ³]	[MW]	[mill.kr]	[kr/år]
60	5	1,9 — 2,1	80 – 100 000
60	15	2,2 — 5,5	110 – 130 000
120	5	2,3 — 2,5	110 – 130 000
120	15	2,8 — 3,0	130 – 150 000

Tabell 5-13 Kostnader — mottaksanlegg LNG (Kilde: Gasnor)

for en tilpassing til andre lands standarder der plast-rør godkjennes for trykk opp til 10 bar. Høytrykksrør er særlig aktuelt i industriområder. Sikkerhetsavstanden til rørledningen er 2 m for lavtrykk og 25 m for høytrykk (på hver side). Dette gjør det vanskelig å benytte høytrykk i områder som er bebygde.

Gassledninger over bakken utføres som regel i stål. Gassdistributøren fører normalt røret fram til yttervegg hvor det monteres utstyr (skap) for måling og trykkregulering. Kostnadene med dette dekkes av distributøren, men kunden sørger for å føre gass fram til de ulike brukersteder i eget anlegg.

Tabell 5-12 viser kostnadene ved å etablere et gassdistribusjonsnett. Det er her regnet med plastledning i PE-kvalitet, som er beregnet for høyere trykk enn hva som i dag er godkjent som lavtrykk. Materialet har høyere tetthet enn de rørmaterialene som har vært vanlig til nå, og som også skal kunne brukes for hydrogenriket naturgass. For grøfter er det regnet med et begrenset behov for sprengning. Kostnadstallene inkluderer, foruten det fysiske arbeidet med legging, også prosjektering, byggeledelse og kontroll/dokumentasjon. Angitte overføringskapasiteter er oppgitt under forutsetning av 3,8 bar overtrykk og ingen tap i ledningen. Det er ikke tatt hensyn til eventuelle grunnervervelser eller kompensasjon til grunneiere for kryssing av eiendom. I tillegg til de oppgitte kostnadene må man ta med måle/reguleringsskap (MR-skap) til hver enkelt kunde. Disse er avhengig av effektbehovet, og vil variere mellom 5-6 000 kroner for en bolig og opp til 100-200 000 kroner for en større industrielle bruker. For et typisk yrkesbygg eller større skole vil et MR-skap kunne beløpe seg til kr 50-60 000.

Gass er billigere å transportere enn fjernvarme. Dette fremgår av fig. 5-7.

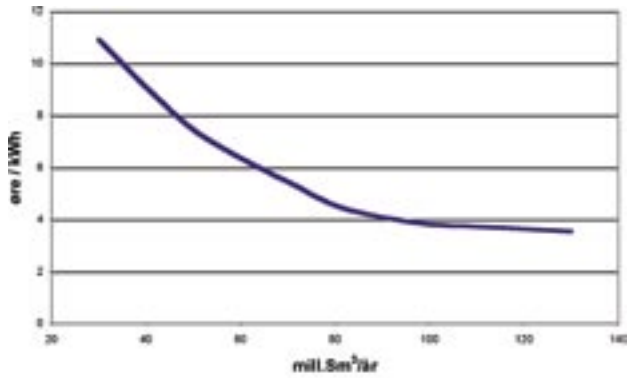
5.3.3 LNG-kostnader

Hvis distribusjonsområdet ligger fjernt fra gassoverføringsanlegget kan det bli aktuelt å frakte gass i bulk. Det lokale distribusjonsanlegget må da utstyres med et mottaksanlegg for LNG. Mottaksanlegg vil grovt sett bestå av lagertank og fordampner. I kostnadsoversikten i tabell 5-13 er det lagt til grunn at det benyttes varmt vann til fordampning og at dette produseres i kjel på mottaksanlegget. Det finnes også andre og rimeligere løsninger. For mindre anlegg kan en benytte luft-fordampner, men da må en ta hensyn til mulighetene for rimdannelse.

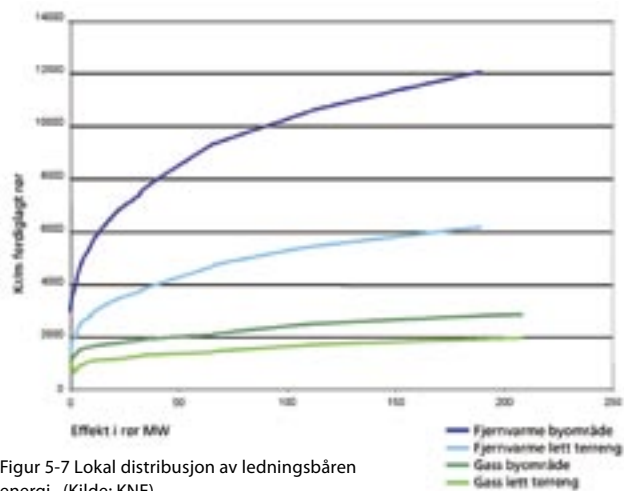
For å få en effektiv transport er det lagt til grunn at tankvolumet kan ta imot hele billaster.

