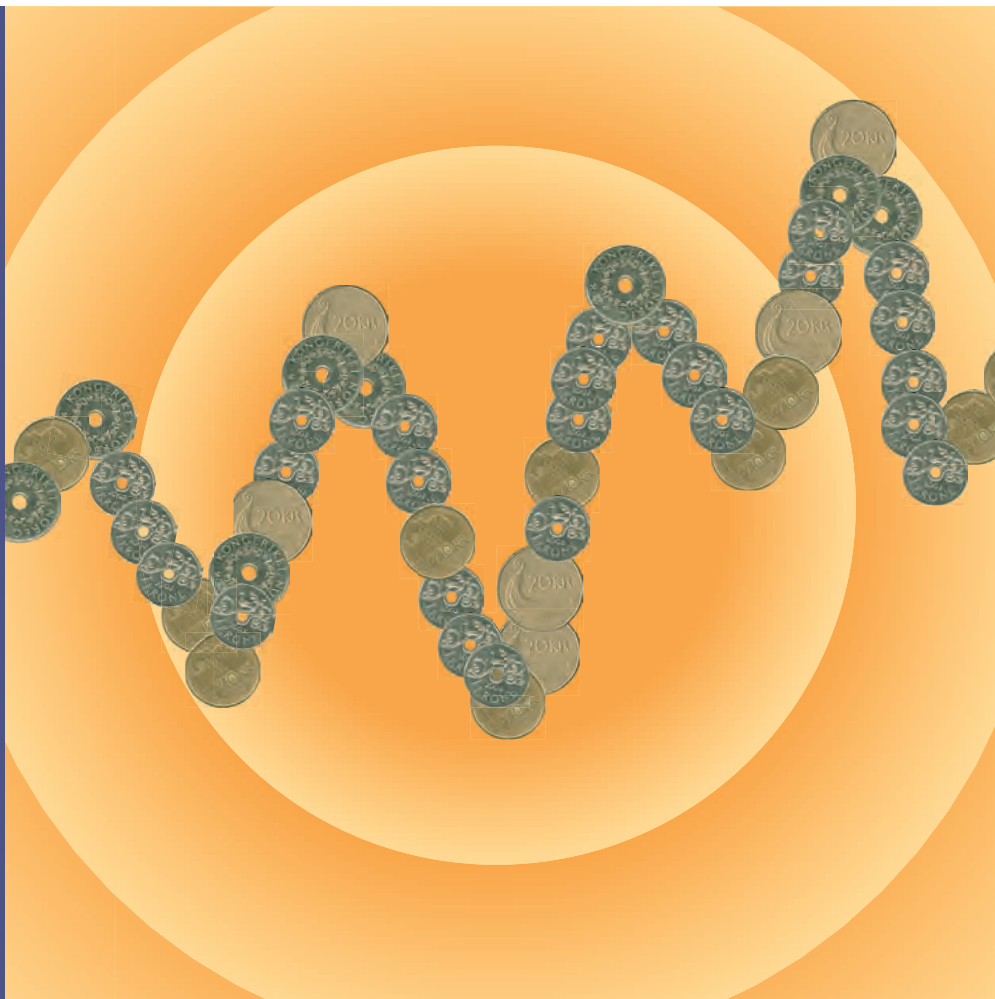




Kostnader ved produksjon av kraft og varme

1
2011

H
Å
N
D
B
O
K



Kostnader ved produksjon av kraft og varme

Norges vassdrags- og energidirektorat

2011

Håndbok nr 1/2011

Kostnader ved produksjon av kraft og varme

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Knut Hofstad

Bidragstyttere: Sweco AS; K.E. Stensby, S. K. Mindeberg, B. Fladen; NVE

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 50

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0750-7

ISSN: 1502-3664

Sammendrag:

Emneord: kraftverk, varmeverk, kostnader

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

Februar 2011

Innhold

Sammendrag	6
1. Innledning	7
2. Allment om kostnadstall for energiprosjekter	8
2.1 Generelt om kostnadspostene	8
2.2 Parametere og beregningsforutsetninger.....	8
2.2.1 Avkastningskrav	9
2.3 Generelt om brenselpriser	9
2.4 Aktuelle brennverdier og brenselpriser.....	11
2.5 Elpriser.....	12
2.6 Miljø- og energiavgifter.....	13
2.6.1 Elektrisitet.....	13
2.6.2 Kull og koks	13
2.6.3 Fyringsoljer	14
2.6.4 Gass	14
2.6.5 Avfall.....	14
3. Energiverk basert på ikke-fornybar energi	15
3.1 Generelt.....	15
3.2 Varmekraftverk.....	16
3.2.1 Generelt om varmekraftverk	16
3.2.2 Gassfyrte kombikraftverk.....	17
3.2.3 Kullfyrte kondenskraftverk (kullkraftverk).....	18
3.2.4 Gassturbinverk.....	19
3.2.5 Dieselmotorkraftverk.....	20
3.2.6 Kjernekraftverk	21
3.2.7 Sammenlignende kostnadsforhold.....	23
3.3 Kraftvarmeverk.....	23
3.3.1 Gassmotor med varmegjenvinning (kogenanlegg)	24
3.3.2 Gassturbin med varmegjenvinning (kogenanlegg)	25
3.3.3 Brenselceller	25
3.4 Varmesentraler.....	26
3.4.1 Elkjel.....	26
3.4.2 Oljekjel.....	26
3.4.3 Gasskjel.....	27
3.4.4 Varmepumper.....	27

3.4.5	<i>Varmesentraler og vannbasert oppvarming</i>	28
3.5	Utslipp ved varmekraftproduksjon.....	30
3.5.1	<i>CO₂-utslipp</i>	30
3.5.2	<i>Øvrige utslipp</i>	31
4.	Energiverk basert på fornybar energi	33
4.1	Generelt.....	33
4.2	Vannkraftverk	33
4.2.1	<i>Kraftverkstyper</i>	33
4.2.2	<i>Generelt om utbyggingskostnader</i>	34
4.2.3	<i>Driftskostnader</i>	35
4.2.4	<i>Kostnadsutviklingen for et representativt norsk vannkraftverk</i>	35
4.2.5	<i>Kostnadsfordeling</i>	35
4.2.6	<i>Utbyggingskostnader</i>	36
4.3	Vindkraftverk	38
4.3.1	<i>Kostnader – landbaserte vindkraftverk</i>	39
4.3.2	<i>Kostnader - offshore vindkraftverk</i>	40
4.4	Varme- og kraftvarmeverk.....	41
4.4.1	<i>Bioenergi</i>	41
4.4.2	<i>Biokjel</i>	42
4.4.3	<i>Kjel for avfallsforbrenning</i>	44
4.4.4	<i>Mobile kjeler</i>	46
4.5	Solenergi	46
4.5.1	<i>Passiv solvarme</i>	47
4.5.2	<i>Aktiv solvarme</i>	47
4.5.3	<i>Solceller</i>	48
5.	Det sentrale kraftproduksjonssystemet	49
5.1	Innledning	49
5.2	Grunnlastproduksjon	50
5.3	Regulerkraft	51
5.3.1	<i>Systemkostnader</i>	52
5.3.2	<i>Marginal kraftproduksjon med varmekraft</i>	53
6.	Energidistribusjon	54
6.1	Eldistribusjon	55
6.2	Varmedistribusjon.....	56
6.2.1	<i>Varmelager</i>	57

6.3	Gasdistribusjon.....	58
6.3.1	<i>Transmisjon</i>	58
6.3.2	<i>Distribusjon</i>	58
	Vedlegg	61
A.	Energienheter	62
B.	Stikkordregister	63
C.	Tabell/figur-oversikt - Kilder	65

Sammendrag

Kunnskap om teknologi og kostnader knyttet til produksjons- og overføringssystemet for energi i Norge er et viktig grunnlag for utøvelsen av NVEs forvaltningsoppgaver. Energiavdelingen i NVE har derfor sett det som sin oppgave med jevne mellomrom å gi ut en oppdatert rapport som viser konkurranseforholdet mellom de ulike energiteknologiene.

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 anslag for investeringskostnader for kraftlinjer og kabelanlegg, alternative energidistribusjonssystemer som fjernvarme og gassdistribusjon og teknologier for utnyttelse av 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 NVEs bibliotek eller som nedlastbar fil på NVEs nettside.

ABSTRACT

The Norwegian Water Resources and Energy Directorate has updated costs of power plant schemes. The costs are referred to January 2011.

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 energy 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 fornybare energikilder. Kostnadstallene er referert til januar 2011. Forrige kostnadsrapport kom ut i 2007, med januar 2007 som kostnadsreferanse.

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

Rapporten er oppdatert på grunnlag av data gitt av Sweco Norge AS samt et arbeidsutvalg innen NVE. Bidragsyterne fra NVE har vært:

- Kjell Erik Stensby, Ressursseksjonen
- Sigrun Kavli Mindeberg, Nettseksjonen
- Bjørnar Fladen, Seksjon for prising av netjtjenester
- Knut Hofstad, Ressursseksjonen

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 kostnadspostene

For vannkraftverk er det vanlig å angi utbyggingskostnadene som investert antall kr/kWh midlere årsproduksjon (se kap. 4.2.2). Produksjonskostnadene for midlere årsproduksjon er satt lik kapitalkostnadene tillagt årlige driftskostnader. De årlige driftskostnadene antas å være ca. 1 % av utbyggingskostnadene, eksklusive finansieringskostnader. Kostnader for nettilknytning er ikke inkludert.