Maks overføring ved 4 bar			Kostnad [kr/m]		
Rørdim. [mm]	Kapasitet [Sm ³ /h]	Effekt [kW]	Lett terreng	Vanskelig terreng	Bygater
63	900	9 000	1 000-1 200	1 200-1 400	1 400-1 700
110	3 200	32 000	1 100-1 300	1 400-1 600	1 700-1 900
160	6 800	68 000	1 200-1 600	1 500-1 800	1 950-2 200
200	10 600	106 000	1 400-1 800	1 700-2 000	2 300-2 500
280	20 900	209 000	1 800-2 000	2 100-2 300	2 700-2 900

Tabell 5-12 Kostnader — gassdistribusjonsnett (Kilde: Gasnor)



Figur 5-6 Transportkostnader for LNG i båt (5000 m³)
Hammerfest - Stavanger (Kilde: KNE)



Figur 5-7 Lokal distribusjon av ledningsbåren energi. (Kilde: KNE)

6. Nye fornybare energikilder

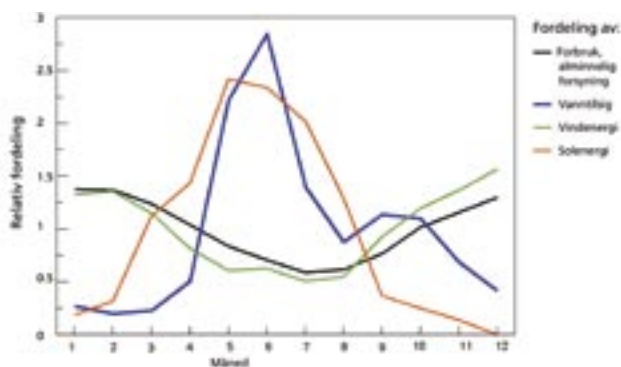
6.1 Generelt

Solinnstråling er drivkraften bak nesten alle fornybare energikilder. Det er solas oppvarming av jord, vann og luft som driver de store sirkulasjonssystemene på jordkloden og fordeler vind og regn over jordoverflaten. Nedbøren gir grunnlag for vannkraftproduksjon og strømningsenergien i vinden kan utnyttes i et vindkraftverk. Vind over åpent hav lager bølger som også kan utnyttes. Solenergien kan også nyttiggjøres direkte til produksjon av elektrisitet eller varme. Gjennom fotosyntese bygges det opp biologisk materiale (bioenergi) som også kan nyttiggjøres direkte.

Til nye fornybare energikilder regnes også varmen som er lagret i jordens indre (geovarme) og tidevannskreftene som skyldes jordrotasjonen og gravitasjonskreftene mellom jorden og månen.

Norge har store forekomster av fornybare energikilder. Potensialet er først og fremst avhengig av kostnadsrelaterte forhold, men lokale miljøvirkninger har også stor betydning. Med dagens lave energipriser er det lite økonomisk attraktivt å utnytte mer fornybar energi enn det som gjøres i dag.

Energiproduksjon medfører kostnader til investering, drift og overføring fra produksjonssted til forbruker. Uttaket av fornybare energikilder vil i mange tilfeller være styrt av tidsavhengige forhold i naturen som ikke alltid faller sammen med forbruksvariasjonene



Figur 6-1 Bidrag fra fornybar energi over året

over døgnet og året. For å dekke energietterspørselen i perioder med redusert leveringsevne må det gjøres tilleggsinvesteringer, for eksempel i form av energilagring som innebærer en merkostnad for denne type energikilder. Slike kostnader betegnes gjerne som innpassingskostnader eller systemkostnader og kommer normalt som et tillegg til investerings-, drifts- og overføringskostnader. Fig 6-1 viser hvordan bidraget fra vind-, sol- og vannfallsenergi varierer over året sammenliknet med forbruket. Det fremgår av denne figuren at vindkraft har en gunstig årsprofil med størst bidrag i vintersesongen da behovet er størst. For solenergi er det omvendt selv om energi-bidraget kan ligge høyt allerede i mars-april.