For energiverk generelt angis anleggskostnadene som kr/kW installert ytelse. Det må understrekes at kostnadstall for energiverk ikke er entydige, faste størrelser. Omstendigheter omkring det enkelte prosjekt kan medføre til dels betydelige variasjoner. Mange enkeltfaktorer kan påvirke kostnadsbildet. Kostnadstallene for energiverk 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. 2.4) og angitt uten hensyn til kostnadene ved nødvendig systeminnpassing og netttilknytning. 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 grunnforhold og effektetthet som har størst betydning. Kostnadene for all ledningsbunden energidistribusjon domineres av kapitalkostnadene og er følgelig meget følsomme for kalkulasjonsrenten.

Tabell 2-1 Energiverk - kalkulasjonsforutsetninger		
Byggetid	år	rente
Gassturbinverk	2	5,0 %
Gassfyrte kombikraftverk	2,5	5,0 %
Diesekraftverk	1,5	5,0 %
Kullfyrte kondenskraftverk	4	5,0 %
Kjernekraftverk	8	6,5 %
Biokjel	1,5	5,0 %
Olje/gass-kjel	1	5,0 %
Elkjel	1	5,0 %
Gassmotor	1,5	5,0 %
Varmepumpe 0,1 MW	0,5	6,0 %
Varmepumpe 1 MW	1	6,0 %
Vindkraftverk	1,3	6,0 %
Avfallskjel	2,5	4,0 %
Økonomisk levetid	år	rente
Vannkraftverk	40	6,0 %
Varmekraftverk	25	5,0 %
Diesekraftverk	25	5,0 %
Biokjel	20	5,0 %
Olje/gass-kjel	20	5,0 %
Elkjel	20	5,0 %
Gassturbinverk	25	5,0 %
Kjernekraftverk	40	6,0 %
Gassmotor/turbin	20	5,0 %
Avfallskjel	20	4,0 %
Varmepumpe	15	6,0 %
Vindkraftverk	20	6,0 %
Elnett	25	6,0 %
Solpaneler	15	6,0 %
Solcellekraftverk	25	6,0 %

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 2011.
- **Byggetidsrenten** er beregnet ved å anta at investeringene fordeles jevn over byggeperioden. Følgende formel er benyttet:

$$I \times \frac{(1+r)^t - 1}{r \times t} \times \left(1 + \frac{r}{2}\right) - I$$

der

I = investert beløp,

t = byggetiden [år] og

r = rentesats

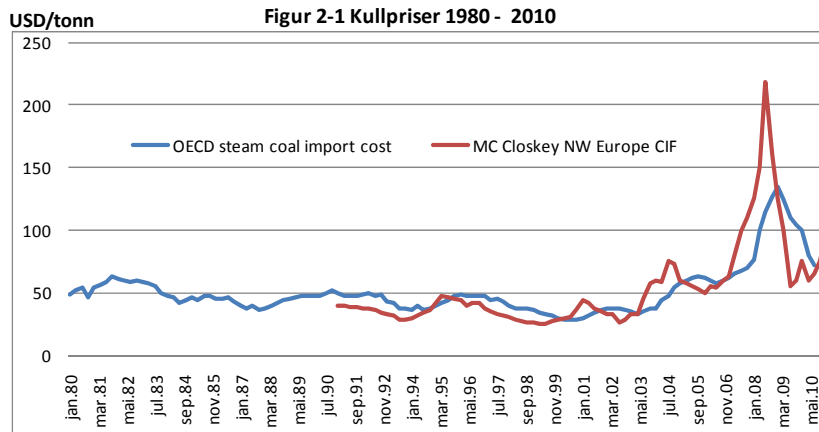
- Miljøkostnader utover det som er inkludert i offentlige avgifter inngår ikke.

Byggetid og økonomisk levetid for ulike energianlegg er vist i tabell 2-1.

2.2.1 Avkastningskrav

For investeringer i energi-sektoren vil ulike aktører stille ulike krav til avkastningen og dermed benytte ulike **kalkulasjonsrenter**. For en samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter har Finansdepartementet bestemt at kalkulasjonsrenten skal fastsettes under hensyn til i hvilken grad prosjektet utsettes for en systematisk risiko. Risikoen ved energiprojekter er gjennomgående høy. Dette har bl.a. sammenheng med at andelen faste kostnader (kapitalkostnader) er høy. Prosjektets lønnsomhet blir da

Figur 2-1 Kullpriser 1980 - 2010



sterkt avhengig av fremtidige konjunkturer.

NVE 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 6 %. For prosjekter der andelen av faste kostnader (kapitalkostnader) er moderat (for eksempel varmekraftverk) er kalkulasjonsrenten satt ned til 5 %. 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 4 %.

2.3 Generelt om brenselpriser

Fossile energiresurser som olje, kull og naturgass, og kjernebrensel er fremdeles de

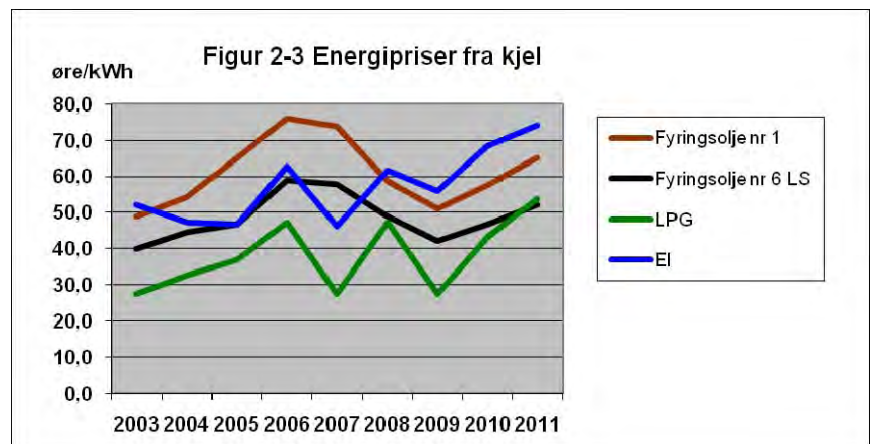
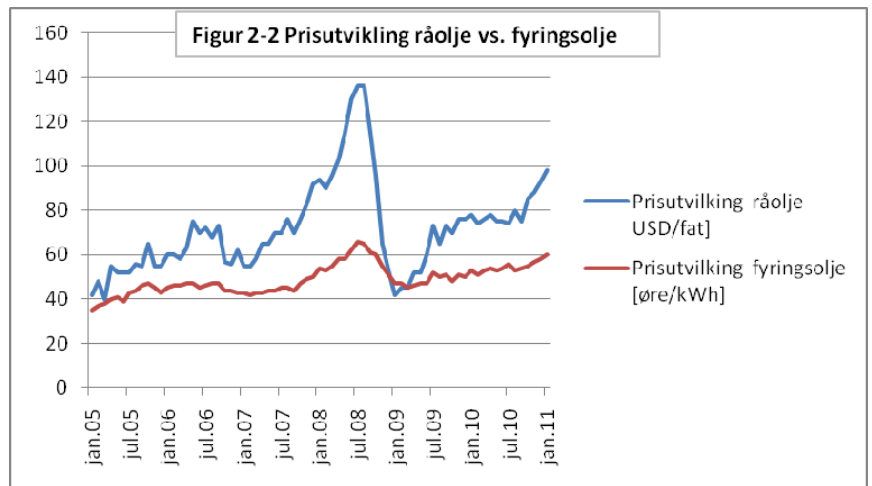
viktigste energivarene i verden. Av elektrisitetsproduksjonen kommer bare ca. 20 % fra fornybare energikilder som for eksempel vannkraft og vind.

I figur 2-1 er det vist historiske priser for **kull** importert til OECD siden januar 1980. Disse prisene kommer fra enhetspriser fra tollverdier og er en snitt på alle kvaliteter. For sammenligningens skyld er det også vist månedlige spotpriser på kull levert til ARA (Antwerpen-Rotterdam- Amsterdam). Som man kan forvente er spotprisene høyere enn importprisene, siden kull hovedsakelig er solgt på kontraktspriser. Derfor tar det lengre tid før endring i spotprisene påvirker importprisene, som også varierer mindre enn spotprisene. I følge IEA World Energy Outlook 2010 kan man regne med en kontraktspris fremover på USD 90 per tonn innenfor OECD. Det er store regionale forskjeller, med lave priser i Australia og USA, og høye priser i Frankrike, Italia og Spania. Prisforskjellene gjenspeiler handelsavtaler, fraktpriser og andre forhold.

For levering av kull til et norsk energiverk har man tatt utgangspunkt i en pris på 6,15 øre per kWh og baseres seg på CIF prisen i ARA i henhold til data fra Energirapporten (nr.4/2011).

Olje blir i liten grad benyttet som energikilde i den alminnelige elforsyning, men er aktuell i industriell energi-produksjon og topplastverk. Figur 2-2 viser hvordan prisen på lett fyringsolje til bedriftskunder (målt i øre/kWh) varierer mot råoljeprisen (Brent Blend, målt i USD/fat). Merk at de to enhetene benytter samme skala.

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 gassuttaket 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 alternativverdi prinsippet 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 prisingsystemet kan nå bli endret med basis i det nye EU gassdirektivet som åpner for tredjepartsadgang i gassnettet for store forbrukere (TPA-prinsippet). Dette vil i praksis inne-



bære en liberalisering av gassmarkedene, og en sakte utfasing av det tidligere sterke monopolpreget i de europeiske landene, inklusive Norge gjennom EØS-avtalen. Gassmarkedsdirektivet trådte i kraft 12. august 2000, og har i praksis ført til at det er blitt etablert flere rene gassalgsselskaper, og følgelig økt konkurranse. EUs overordnede mål med å innføre direktivet var å gi forbrukerne billigere gassenergi. Dette målet er nå i økende grad kommet i bakgrunnen til fordel for målet om høy forsyningssikkerhet i EU-landene. EU-landenes (EU27) forbruk av naturgass lå i 2008

på rundt 500 milliarder Sm³, hvorav om lag 20 prosent, ble importert fra Norge

I Norge er nesten 70 % av oppvarmingsbehovet basert på elektrisitet. Elektrisitetsprisene vil variere med årstid, forbrukets størrelse og type. Dessuten vil gjennomsnittsprisen over året påvirkes både av nedbørsforhold (årlig tilsig) og det europeiske prisnivået. Figur 2-3 viser konkurranseforholdet mellom olje og elektrisitet når formålet er oppvarming. I figuren er det tatt hensyn til kjelvirkningsgraden for henholdsvis olje- og elkjel slik at vist enhetspris gjelder for

nyttiggjort varme. Energi-
prisene er basert på norske
listepriiser 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 storkunde vil ligge
vesentlig under disse priser. I
praksis gis det også rabatter til
mindre og mellomstore
kunder.

2.4 Aktuelle brennverdier og brenselpriser

De etterfølgende kostnads-
anslagene 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 2-2 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 skjønns-
messig ligge ca. 20 % over
denne, regnet på energibasis og
uten avgifter. For mindre for-
brukere vil prisen reflektere
frakt- og småsalgtilllegg.

Tabell 2-2 Energiinnhold og energipriser			
Energiinnhold (nedre brennverdi)			kWh/kg
Lettolje	kWh/liter	10,056	11,97
Bioolje	kWh/liter	9,553	9,55
Tungolje	kWh/kg	11,278	11,28
Naturgass	kWh/Sm ³	9,830	11,56
LPG	kWh/kg	12,806	12,81
Tørr flis < 10 % fukt	kWh/kg	4,600	4,60
Skogsflis, 35 % fukt	kWh/kg	3,100	3,10
Skogsflis, 50 % fukt	kWh/kg	2,333	2,33
GROT 55 % fukt	kWh/kg	2,216	2,22
Pellets, 10 % fukt	kWh/kg	4,800	4,80
Avfall	kWh/kg	3,194	3,19
Kull	kWh/kg	7,806	7,81
Kjernebrensel (uran) ²⁾	MWh/kg	155	155 000
Hydrogen	kWh/Sm ³	2,900	33,30
Energipriser ¹⁾			øre/ kWh
Lettolje (Storforbruker)	kr/liter	6,13	61,00
Bioolje	kr/liter	6,44	67,44
Tungolje (Storforbruker)	kr/kg	5,30	47,00
Naturgass distribuert	kr/Sm ³	4,23	43,00
Naturgass storforbruker	kr/Sm ³	3,15	32,00
Naturgass kombikraftv	kr/Sm ³	1,67	17,00
LPG (Mindre forbruker)	kr/kg	6,79	53,00
LPG (Storforbruker)	kr/kg	6,53	51,00
Kjernebrensel (uran)	kr/kg	3630	2,34
Tørr flis < 10 % fukt	kr/kg	1,30	28,35
Skogsflis, 35 % fukt	kr/kg	0,78	25,00
Skogsflis, 50 % fukt	kr/kg	0,49	21,00
GROT 55 % fukt	kr/kg	0,38	17,00
Pellets, bulk, < 10 % fukt	kr/kg	1,61	33,50
Avfall	kr/kg	-0,80	-25,04
Kull	kr/kg	0,80	10,20
Kraftpris (inkl. elavgift)	kr/kWh	0,46	46,00
Nettleie, lang brukstid	kr/kWh	0,14	14,40
Nettleie, kort brukstid	kr/kWh	0,22	21,90
Varmesalg - fra sentral	kr/kWh	0,70	70,00

1) Energiprisene inkluderer alle offentlige særavgifter (forbruks- og miljøavgifter), men ikke mva. Priser for tungolje er basert på avgiftsbetingelser for treforedlingsindustrien

2) Varierer mellom 119 og 191 MWh/kg

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

Tabellen oppgir også energi-
innholdet (brennverdien) i de
ulike energivarer. Tallene
refererer til nedre brennverdi.

Forskjellen mellom *øvre* og
nedre brennverdi utgjøres av
kondensasjonsvarmen i av-
gassen. Avgassen inneholder
vanddamp og i enkelte kjeler
med forholdsvis lav temperatur
kan denne kondenseres og
kondensasjonsvarmen gjen-
vinnnes. På den måten kan en få
en virkningsgrad som er større
enn 100 % referert nedre
brennverdi.

2.5 Elpriser

Markedsprisen for elkraft gjennomgår store variasjoner over tid. Figur 2-4 viser utviklingen av den volumveide gjennomsnittlige kraftprisen i Oslo (kilde Nord Pool) 1996 til 2010. Nettleie og elavgift kommer i tillegg.

Når det gjelder fremtidige kraftpriser, vil de normalt reflektere kostnadene ved å frembringe ny kraft. På den annen side vil fortsatt utbygging av forbindelser til utlandet bidra til at det europeiske prisnivået slår inn i det norske markedet. Hvordan dette markedet vil utvikle seg er vanskelig å bedømme. Figur 2-4 viser også en antatt videreføring av prisutviklingen frem til 2015 basert på gjeldende terminpriser på Nord Pool.

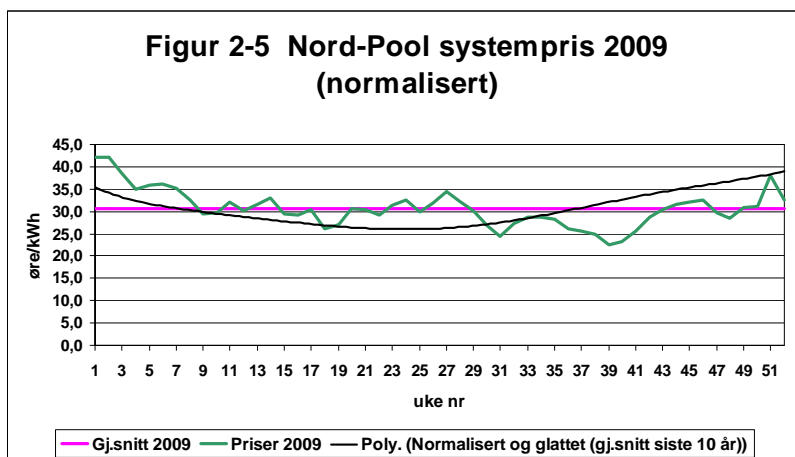
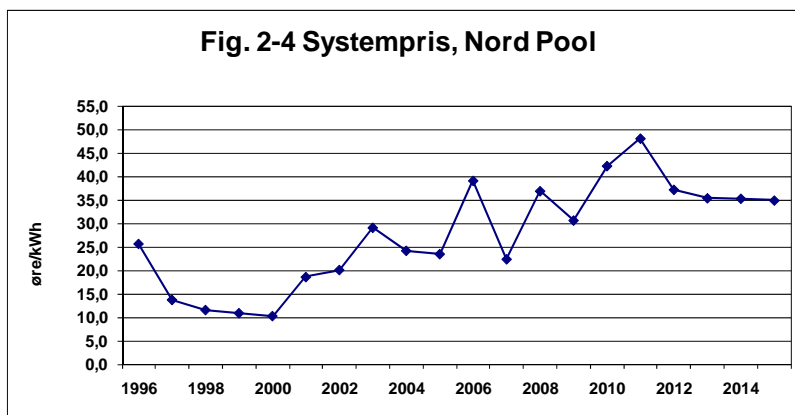
Hvordan ukesprisene varierer over året er vist i fig. 2-5 med utgangspunkt i priser for 2009. Dette endrer seg mye fra år til år og bestemmes både av kraftmarkedet og årstiden. Over tid er det en tendens til at prisene er lavere om sommeren enn om vinteren og dette er illustrert med en glattet kurve som er beregnet på grunnlag av de gjennomsnittlige prosentvise årsvariasjoner de siste 10 år.

Det er også vist hvordan prisutviklingen, inklusive nettleie og avgifter, har vært for husholdningene, se figur 2-6. Figuren viser også en inflasjonsjustert prisutvikling

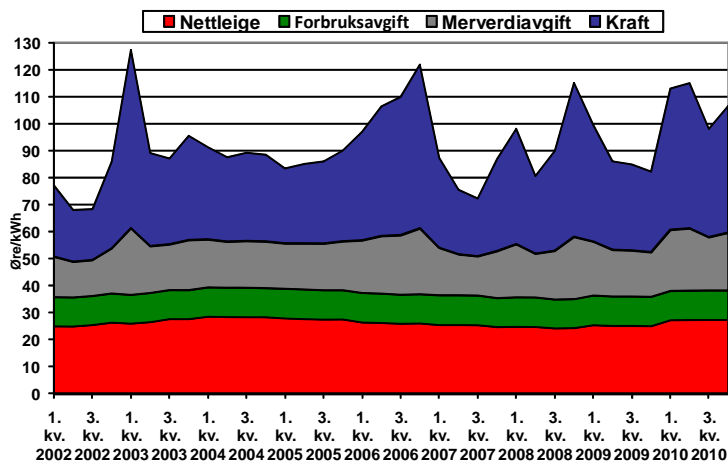
(referanseår 1998). Kraftprisene, som er basert på everkenes variabeltariff, ligger noe høyere enn Nord Pools spotpris. Denne markedsmarginen (differansen mellom innkjøpspris til kraftleverandør og sluttbrukerpris) representerer

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

Nettariffene varierer fra everk til everk, og til næringskunder vil dessuten nettkostnadene



Figur 2-6 Elprisutviklingen i husholdningsmarkedet



avhenge av hva slags abonnement som tegnes. For næringskunder, tilkoblet nettnivå 3 med en effektavgift, er følgende **nettpriser** lagt til grunn:

a. lang brukstid (4 000 timer):
14,4 øre/kWh

b. kort brukstid (2 000 timer):
21,9 øre/kWh

Lavere priser kan oppnås ved å benytte en særskilt tariff for uprioritert kraft. Dette krever at kunden har full effektdekning i reserve.