6.2 Vindenergi

Vind oppstår som følge av ujevn fordeling av lufttemperaturen, og dermed også forskjeller i lufttrykket på jorda. Trykkforskjellene setter luftmassene i bevegelse, og det oppstår vind som representerer luftmassenes bevegelsesenergi.

Den effekten (P) som en vindturbin kan trekke ut av en luftstrøm, kan beregnes ut fra følgende formel:

$$P = 1/2 \times C_p \times A \times \rho \times v^3 \text{ [W]}$$

hvor

C_p = Effektfaktoren (turbinens virkningsgrad), dvs. forholdet mellom den avgitte energi og luftens bevegelsesenergi

A = Turbinens strømmingstverrsnitt (bestrøket areal) [m^2]

ρ = Luftens tetthet (spesifikk vekt) ($\approx 1,23 \text{ kg/m}^3$)

v = Vindhastigheten [m/s]

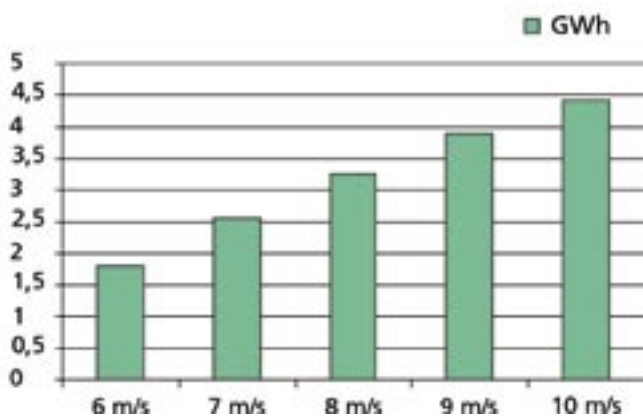
Effektfaktoren kan være forskjellig for forskjellige turbiner, og vil kunne variere med vindhastigheten. Den vil imidlertid ikke kunne overstige $16/27 \approx 59\%$ (Betz-kriteriet). I praksis kan en god vindturbin ha en effektfaktor på rundt 43% i det mest interessante vindområdet.

Årlig energiproduksjon kan beregnes ut fra følgende forenklete formel [4]:

$$E \text{ [kWh]} = 3,2 \times V^3 \times A$$

der V [m/s] er gjennomsnittlig vindhastighet i navhøyde og en har forutsatt en optimal tilpassing mellom bestrøket areal (A) og effektinntallasjon.

I figur 6-2 er årlig energiproduksjon fra et 1 MW vindkraftverk anslått som funksjon av midlere vindhastighet over året.



Figur 6-2 Årlig energiproduksjon fra et 1 MW vindkraftverk ved ulike midlere vindhastigheter

6.2.1 Kostnader

Produksjonskostnader for vindkraft omfatter både investerings- og driftskostnader. Innkjøpskostnadene for vindkraftverk fra fabrikk i størrelser over 1 MW ligger i dag på ca. 6000 NOK per kW ([4] oppgir € 780). I tillegg kommer frakt- og anleggskostnader som i Danmark ligger på ca 25% av fabrikkkostnadene. Lokale forhold som grunnforhold, veiforbindelser, tilgang til elnettet og avgifter til grunneierne er avgjørende og kan i mange tilfeller føre til høyere anleggskostnader. I Norge har en antatt at anleggskostnadene utgjør ca 35% av anskaffelseskostnadene. Dette inkluderer vei- og elinfrastruktur innen parkområdet for vindkraft, men eksklusive tilknytningsvei og nettavgrening til offentlig veinett og elnett.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene for et moderne

Vindkraftverk	1 MW _{el}
Investeringskostnader	
Innkjøpskostnader [kr/kW _{el}]	6 000
Anleggskostnader	2 100
Sum investeringskostnader [kr/kW _{el}]	8 100
Kapitalkostnader [kr/kW _{el} år]	825
Midelvind [m/s]	8
Brukstid (fullastid) [timer]	3257
Kapitalkostnader [øre/kWh]	25
Driftskostnader [øre/kWh]	5
Produksjonskostnader [øre/kWh]	30

Tabell 6-1 Vindkraftverk

vindkraftverk ligger normalt mellom 4 og 6 øre/kWh, økende til 10 øre/kWh mot slutten av anleggets levetid.