2.6 Miljø- og energiavgifter

Avgifter som legges på produksjon eller bruk av ulike energislag, kan være begrunnet ut fra fiskale eller miljømessige hensyn. Uansett begrunnelse innebærer de økte kostnader for forbrukerne. I det følgende gis en kortfattet oversikt over avgiftsordningene knyttet til energibruk i Norge gjeldende for år 2011. 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

		CO2-avgift		SUM
			Annet	øre/kWh
Elektrisitet	øre/kWh		11,21	11,21
Fyringsolje 1 og 2 (0,2 % S)	øre/liter	59	105,90	16,49
Lavsvovlet tungolje (1% S)	øre/liter	59	128,70	18,77
Naturgass	øre/Sm ³	44		4,50
LPG	øre/kg	66		5,20

kan være gjenstand for store forandringer fra år til år.

Avgiftene er oppsummert i tabell 2-3. Her er avgiftene omregnet til en felles enhet (øre/kWh). Av tabellen fremgår det at oljen er den høyest avgiftsbelagte energibæreren, mens naturgass er den laveste.

År	øre/kWh
1998	5,75
1999	5,94
2000	8,56
2001	11,30
2002	9,30
2003	9,50
2004	9,67
2005	9,88
2006	10,05
2007	10,23
2008	10,50
2009	10,82
2010	11,01
2011	11,21

2.6.1 Elektrisitet

Utviklingen av **Forbruksavgiften** for elektrisitet (**elavgift**) fremgår av tabell 2-4. Denne avgiftsendringen må en ta hensyn til ved prissammenligninger over tid.

En redusert sats (0,45 øre/kWh) benyttes for levering av kraft til industri og bergverk samt brukere i Finnmark og Nord-Troms. Den reduserte satsen gjelder også for produksjon av fjernvarme etter nærmere angitte forutsetninger. Likeså kan det gis avgiftsfritak for kraft som er produsert i bl.a. energigjenvinningsanlegg, mottrykksanlegg eller i aggregat med generator som har mindre merkeytelse enn 100 kVA.

2.6.2 Kull og koks

Det er ikke lenger energi- eller miljøavgifter på kull. Avgiftene ble fjernet da det ikke var brukere igjen som ville komme inn under det tidligere avgiftsopplegget.

Hvis noen igjen begynner å fyre med kull i kjeler, er det sannsynlig at høye avgifter blir innført på ny.

Kull som brukes i metallurgisk industri og i sementindustrien er fritatt for avgift. Det samme er kull brukt i varmekraftverket på Svalbard.

2.6.3 Fyringsoljer

Grunnavgiften på fyringsolje er nå økt til 98,3 øre/liter.

Treforedlingsindustrien betaler kun 12,6 øre/kWh.

CO₂-avgiften for mineraloljer er på 59 øre/liter. Dette tilsvarer en energiavgift på 5,9 øre/kWh, eller 222 kr/tonn CO₂.

Treforedlings-, silde- og fiskemelindustrien betaler kun 31 øre/liter.

Svovelavgiften for mineraloljer er 7,6 øre/liter for hver påbegynt 0,25 % vektandel svovel i olje som inneholder over 0,05 % vektandel svovel. Svovelavgiften kan reduseres dersom utslippet til atmosfæren blir

mindre enn det som svovelinnholdet i oljen skulle tilsi.

For fyringsolje 1 og 2 (0,2 % S) som pålegges fulle avgifter, blir samlet avgift 164,9 øre/liter - for lavsvovlet tungolje (1 % S) 187,7 øre/liter.

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

2.6.4 Gass

CO₂-avgift er nå også innført på fossil gass (LNG og LPG).

CO₂-avgiften gjelder både stasjonær sektor (oppvarming) og transportsektoren. Satsen settes tilsvarende den generelle satsen for CO₂-avgiften på mineralolje, noe som tilsvarer

- Naturgass: 44 øre/Sm³
- Naturgass til kombikraftverk: 0,05 øre/kWh
- LPG: 66 øre/kg

2.6.5 Avfall

I det reviderte nasjonalbudsjettet for 2010 ble det vedtatt av avgiften på forbrenning av avfall ble fjernet fra 1. oktober 2010.

3. Energiverk basert på ikke-fornybar energi

3.1 Generelt

Energiverk er et anlegg som produserer eller omdanner energi fra en form til en annen, beregnet for bestemte formål, for eksempel ved å omdanne kjemisk bundet energi til varme og/eller elektrisitet. Når innsatsfaktoren er et fossilt produkt (olje, kull m.v.) eller kjernekraft, sier vi gjerne at energiverket er basert på ikke-fornybar energi.

Det skilles gjerne mellom tre typer energiverk:

- **Varmekraftverk** som i hovedsak produserer kraft, men som kan levere lavverdig varme til fiskeoppdrett, industri og andre.
- **Kraftvarmeverk** som kombinerer kraft- og varmeproduksjon. Kalles også for kogenanlegg (CHP-anlegg, Combined Heat and Power)
- **Varmesentraler** som bare leverer varme

De spesifikke kostnader for energiverk 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

Energiverk	Varmekraftverk	Gassturbinverk
		Gassfyrt kombiverk
		Industriell mottrykk og kondenskraft
		Dieselmotorkraftverk
		Kullfyrt kondenskraftverk
		Kjernerkeftverk
		Brenselceller - forgassingsanlegg
	Kraftvarmeverk	Gassturbin med avgasskjel
		Gassmotor med avgasskjel
		Mottrykksanlegg
	Varmesentraler	Elektrokjel
		Oljekjel
		Gasskjel
		Fastbrenselkjel
		Varmepumpe
Solfangervarme		
Geotermisk varme		

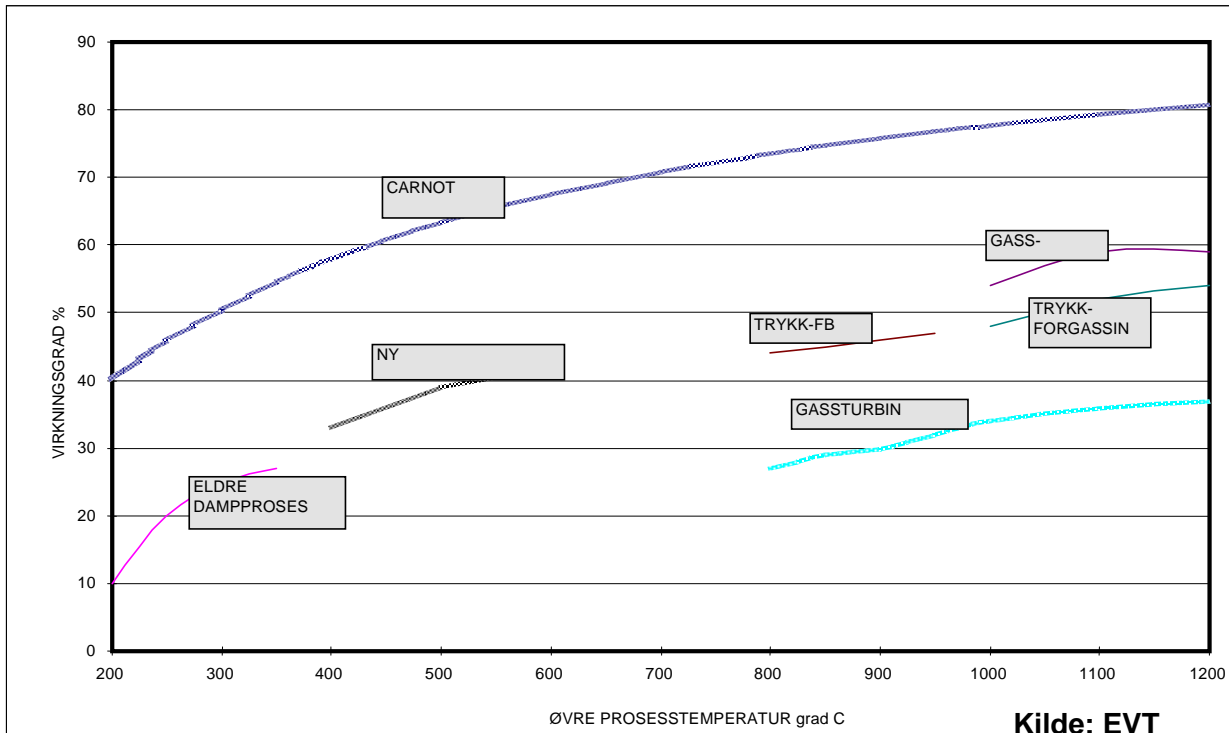
ikke skyldes endrede kostnader hos leverandøren. Det er også store forskjeller mellom leverandørene (+/- 25 %). Utviklingen når det gjelder teknologi og kostnader for store kombinerte anlegg, forutsettes fulgt opp nærmere i senere oppdateringsrapporter ved innhenting av budsjettpriser på nøkkelferdige anlegg m.v.

Produksjonskostnaden [øre/kWh] for kraft 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.