Tabell 6-1 viser kraftkostnadene fra et vindkraftverk med midelvind i navhøyde på 8 m/s. Produksjonskostnadene er spesielt følsom for den midlere vindhastigheten. Dette fremgår av tabell 6-2 som viser hvordan kostnadene varierer med midelvinden. Også andre parametre er kritiske for vindkraftkostnadene. Fig. 6-3 viser resultatet av en følsomhetsanalyse av produksjonskostnadene for vindkraft for ulike parametre.

Produksjonskostnadene for ny vindkraft har sunket

Midelvind [m/s]	Brukstid [timer]	Prod.kostnader [øre/kWh]
6	1820	50
7	2551	37
8	3257	30
9	3891	26
10	4422	23

Tabell 6-2 Produksjonskostnader vindkraft

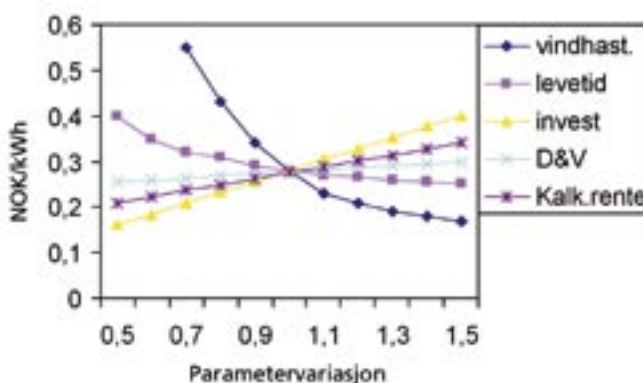


Fig 6-3 Kostnadsfølsomhet for vindkraft

med 50-60% siden begynnelsen av 80-tallet. Denne reduksjonen har funnet sted som en konsekvens av en løpende teknologisk utvikling og økt masseproduksjon av vindturbiner. Kostnadskurven har imidlertid flatet ut de senere årene. Dette skyldes muligens overgang til større vindturbiner (2-3 MW) som ennå ikke er kommet opp i store nok serievolumer til at kostnadsreduksjonspotensialet er innvunnet. I årene fremover regner man med stadig nye kostnadsreduksjoner. Det er i [4] antydnet en kostnadsreduksjon på 15% på kort sikt og nærmere 50% innen år 2020.

I Norge kan en isolert sett forvente at utbyggingskostnadene vil øke etter hvert som de beste plassene for vindturbiner blir utnyttet. Også nettkostnadene vil øke fordi nettkapasiteten i kystnære strøk med stor

avstand til sentralnettet gjennomgående er liten, hvorved nettførsterkninger blir nødvendige. Det er antydnet at nettkostnadene i første omgang vil ligge mellom 2 og 6 øre/kWh.

6.3 Bioenergi

Bioenergi er energi som frigjøres ved forbrenning/ omforming av forskjellige typer organisk materiale. I motsetning til fossile brenslere er bioenergi en fornybar energiressurs som ikke gir netto tilførsel av drivhusgasser. Bioenergi gir for øvrig minimale utslipp av svovel. Tradisjonelt har det vært vanlig å utnytte treavfall fra skogindustrien, tynningsvirke og sekundærvirke fra skogbruket som bioenergi i Norge. Andre former for biomasse som kan benyttes, er organisk avfall fra industri og husholdninger. Halm, gjødsel og energivækster fra jordbruket kan også bli aktuelt å utnytte til energiformål.

Energiproduksjonen foregår ved omdannelse av biomasse gjennom forbrenning, forgassing, våtoksydning eller biologisk omforming. Tradisjonelt benyttes biobrensel til produksjon av varme. Det tilbys nå komplette biobrenselanlegg med praktisk talt samme brukerkomfort og tilgjengelighet som oljefyrte kjelelignende. I løpet av de siste årene har teknologier for kraft/varmeproduksjon fra biobrensel blitt videreutviklet. Bioenergi til kraft/ varmeproduksjon er et betydelig satsingsområde i Europa.

Bioenergibruken i Norge er begrenset til noen få sektorer med god tilgang på rimelig brensel. Med unntak av brenselved er det minimal omsetning av biobrensel. De fleste som utnytter bioenergi er selvforsynt med brensel i form av sekundærprodukter fra skogbruk eller skogindustrien. Det meste av avfallsvirket fra skogindustrien blir nå utnyttet enten til intern produksjon av bioenergi eller som råstoff til plateindustrien. Økt biobrenselproduksjon i Norge vil derfor i første omgang komme i form av økt utnyttelse av sortert avfallsvirke og gjennom produksjon av grønnflis/flis fra skogen. En betydelig mengde avfallsflis vil kunne utnyttes til forholdsvis lave brenselkostnader (3 - 8 øre/kWh beregnet ut fra brenselets brennverdi). Brenselflis fra skogen vil kunne produseres til priser innen området 7 - 15 øre/kWh_v.