Figur 3-1 Virkningsgrader for forskjellige prosesser for elproduksjon



3.2 Varmekraftverk

3.2.1 Generelt om varmekraftverk

Varmekraftverk omdanner varmeenergi til elektrisk energi. Bare deler av varmeenergien kan omdannes. Forholdet mellom produsert elektrisk energi og tilført termisk energi (i brenslet) kalles for *elvirkningsgraden*. Den teoretisk høyest oppnåelige virkningsgraden omtales gjerne som *Carnot-virkningsgraden* og er en funksjon av de prosess-temperaturene en opererer med (se figur 3-1). Carnot-virkningsgraden kan beregnes etter formelen:

Carnot-virkningsgraden [%] =

$$\frac{T_H - T_L}{T_H} \times 100$$

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

I praksis vil oppnådd elvirkningsgrad ligge en del lavere enn den teoretiske. I tabell 3-1 er det angitt elvirkningsgrader for ulike typer varmekraftverk og totalvirkningsgrader for ulike kraftvarmeverk. Det vises både variasjonsområdet og de midlere virkningsgradene som

Tabell 3-1 Virkningsgrad for forskjellige aggregatstørrelser			
	Størrelse	Virkningsgrad [%]	
	[MW _{eI}]	Variasjons-område	Midlet over driftstiden
Gassturbinverk	10 - 100	31-38	35
Gassfyrt kombiverk	100 - 400	52-60	55 - 58
Industr. gassturbin	10	25-42	35
Industr. gassturbin m avgassskjel	10	31-90	80
Industr. mottrykksanlegg	10	75-85	80
Gassmotor med avgassskjel	0,1-10	40-90	80
Dieselmotor	0,1-10	30-48	35
Kullfyrt kondenskraftverk	100-600	36-46	40
Kjernekraftverk	1000	15-40	30-37

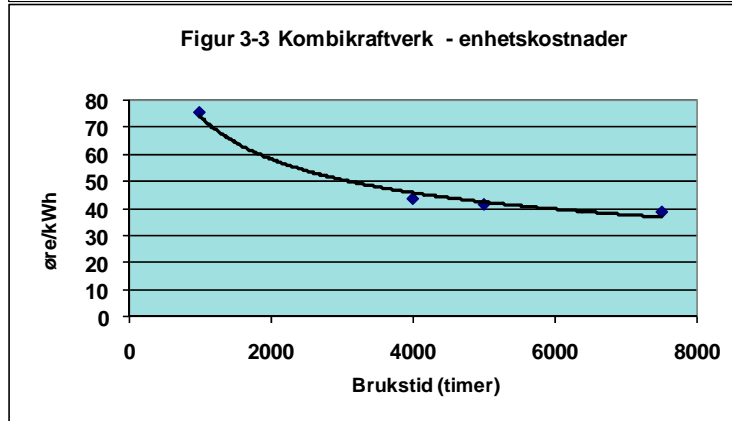
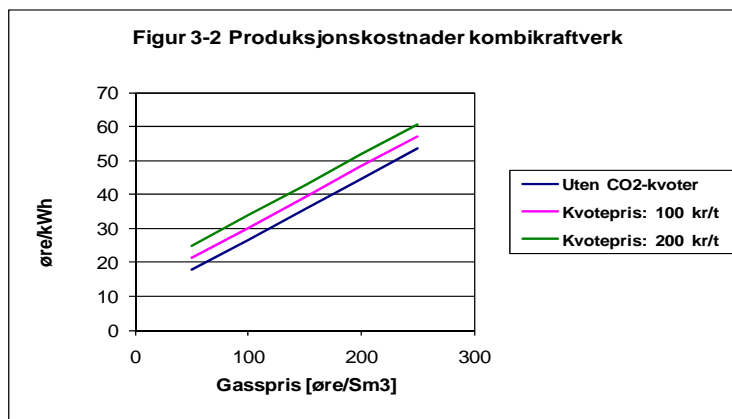
kan forventes over anleggenes levetid ved de aktuelle driftsformene. Tabellen er satt opp med basis i virkningsgrad-diagrammer som er utarbeidet av EVT (Energie- und Verfahrenstechnik) og vist på figur 3-1. Det er tatt utgangspunkt i brenslets nedre brennverdi og verdier som leverandører av anlegg har oppgitt.

Produksjonskostnaden [øre/kWh] for varmekraft er i stor grad avhengig av brukstiden (antall fullasttimer). For å kunne sammenligne kostnadsforholdene ved ulike varmekraftverk, har en lagt til grunn at alle kraftverkene kjøres som grunnlastverk, dvs. med en brukstid som en erfaringsmessig kan forvente når en bare tar hensyn til planlagte og ikke planlagte driftsavbrudd. I praksis vil brukstiden ofte være mindre og bestemt av variasjonen i lasten (forbruket). Kun de kraftgenereringsformene med laveste driftsavhengige kostnader (bl.a. brenselkostnader) blir brukt til ren grunnlastproduksjon (se kap. 5).

3.2.2 Gassfyrte kombikraftverk

I et kombikraftverk gjenvinnes eksosvarmen fra gassturbinen i en dampkjel. Denne produserer damp som igjen brukes i en dampturbin. Dermed produseres kraft gjennom to trinn, i en gassturbin og deretter i en dampturbin. På den måten kan elvirkningsgraden økes i

Tabell 3-2 Gassfyrte kombikraftverk			
Ytelse	Enheter MW _{el}	100	400
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW _{el}	7 000	5 100
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	446	325
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	7 446	5 425
Kapitalkostnader	kr/kW _{el} /år	528	385
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	120	40
Sum faste årskostnader	kr/kW _{el} /år	648	425
Fullastimer	timer/år	7 000	7 500
Faste kostnader	øre/kWh	9,3	5,7
Elvirkningsgrad		54 %	57 %
Spesifikt brenselforbruk:			
Olje	liter/kWh _{el}	0,184	0,174
Naturgass	Sm ³ /kWh _{el}	0,188	0,178
LPG	kg/kWh _{el}	0,145	0,137
Energipriser			
Lettolje	kr/liter	6,134	6,134
Naturgass	kr/Sm ³	1,671	1,671
LPG	kr/kg	6,531	6,531
Energikostnader			
Lettolje	øre/kWh	113,0	107,0
Naturgass	øre/kWh	31,5	29,8
LPG	øre/kWh	94,4	89,5
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	4,8	3,2
Sum enhetskostnader			
Lettolje	øre/kWh	127,0	115,9
Naturgass	øre/kWh	45,5	38,7
LPG	øre/kWh	108,5	98,3



forhold til et rent gassturbinverk. Elproduksjonen på slike anlegg fordeler seg grovt med 2/3 på gassturbinen og 1/3 på dampturbinen. I de senere årene er elvirkningsgraden stadig forbedret og for de beste anleggene kommet opp i 60 %.

I tabell 3-2 er kombikraftverket forutsatt å bestå av en stor gass-turbin med **avgasskjel**, uten tilleggsfyring, og en damp-turbin. Elvirkningsgraden som her er benyttet er den virkningsgraden som forventes oppnådd i middel over anleggets levetid, inklusiv opp- og nedkjørings-tap. Verket er utstyrt med lav-NO_x-brennere og NO_x rense-anlegg.

Gassturbinen kan kjøres med andre brenslere enn naturgass, for eksempel lettolje og LPG. Tabell 3-2 viser hvordan dette slår ut på produksjonskostnadene.

Kostnadene til gassforsyningsledning er ikke inkludert. Det er heller ikke forutsatt tankanlegg for reservebrensel.

Investeringer i et gasskraftverk vil variere med en rekke forhold som anleggstørrelse, maksimal virkningsgrad, gassrensing osv.

Variasjon i spesifikk investering ($\text{kr}/\text{kW}_{\text{el}}$) med effekt (MW) kan omtrentlig beregnes etter formelen

Spes. enhetskostnad =

$$K \times (\text{MW})^{-0,13} \quad [\text{kr}/\text{kW}_{\text{el}}]$$

K-verdien er lik enhetskostnaden for 1 MW. K-verdien symboliserer kompleksiteten og kvaliteten på valgt utstyr i anlegget. For de billigste verkene er $K = 6000$ og for de dyreste er $K = 10\,000$.

Et gassfyrte kombikraftverk er normalt utformet med tanke på å bli kjørt som et grunnlastverk (høy brukstid), dvs. at den kjøres mest mulig med full last. Nedreguleres lasten til for eksempel halv last synker virkningsgraden med 5-7 %.

Som en ser av tabell 3-2 utgjør energikostnadene mer enn 50 % av de samlede produksjonskostnadene, som dermed i høy grad blir følsom for varierende gasspriser. Figur 3-2 viser hvordan produksjonskostnadene varierer som funksjon av gassprisen. I det siste har avtakende gasspriser igjen ført til at gasskraftverk kjøres som grunnlastverk. Lang brukstid bidrar til reduserte enhetskostnader, se figur 3-3.

Stans og oppstart av kombikraftverk er ikke helt uproblematisk. Et stort kombikraftverk 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 kjel-systemet og dampturbin, som kan oppstå ved hurtig oppvarming. Ved en varmstart vil kombianlegget være inne med full effekt etter 45 minutter.

I fremtiden kan det også bli aktuelt å betale en kvoteavgift for utslipp av CO₂. Figur 3-2 viser også hvordan en slik avgift vil kunne slå ut på produksjonskostnadene.

3.2.3 Kullfyrte kondens-kraftverk (kullkraftverk)

Anlegget, som er dokumentert i tabell 3-3, 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 askehandtering og anlegg for avsvovling av røkgass (de-SO_x-utrustning), samt NO_x-rensing (de-NO_x-utrustning).

Et kullkraftverk har lavere energikostnader enn et kombikraftverk, men kullprisen kan likevel være av betydning, hvilket fremgår av figur 3-4 som også viser hvordan en kvoteavgift for CO₂-utslipp slår ut på produksjonskostnadene.

Det er flere steder under bygging eller planlegging eksperimentelle kullkraftverk hvor deler av CO₂ som dannes

ved forbrenning skal deponeres i berggrunn.

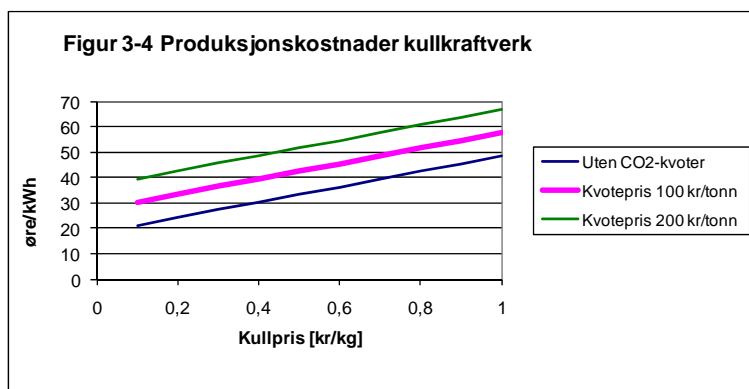
I Tyskland har Vattenfall bygd et pilotanlegg (30 MW_{el}) for demonstrasjon av CO₂ lagring i tilknytning til kullkraftverket Swarze Pumpe. Anlegget ble åpnet i 2008. Hensikten er å teste ut ”oxyfuel”-teknologien (se kap. 3.5.1) før bygging av et fullskala demonstrasjonsanlegg. Planen er å kunne levere tilnærmet CO₂-fri elektrisitet til nettet innen 2015.

3.2.3.1 Kullforgassing

Kullforgassingsanlegg for produksjon av syntesegass er tilgjengelig i dag. Det arbeides aktivt med å utvikle store kullforgassingsanlegg, hvor gassen kan benyttes direkte i gass-turbiner. Slike anlegg vil kunne få høyere elvirkningsgrader enn ordinære kullfyrte anlegg, 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 effekt på 335 MW. Elvirkningsgraden er 37,5 %. Brenselet er kull og petrokkoks. Et tilsvarende anlegg er i drift ved Haelen av firmaet Demkolec i Nederland.

Tabell 3-3 Kullkraftverk		
Ytelse	Enheter	600
Investeringskostnader		
Anleggskostnader	kr/kW _{el}	11 200
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	1 170
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	12 370
Sum faste årskostnader		
Kapitalkostnader	kr/kW _{el} /år	878
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	427
Sum faste årskostnader	kr/kW _{el} /år	1 305
Fullasttimer	timer/år	8 000
Faste kostnader	øre/kWh	16,3
Elvirkningsgrad		
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,301
Energipris	kr/kg	0,796
Energikostnader	øre/kWh	24,0
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	1,9
Sum enhetskostnader	øre/kWh	42,2



Siden 1998 har kullgassifiseringsverket i Buggenum (Nederland) operert som et kommersielt kraftverk med Shells teknologi. Buggenum produserer syntesegass til en dampsturbin med kapasitet på 253 MW. Elvirkningsgraden er i overkant av 43 %. Shells teknologi har blitt solgt til flere anlegg som skal startes opp i nærmeste fremtid, blant annet et i Sør-Korea (ved Seoul).

Det er en rekke forgassingsanlegg som er under utvikling i

dag. De fleste med en teknologi som nevnt ovenfor. Ved en rekke forgassingsanlegg har det vært driftsproblemer og økonomiske problemer av en slik art at anleggene har blitt stoppet.

3.2.4 Gassturbinverk

Et gassturbinanlegg består av en eller flere gassturbiner som er mekanisk koblet til en strømgenerator for elektrisitetsproduksjon. Det er kun den mekaniske energien fra gassturbinen

som utnyttes, mens energi lagret i eksosvarmen går til spille.

I oljevirksomheten i Nordsjøen er det installert 3 000 MW med gassturbiner på norsk sokkel. De fleste er i størrelsesorden 20-30 MW og er for det meste rene gassturbinanlegg. Elvirkningsgraden for disse gassturbinene varierer mellom 30-37 %, med et gjennomsnitt på 31 %.

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

For å kunne sammenligne kostnadene ved et gassturbinverk med andre kraftgenereringsformer har en i tabell 3-4 lagt til grunn at gassturbinverket brukes som grunnlast (brukstid 7 400 timer). I praksis vil et rent gassturbinverk i Norge kun bli aktuell som et *topplastverk* (kraftverk som er planlagt for kjøring i topplastperioder) eller brukt som en tørrårssikring for bruk i perioder med mangel på kraft. Brukstiden vil da bli vesentlig kortere og enhetskostnadene tilsvarende høye. Videre har en i tabell 3-4, for et 100 MW-anlegg, lagt til grunn at prisen for bruk av gass blir den samme som for gass brukt i store kombikraftvek. I praksis vil særlig mindre anlegg (10 MW) måtte betale en vesentlig høyere gasspris.

Tabell 3-4 Gassturbinverk			
Ytelse	Enheter MW _{el}	10	
		10	100
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW	5 200	4 000
Byggetidsrenter	kr/kW	263	203
Sum investeringskostnader	kr/kW	5 463	4 203
Kapitalkostnader	kr/kW /år	388	298
Faste driftskostnader	kr/kW /år	60	20
Sum faste årskostnader	kr/kW /år	448	318
Fullasttimer	timer/år	4 000	7 000
Faste kostnader	øre/kWh	11,2	4,5
Elvirkningsgrad		31 %	36 %
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh	0,328	0,283
Energipris	kr/Sm ³	3,146	1,671
Energikostnader	øre/kWh	103,2	47,2
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	9	6,0
Sum enhetskostnader	øre/kWh	123,4	57,8

Tabell 3-5 Dieselkraftverk				
Ytelse	Enheter MW _{el}	10		
		0,1	1	10
Investeringskostnader				
Anleggskostnader (bygn.inst.mv.)	kr/kW	4 000	2 800	1 700
Aggregatkostnader	kr/kW	3 500	2 600	2 100
Byggetidsrenter	kr/kW	283	204	143
Sum investeringskostnader	kr/kW	7 783	5 604	3 943
Kapitalkostnader	kr/kW /år	552	398	280
Faste driftskostnader	kr/kW /år	2 000	200	100
Sum faste årskostnader	kr/kW /år	2 552	598	380
Fullasttimer	timer/år	7 400	7 400	7 400
Faste kostnader	øre/kWh	34,5	8,1	5,1
Elvirkningsgrad	%	33 %	38 %	41 %
Spesifikt brenselforbruk:				
Olje	liter/kW	0,301	0,262	0,243
Naturgass	Sm ³ /kW	0,308	0,268	0,248
LPG	kg/kW	0,237	0,205	0,190
Energipriser				
Lettolje	kr/liter	6,134	6,134	6,134
Naturgass	kr/Sm ³	3,146	3,146	1,671
LPG	kr/kg	6,787	6,787	6,787
Energikostnader				
Lettolje	øre/kWh	184,8	160,5	148,8
Naturgass	øre/kWh	97,0	84,2	41,5
LPG	øre/kWh	160,6	139,5	129,3
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	12,8	9,6	8,0
Sum enhetskostnader				
Lettolje	øre/kWh	232,1	178,2	161,9
Naturgass	øre/kWh	144,3	101,9	54,6
LPG	øre/kWh	207,9	157,1	142,4

3.2.5 Dieselkraftverk

Et dieselkraftverk består av en eller flere stempelmotorer

mekanisk koblet til en strømgenerator for elektrisitetsproduksjon. Det er kun den

mekaniske energien fra stempelmotoren som utnyttes, mens energien som for eksempel er bundet til eksosvarmen, går til spille.

Kostnadsdata for dieselkraftverk er gitt i tabell 3-5. Kostnadsdataene gjelder for dieselkraftverk brukt som grunnlastverk med lang brukstid (7400 timer). Ved siden av aggregatet, omfatter oppgitte investeringskostnader også bygninger, oljetank, kjølevannsupplegg og prosjektering.

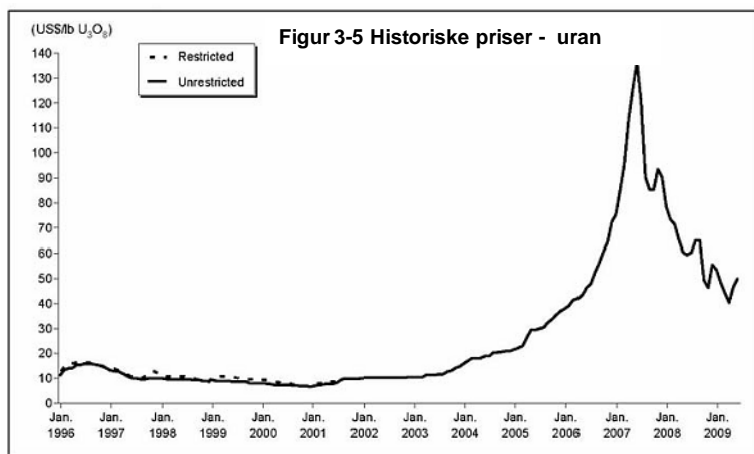
Dieselkraftverk anvendes på enkelte plattformer i Nordsjøen til produksjon av elektrisk energi. I fastlands-Norge brukes dieselkraftverk først og fremst til beredskapsmessige formål, men det kan også bli brukt som topplastverk eller som tørrårssikring. Med et slikt driftsmønster vil brukstiden bli vesentlig kortere og enhetskostnadene tilsvarende høyere.

Investeringskostnadene kan bli lavere om dieselkraftverket skal brukes som nødstrømsaggregat og plasseres i en eksisterende bygning, uten ekstra dieseltank.