A. Investeringskostnader for forbrenningsanlegg

Overslagene er i det følgende gitt med forholdsvis stor spennvidde. Årsaken er at investeringskostnadene vil variere med de gitte betingelser for hvert enkelt anlegg. For eksempel kan behovet for investeringer i brensellager og utstyr for brenselhåndtering

varierte sterkt. Kostnadene er i det følgende angitt i kr per installert kW.

	[kr/kW]
Villaanlegg	
Konvertering av oljekjel til biobrensel:	1 200 – 2 000
Nytt anlegg:	2 500 – 4 000
Større anlegg/varmesentraler	
Konvertering av oljekjel til biobrensel:	1 000 – 1 400
Nytt anlegg i eksisterende varmesentral	1 500 – 2 500
Nytt anlegg i ny varmesentral	2 000 – 3 500
Store anlegg (> 10 MW)	
Flis/barkfyringsanlegg:	1 000 – 2 500

Priser på ulike biobrenslere. (Alle priser er angitt i øre/kWh_v (ekskl. mva), regnet av nedre brennverdi):

	[øre/kWh _v]
Skogsflis, bulk:	12 – 16
Bark/sagflis:	7 – 15
Halm:	10 – 14
Ved, bulk:	20 – 35
Ved, sekk:	ca 50
Gjenvunnet trevirke:	7 – 11
Briketter, bulk:	14 – 18
Pellets, bulk:	17 – 20
Pellets, sekk:	25 – 35

Prisene på de ulike biobrenslene varierer etter markedsituasjonen.

6.4 Solenergi

6.4.1 Datagrunnlaget

Solinnstrålingen er gitt av den såkalte solarkonstanten ($S = 1367 \text{ W/m}^2$). Denne innstrålingen gjelder for en flate som står vinkelrett mot stråleretningen og befinner seg utenfor jordas atmosfære i jordas middelavstand fra sola.

Solinnstrålingen som når jordoverflaten vil avhenge av de atmosfæriske forhold, den stedlige breddegrad og årstiden. Figur 6-4 viser solinnstrålingen mot en horisontal flate i løpet av et klarværsdøgn, angitt i MJ/m²/d avhengig av årstid og breddegrad. Det fremgår av figuren at maksimal innstråling kan være omlag 25-30 MJ/m²/d for alle breddegrader i løpet av et skyfritt midtsommerdøgn (rundt 8 kWh_v/m²/d). Det tilsvarer et døgnmiddel på ca 300 W/m², et dagmiddel på ca 600 W/m² og en maksimal innstråling på rundt 1 kW/m². Om vinteren derimot er innstrålingen vesentlig mindre på de høyere breddegrader og kan hos oss i desember utvise verdier på rundt

1-2 MJ/m²/d under et klarværsdøgn (0,3 kWh/m²/d). Den midlere innstrålingen vil på de fleste steder være rundt 50-70 % av innstrålingen under et klarværsdøgn. I sum varierer den årlige energinnstrålingen mot Norges areal fra vel 1100 kWh/m² i sør til ca 700 kWh/m² i nord.

6.4.2 Utnyttelse av solenergi

Bruk av solenergi til oppvarming blir ofte vurdert som lite interessant for norske forhold fordi solinnstrålingen midtvinters er liten når behovet er størst. Selv om solinnstrålingen er minimal i desember og januar er det i Norge likevel lange perioder om våren og høsten hvor varmebehovet faller sammen

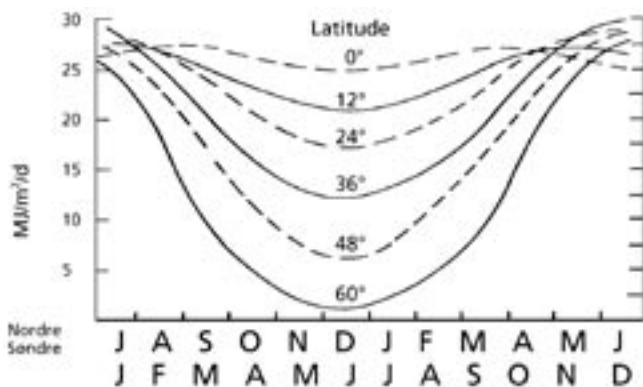


Fig. 6-4 Solinnstråling mot en horisontal flate i løpet av et klarværsdøgn. angitt i MJ/m²/d, avhengig av årstid og breddegrad

med gunstig solinnstråling. Nyttbar solinnstråling til romoppvarming er faktisk større i Tromsø enn i Oslo fordi fyringssesongen er lengre. Dessuten er det bruksområder med stort behov for varme i sommerhalvåret, f.eks. badeanlegg, varmtvann i hoteller osv., som er spesielt gunstige for solvarmeutnyttelse.