3.2.6 Kjernekraftverk

Kjernekraft var tidligere hovedalternativet til kullkraft. Kjernekraftens fremtidige rolle har de siste årene vært usikker. Enkelte land med kjernekraftverk har vedtatt å avvikle disse, mens andre har nøydt seg med å stoppe videre utbygging. Med

Tabell 3-6 Kjernekraftverk		
Ytelse	Enheter MW _{el}	1 600
Investeringskostnader		
Anleggskostnader	kr/kW	24 000
Rivekostnader	kr/kW	12 730
Rivetidspunkt	år	60
Byggetidsrenter	kr/kW	7 213
Sum investeringskostnader	kr/kW	31 213
Kapitalkostnader, anlegg	kr/kW/år	2 074
Kapitalkostnader, riving	kr/kW/år	112
Faste driftskostnader	kr/kW/år	120
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	2 306
Fullasttimer	timer/år	8 200
Faste kostnader	øre/kWh	28,1
Elvirkningsgrad		36 %
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,000018
Energipris	kr/kg	3 630
Energikostnader	øre/kWh	6,5
Avfallshåndtering	øre/kWh	2,4
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	0,3
Sum enhetskostnader	øre/kWh	37,3



Source: TradeTech.

bakgrunn i klimaproblemene og de utfordringer disse avstedkommer, har kjernekraft i dag fått ny aktualitet og flere nye verk er under planlegging og bygging. Det foregår dessuten en omfattende forskning på fjerdegenerasjons kjernekraftverk, som skal bli vesentlig sikrere, miljøvennlignere og mer effektive enn dagens systemer.

I Europa er bare få kjernekraftverk under bygging. Finland bygger sitt femte kjernekraftverk (Olkiluoto 3), som er basert på den nye EPR-reaktoren (Evolutionary Power Reactor). Anlegget er sterkt forsinket, men antas nå å stå klar i 2012. Flere kraftverk er under utbygging, vesentlig i Asia, og en rekke verk som er i drift skal moderniseres.

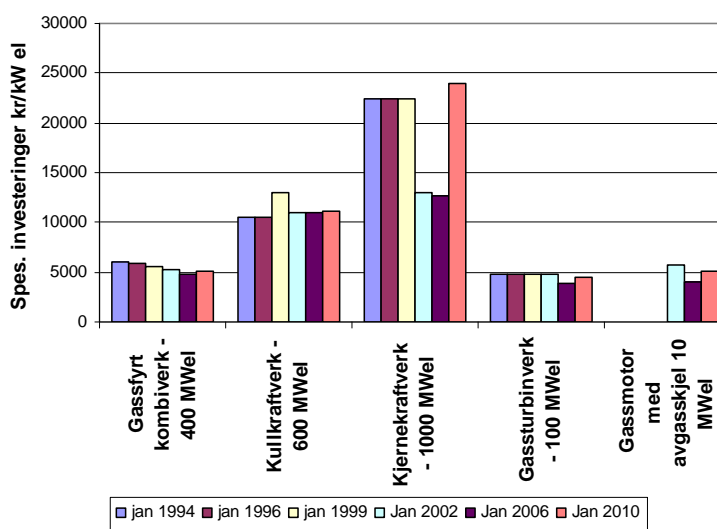
Kjernekraft utgjør i dag en stor andel av kraftproduksjonen i flere land i Europa.

- Frankrike 80 %
- Sverige 50 %
- Finland 28 %
- Tyskland 27,5 %
- Storbritannia 20 %

Aktuelle kostnadsdata er oppgitt i tabell 3-6. Kostnadsstallene er beheftet med stor usikkerhet da kun få kjernekraftverk er under bygging, eller har vært bygd i Europa i den senere tid. Kjernekraftverket som er under bygging i Finland vil få en installert ytelse på 1600 MW_{el} og koste ca 42 milliarder kr i henhold til de siste kostnadsanslagene (høsten 2009). Et tilsvarende anlegg bygges i Flamanville (Frankrike) og her ventes kostnadene å bli ca. 32 milliarder kr. I tabellen har en lagt gjennomsnittskostnadene for de to anlegg til grunn. Mye av kostnadsoverskridelsene må tilskrives manglende erfaring og rutine med bygging av de nye generasjoner av kjernekraftverk.

For anlegg som er drift (ca 440 stk.) ligger virkningsgraden stort sett på i overkant av 30 %. Det finske anlegget som er under bygging vil ha en virkningsgrad på 36 %. De 4. generasjons kjernekraftverk som er under utvikling, skal arbeide ved prosess-

Figur 3-6 Kostnadsutvikling for varmekraftverk (Byggetidsrenter ikke inkludert)



Kilde: NE/SWECO

temperaturer på 500 °C og høyere, og det er ventet at disse verk vil kunne få en elvirkningsgrad på 50 %.

I kostnadsdataene for kjernekraft har en inkludert både avfallshåndtering og fremtidig avviking (rivningskostnader). Avfallshåndtering er anslått til å koste ca 1 øre/kWh og omfatter varig deponering av kjernefysisk avfall. Det er liten erfaring med avviking av gamle kraftverk og kostnadene for dette er usikre. Det har vist seg at kraftverk som har passert sin økonomiske levetid (40 år) uten store problemer kan oppgraderes og forlenge driften. Det er derfor lagt til grunn at riving først blir aktuelt etter 60 år. For å finansiere en fremtidig avviking av kraftverket, har en i tabellen beregnet et årlig beløp som må avsettes for formålet. Rentesaften er fastsatt til 2 % (langsigte risikofri kalkulasjonsrente).

Prisen på uran har de siste årene gjennomgått store prisvariasjoner. Dette fremgår av fig. 3-5 som viser hvordan prisutviklingen på uran har vært de siste 10 år. Prisen, omregnet til energipris, har variert mellom 2 og 8 øre/kWh_{el}. Dette har i liten grad påvirket kostnadene for produsert elektrisitet da energiprisen bare utgjør en mindre del av totalkostnadene (5-20 %).

Produksjonskostnadene for de enkelte verk kan variere en god del avhengig av anleggenes alder, driftstid o.l. Ved svenske kjernekraftverk 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 kjernekraftverk er meget usikre. Prosessen

fra vedtak om bygging til ferdig igangsatt anlegg har i enkelte tilfeller tatt mer enn 10 år. Tiden fra byggestart til ferdigstillelse er her antatt å være 8 år.

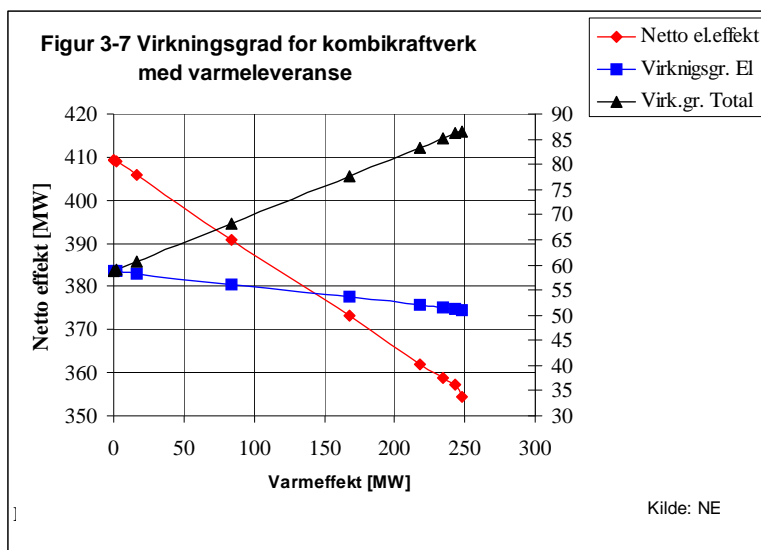
Flere leverandører er i ferd med å utvikle prototyper for småskala kjernekraftverk (< 100 MW_{el}). Med typegodkjente anlegg kan det legges til rette for serieproduksjon, noe som vil bidra til reduserte kostnader og kortere anleggsperiode. Selv om utviklingen er kommet langt, vil det fremdeles gå flere år før de er kommersielle. Det er antydning at slike anlegg vil kunne produsere elektrisitet til en kostnad på 30-70 øre/kWh.

3.2.7 Sammenlignende kostnadsforhold

Som det fremgår av det foregående er det til dels store forskjeller i investeringskostnadene [kr/kW] mellom de ulike kraftgenereringsformene. For noen kraftgenereringsformer har i tillegg kostnadsbildet endret seg over tid. Dette er vist i figur 3-6.

3.3 Kraftvarmeverk

I et kraftvarmeverk gjenvinnes deler 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 nyttiggjort energi) blir høyere enn Carnot-virkningsgraden (se kap. 3.2). De fleste varmeformål krever en temperatur på mellom 50-100 °C. For at varmen skal kunne nyttes må dermed kjølevannstemperaturen heves sammenliknet med forholdene ved et ordinært varmekraftverk. Da synker den elektriske virkningsgraden (jf. formelen for Carnot-virkningsgraden), men anleggets totalvirkningsgrad øker. Forholdet mellom elvirkningsgrad og totalvirkningsgrad blir således avhengig av andelen levert varme. Dette fremgår av figur 3-7 som viser virkningsgrader ved samtidig leveranse av varme og elektrisitet fra et gassfyrt 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 vesentlig del av anleggets totale ytelse. Noen forbedring av anleggets totalvirkningsgrad av betydning kan derfor ikke påregnes. Eksemplene nedenfor, som tar utgangspunkt i et grunnlastverk som yter 410 MW_{el}, viser dette (jf. figur 3-7):

- En papirfabrikk av middels norsk størrelse vil ha et varmebehov på 200 GWh per år (midlere effekt 25 MW). Figur 3-7 indikerer at kraftverket med denne varmeleveransen bare vil få en økning i totalvirkningsgraden på 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. 1 200 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 dampsyklus 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 %.