A. Passiv solvarme

Så lenge mennesker har bygd hus har de bevisst eller ubevisst forsøkt å utnytte solenergi for sine formål. Husene er ofte retningsorientert på gunstige måter, overheng og verandaer er benyttet for å utnytte mest mulig lys og samtidig unngå overoppvarming. Begrepet passiv solvarme er knyttet til bruk av bygningskonstruksjoner for å utnytte innstrålt solenergi mot en bygning til oppvarming, lys eller kjøling. Det vil være betydelige gråsoner mellom passiv solvarme og tradisjonell enøk på den ene side og aktiv solvarme på den andre.

Solvarmen kan brukes direkte til romoppvarming. Glass og andre transparente materialer slipper kortbølget solstråling igjennom. Denne energien absorberes i golv, vegger, tak og møbler som i neste omgang

avgir langbølget varmestråling. Glass absorberer eller reflekterer den langbølgete varmestrålingen slik at energien ikke så lett slipper ut igjen. En bygning med sydvendte vinduer fungerer dermed i prinsippet som en solfanger.

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 utforming. Utnyttelse av passiv solvarme skjer oftest ved at tradisjonelle bygningsmaterialer brukes på en energibevisst måte, hvilket nødvendigvis ikke resulterer i økte kostnader

Motiveringen for å bygge passive solvarmeanlegg er ofte ikke energibesparelsen alene, men ikke minst økte bomessige kvaliteter.

B. Aktiv solvarme

Utviklingen innen aktiv solvarme går i retning av å installere såkalte kombinerte anlegg, dvs anlegg som benyttes til oppvarming av både arealer og tappevann.

Et aktivt solvarmeanlegg består av solfanger, varmelager og et varmfordelingssystem, hvor varmfordelingssystemet er et vannbårent gulvvarmesystem og hvor varmelageret erstatter tradisjonelle varmekilder som dobbeltmantlet bereder, elkassett eller lignende. Ved god planlegging kan dermed mye av en solvarme installasjon erstatte andre installasjoner. Likeledes har moderne teknologi og materialbruk muliggjort at solfangerne, som monteres i tak eller fasade, nå kan erstatte tradisjonelle taktekkings- og fasadematerialer.

Solstrålingen absorberes i solfangeren og overføres til varmelageret ved bruk av vann. Derfra distribueres den videre for oppvarming av rom eller til forvarming av tappevann. Som holdepunkt for dimensjonering vil en i Norge forsøke å dekke 30-50% av energibehovet over året ved hjelp av sol. Da forbruket av energi ikke alltid er sammenfallende med tilgangen på energi fra sola, kreves det et varmelager tilsvarende et døgn forbruk av varmt vann eller 1 000 liter per 100-120 m² oppvarmet flate for å ta vare på energien. Størrelsen av solfangerarealet vil være ca 10-15 m² ved 1 000 l varmelager. Et typisk kombinert anlegg etter norske forhold vil dermed være ca 20-30 m² solfangere og et varmelager/energisentral på 2 000-3 000 liter. Ved større installasjoner bør det gjøres særlige beregninger. Utbyttet av et solfangeranlegg er avhengig av hvordan energien benyttes. Effektivt utbytte etter norske forhold vil variere

mellom 300- 500 kWh/ m²/år. Maksimalt utbytte om sommeren kan komme helt opp i ca 700 W/ m².

Solvarme er spesielt godt egnet til oppvarming av vann til gulvvarmeanlegg, svømmebasseng m.v. da systemet har den klart høyeste effektiviteten ved lave temperaturer; i området 25-45 °C. Et gulvvarmesystem arbeider ofte ved ca 30 grader, et svømmebasseng under dette. Mye av tappevannet som brukes i det daglige er også under 40 grader, noe som gjør at solenergi kan gi et vesentlig bidrag til denne type installasjoner.

Prisene for solfangere som integreres i tak eller fasader ligger i dag på ca kr 1 000 per m². Fra denne prisen kan trekkes kostnadene til tradisjonelle tak eller fasadematerialer. Det finnes også solfangere som installeres oppå takstein el. Her er prisene per m²

kr 2 500-4 000 avhengig av teknologi.

Planlegges et solvarmeanlegg i forbindelse med nybygg, vil merinvesteringen for solanlegget kunne begrenses til solfangerarealet pluss pumper og styringssystem. I så fall får en et meget gunstig energiregnskap. Tabell 6-3 viser kostnader ved typiske solanlegg under denne forutsetning (7% rente, 15 års nedskrivning).

C. Solceller

I solceller omformes solenergien direkte til elektrisk energi. Energiproduksjonen følger naturligvis solinnstrålingen, og en har derfor også her vanligvis behov for energilagring. For små systemer kan konvensjonelle bly/syre-batterier benyttes.

Det mest vanlige solcellematerialet er silisium (Si). Nest etter oksygen er dette det hyppigst forekommende kjemiske grunnstoff på jordoverflaten, og det kan framstilles av kvartssand. Imidlertid er det en rekke prosesser som er nødvendige for å fremstille silisium med tilstrekkelig renhet for bruk i solceller. De solcellepanelene som selges i dag har en virkningsgrad på typisk 12-15 %, og et panel vil i den sydlige halvpart av Norge gi ca 0,8 kWh/W_p/år (W_p = peak Watt). Ved store innkjøp vil panelene i dag kunne anskaffes for ca. 30 kr (4 Euro)/W_p. I tillegg til panelene kommer reguleringsutrustning og stativer m.v., hvilket ofte fører til en dobling av sluttprisen. I gunstigste tilfellet blir dermed elprisen fra solceller om lag 5 kr per årsproduert kWh. Det er i første rekke i avsidesliggende områder, langt fra det elektriske nettet, at solcellene har fått et marked.

Prisreduksjoner ventes på lengre sikt. Målsettingen for 2010 er 12 kr (1,5 Euro)/W_p [4].

	Solfangerareal [kr/m ²]	Energikostnad [øre/kWh]
Tappevannsanlegg, ca 5m ²	3 000 – 6 000	65 – 125
Kombinert anlegg, ca 25 m ²	1 500 – 2 000	45 – 60
Tappevannsanlegg, 50-300 m ²	1 500 – 2 000	40 – 50
Svømmebasseng	1 000 – 1 500	35 – 50

Tabell 6-3 Investeringskostnader for komplette, kommersielt tilgjengelige solvarmeanlegg

Referanser

- [1] "Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser",
Veileder, Finansdepartementet 2000
- [2] Trond A. Jensen: Bruk av risikojustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter,
EMR-notat nr 16-2001
- [3] NOU 1998:11 Energi- og kraftbalansen mot 2020
- [4] "The future for Renewable Energy 2",
Eurec Agency, 2002
- [5] Ole-Gunnar Søgne: "Energifleksibilitet i bygningmassen", Enøkpublikasjon nr 1/98
- [6] Nyttbar vannkraft – økonomiklassifisering per 01.01.99, NVE/ER-notat nr 18/99
- [7] Utbyggingskostnader i hovedfordelings- og fordelingsnett. Kostnadsnivå 1998.
NVE-rapport 26-1998
- [8] Jordkabel som alternativ til luftledning.
NVE-publikasjon 19/93

Vedlegg 1: Energienheter

Den internasjonale standardiseringsorganisasjonen ISO har vedtatt å bruke SI-enhetene som standard målsystem for bl.a. energi. Ved kgl. res. av 10. juni 1977 (Justervesenet, bestemmelse nr 48/77) er det slått fast at SI-enhetene skal benyttes i Norge.

SI-enheten for energi er joule (J), og for effekt er SI-enheten watt (W). Sammenhengen mellom disse er:

$$1 \text{ J} = \text{Nm (newtonmeter)}$$

$$1 \text{ W} = 1 \text{ J/s (joule/sekund)}$$

Norsk standard angir all energi i joule, uansett energiform. Gamle enheter som kalori (cal), British thermal unit (Btu), tonn oljeekvivalenter (toe), tonn kullekvalenter (tce) osv. skal derfor avvikes. De enkelte energivarene kan derimot fremdeles angis med sine spesielle handelsenheter, for eksempel tonn olje, hektoliter koks og kilowatttime elektrisk energi. Ved sammenstilling av flere energivarer (for eksempel olje og elektrisitet) er det i henhold til Norsk Standard alltid joule som skal benyttes. Da det ennå er svært uvanlig å bruke joule som målenhet på elektrisk energi har en i denne rapporten valgt kWh som felles målenhet på alle energivarer. Tabellen nedenfor viser de mest aktuelle omregningsfaktorene:

	MJ	kWh	kcal	toe	tce	Btu	hkh
1 MJ	1	0,2778	239	2,346E-05	3,412E-05	645	0,3777
1 kWh	3,6	1	860	8,446E-05	1,228E-04	2 322	1,3596
1 kcal	4,187E-03	1,163E-03	1	9,823E-08	1,429E-07	2,7001	1,581E-03
1 toe*	42 622	11 839	10 179 994	1	1,45428490	27 487 166	16 097
1 tce*	29 308	8 141	7 000 000	0,6876	1	18 900 813	11 069
1Btu	1,551E-03	4,307E-04	0,3704	3,638E-08	5,291E-08	1	5,856E-04
1 hkh	2,6478	0,7355	632,4	6,212E-05	9,035E-05	1 708	1

*FN standard

For å få enheter som er lettere å arbeide med kan enhetene kombineres med prefikser. Et utvalg er gitt i nedenstående tabell:

Navn	Symbol	Potens	Faktor
exa	E	10 ¹⁸	1 000 000 000 000 000 000
peta	P	10 ¹⁵	1 000 000 000 000 000
tera	T	10 ¹²	1 000 000 000 000
giga	G	10 ⁹	1 000 000 000
mega	M	10 ⁶	1 000 000
kilo	k	10 ³	1 000

Stikkordregister

avfall	25	gassmotor	24
avgassskjel	23	gasspriser	13
avgifter	15	gassrør	37
avkastningskrav	11	gassturbinverk	24
Betz-kriteriet	39	gassturbin med avgassskjel	24
biobrensler	41	geotermisk varme	25
bioenergi	41	grunnlastverk	27
brennverdier	13	industrielt mottrykksanlegg	24
brenselpriser	13	jordkabel	32
brukstid	11	kabel	32
byggetider	10	kalkulasjonsrente	11
byggetidsrente	10	kjernekraftverk	22
Caminus Energy	12	kogeanlegg	23
Carnotvirkningsgrad	19	kogenerering	23
CHP	23	kombikraftverk	21
CNG	35	kraftvarmeverk	23
CO ₂ -avgift	16	kullforgassing	30
CO ₂ -fjerning	29	kullfyrt kraftverk	22
CO ₂ -utslipp	29	kullpriser	12
dieselmotorkraftverk	20	lastfølgeegenskaper	12
distribuert produksjon	27	LNG	35
driftstid, kraftverk	11	LPG	13
effekttilskudd	12	luftledninger	31
effektfaktor, varmepumpe	26	markedsmargin	14
effektfaktor, vindkraft	39	miljøavgifter	15
effekttetthet	31	miljøutslipp	29
elavgifter	14	mottrykksanlegg	24
elnett	31	N-1 kriteriet	25
elpriser	14	naturgasspriser	13
elpriser, fremtidige	15	nedre brennverdi	14
elvirkningsgrad	19	Nord Pool	14
energiavgifter	15	oljekabler	31
energiprofil	12	oljekjel	25
energiinnhold	13	oljepriser	12,13
fastbrenselkjel	25	overføringsnett	31
fjernvarme	35	PEX-kabler	31
forurensning	29	Platt's prisindeks	12
fullasttid	11	sjøkabel	31
gassdistribusjon	35	sluttbrukertiltak	32
gassfyrt kombikraftverk	21	solarkonstant	41
gasskjel	25	solceller	43
		solenergi	41
		solfangersystem	42

solvarme	42
solvarme, passiv.....	42
spotmarkedet	14
svovelavgift	16
systemkostnad.....	12
tilgjengelighet, kraftverk.....	11
topplastverk.....	27
transformatoranlegg	32
utslipp	29
vannkraft.....	17
varighetskurve, varmebehov.....	29
varmedistribusjon	35
varmekraftverk	19
varmelager	42
varmepumpe	26
varmesentral	25
vindenergi	39
virkningsgrad.....	19
øvre brennverdi	14

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Håndbokserien i 2002

- Nr. 1 Miljørevisjonshåndbok. En systematisk metode for natur - og miljøtilsyn av vassdragsanlegg i drift
- Nr. 2 Knut Hofstad: Kostnader for produksjon av kraft og varme (48 s.)