3.3.1 Gassmotor med varmegjenvinning (kogenanlegg)

Tabell 3-7 viser kostnadstall for en gassmotor med varmegjenvinning. Nødvendige bygningsmessige installasjoner er inkludert. Som en kan se er skalavirkningen betydelig ved at kWh-kostnadene går kraftig ned når størrelsen på enheten øker. De lavere enhetskostnadene for 10 MW-anlegget skyldes i tillegg at så store gassforbrukere forutsetningsvis vil få lavere gasspris enn småskalabrukere.

Tabell 3-7 Kogenanlegg (gassmotor)				
Ytelse	Enhet MW _{el}	0,1	1	10
Investeringskostnader				
Anleggskostnader	kr/kW _{el}	10 500	7 560	5 320
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	396	285	201
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	10 896	7 845	5 521
Kapitalkostnader	kr/kW _{el} /år	874	630	443
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	2 000	200	100
Sum faste årskostnader	kr/kW _{el} /år	2 874	830	543
Fullasttimer	timer/år	4 000	4 000	4 000
Faste kostnader	øre/kWh _{el}	71,9	20,7	13,6
Elandel		33 %	36 %	39 %
Varmeandel		55 %	52 %	50 %
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh _{el}	0,308	0,283	0,261
Energipris	kr/Sm ³	4,23	4,23	3,15
Energikostnader	øre/kWh _{el}	130,3	119,4	82,1
Variable kostn. eks energi	øre/kWh _{el}	50	11	9,6
Varmeproduksjon	kWh _v /kWh _{el}	1,7	1,4	1,3
Elproduksjon	GWh/år	0,4	4,0	40,0
Varmeproduksjon	GWh/år	0,7	5,8	51,3
Årskostnad	Mkr/år	1,0	6,0	42,1
Verdsatt varme*	Mkr/år	0,4	3,1	19,9
Merkostnad for elprod.	Mkr/år	0,7	3,0	22,1
Sum enhetskostnader, el	øre/kWh_{el}	164,0	74,8	55,4

Tabell 3-8 Kogenanlegg (gasturbin)			
Ytelse	Enhet MW _{el}	1	10
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW _{el}	14 000	11 000
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	528	415
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	14 528	11 415
Kapitalkostnader	kr/kW _{el} /år	1 166	916
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	200	100
Sum faste årskostnader	kr/kW _{el} /år	1 366	1 016
Fullasttimer	timer/år	4 000	4 000
Faste kostnader	øre/kWh _{el}	34,1	25,4
Elandel		30 %	33 %
Varmeandel		65 %	60 %
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh _{el}	0,339	0,308
Energipris	kr/Sm ³	4,23	3,15
Energikostnader	øre/kWh _{el}	143,3	97,0
Variable kostnader eks energi	øre/kWh _{el}	9,6	6,4
Varmeproduksjon	kWh _v /kWh _{el}	2,2	1,8
Elproduksjon	GWh/år	4,0	40,0
Varmeproduksjon	GWh/år	8,7	72,7
Årskostnad	Mkr/år	7,5	51,5
Verdsatt varme*	Mkr/år	4,6	28,3
Merkostnad for elprod.	Mkr/år	2,9	23,2
Sum enhetskostnader, el	øre/kWh_{el}	72,5	58,1

*Varmekostnad i gasskjel

Ved beregning av enhetskostnadene må en ta hensyn til at et kogenanlegg produserer både el og varme, og at det ikke er entydig hvordan kostnadene skal fordeles på de to energiformene. Vi har lagt til grunn at anlegget primært er etablert for å dekke et varmebehov, men at det samtidig er ønskelig å utnytte eksergiinnholdet i brenset for elproduksjon. Dermed oppnås en svært høy totalvirkningsgrad (ca. 90 %). En så høy virkningsgrad er kun mulig når det er vedvarende avsetning for innvunnet varme. Driften av kogenanlegget blir derfor styrt av varmebehovet. Videre har en, for å bedre økonomien i anlegget, forutsatt at bare en mindre del av det samlede varmebehovet blir dekket av kogenanlegget. På den måten kan en oppnå en forholdsvis høy brukstid (4 000 timer).

Med tilgang på gass blir varmen alternativt levert fra en gasskjel. Varmen fra kogenanlegget kan derfor verdsettes lik kostnaden ved å produsere den samme varmen i en gass-

kjel. Enhetskostnaden for produsert el kan derfor settes til:

$$\text{Enhetskostnad el} = (\text{Årskostnad} - \text{Verdi av produsert varme}) / \text{Produsert el}$$

Til tross for høy energiutnyttelse blir kostnadene for elproduksjon forholdsvis høye, særlig for anlegg i liten skala. Kogenanlegg kan således neppe konkurrere i det åpne kraftmarkedet. Dette skyldes

- storskala kraftproduksjon gir lavere kapitalkostnader
- storskala kraftproduksjon får en gunstigere gassprisaftale
- forbedringen i energiutnyttelsen er moderat (fra ca. 60 – ca. 90 %).

3.3.2 Gassturbin med varmegjenvinning (kogenanlegg)

Et gassturbinverk kan utstyres med *avgasskjel* som gjenvinner varmen fra eksosen. Gass-turbinen kan gå på både gass og flytende drivstoff, men i tabell 3-8 har en basert kostnads-

tallene på bruk av naturgass. Brenselprisene er hentet fra tabell 2-2. For gassturbinverk med ytelse 10 MW_{el} har en antatt at kraftverket får levert naturgass til storforbrukerpris. Det vises for øvrig til kap. 3.3.1 når det gjelder spørsmålet om hvordan kostnadene er fordelt mellom kraft- og varme-produksjon.

3.3.3 Brenselceller

Brenselceller er ingen ny teknologi, men er likevel bare i liten grad kommersialisert. Det pågår for tiden en omfattende forskning og utviklingsarbeid på flere typer brenselceller med sikte på å utvikle kommersielle produkter. Prisene kan derfor forventes å falle noe de kommende årene. Investeringskostnadene [kr/kW] som er ført opp i tabell 3-9 er hentet inn fra dagens marked. Pga. manglende erfaring med denne type teknologi er det ikke beregnet enhetskostnader for produsert kraft.

Tabell 3-9 Tekniske data brenselceller							
Type		Polymer-elektrolytt membran (PEM)	Fastoksid (SOFC)	Flytende karbonat (MCFC)	Direkte metanol (DMFC)	Fosforsyre (PAFC)	Proton-utveksling (PEMFC)
Elektrolytt		Fast polymer	Fastoksid	Smeltet karbonat	Hydrogen H+	Fosforsyre	Hydrogen H+
Arbeidstemp	°C	50-80	850-1000	630-650	80	190-210	80-100
Virkningsgrad	%	50-60 _{el}	60 _{el} 85 _{total}	60 _{el} 85 _{total}	30 _{el}	36-42 _{el} 80-85 _{total}	50-60 _{el}
Kostnad	kkv/kW	15-20	25-30			20-30	15-30
Effektområde	kW	1-250	5-3000	1-1000	0,001-0,01	50-1000	1-1000
Bruksområde		Transport kogen	kraftverk kogen	Kraftverk	små mobile applikasjoner	kraftverk, kogen	Transport kogen

3.4 Varme- sentraler

Et **varmeverk** er et energiverk som kun produserer varme.

3.4.1 Elkjel

Elkjeler er den enkleste form for varmeproduksjon, med svært lave investeringskostnader, men der produksjonskostnadene følger elprisene direkte. Tabell 3-10 viser kostnadene for en elkjel som er tenkt brukt i et fjernvarmeanlegg. Den oppgitte elprisen er derfor uten elavgift, men omfatter for øvrig både kraftpris og nettleie. Nettleien reflekterer at brukstiden for varmebehovet er kort (ca 2 500 timer).

For anlegg som har full effektdekning i reserve kan el bli overført til en (lavere) tariff for uprioritert kraft, med den økte risikoen det innebærer.

Tabell 3-10 Elkjel			
Ytelse	Enheter MW	1	10
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW	900	800
Byggetidsrenter	kr/kW	23	20
Sum investeringskostnader	kr/kW	923	820
Sum faste årskostnader			
Kapitalkostnader	kr/kW/år	74	66
Faste driftskostnader	kr/kW/år	30	20
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	104	86
Fullasttimer	timer/år	2 500	2 500
Faste kostnader	øre/kWh	4,2	3,4
Virkningsgrad			
Spesifikt brenselforbruk	kWh _e /kWh _v	1,020	1,020
Energipris	øre/kWh	67,9	67,9
Energikostnader	øre/kWh	69,3	69,3
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	0,1	0,1
Sum enhetskostnader	øre/kWh	73,5	72,8

3.4.2 Oljekjel

Oljefyringsanlegg har lenge vært den mest utbredte varmekilden i vannbårne varmesystemer. For eldre anlegg var energiutnyttelsen dårlig i store deler av fyringssesongen. Under dellast går anlegget i av/på-drift, med store varmetap gjennom pipa i av-periodene. I tabell 3-11 har en forutsatt at

tiltak er gjort for å redusere dette luftgjennomstrømnings-tapet når kjelen ikke er i drift, hvorved en får en høyere gjennomsnittlig virkningsgrad. Videre er det lagt til grunn at anlegget forsyner et høytemperatur varmeanlegg (> 100 °C). For lavtemperaturvarmeanlegg kan virkningsgraden bli enda høyere enn det som er oppgitt i tabellen når en

Tabell 3-11 Fyrkjel					
Type	Enheter	Oljekjel	Gasskjel	Oljekjel	Gasskjel
Ytelse	MW	1	1	10	10
Investeringskostnader					
Anleggskostnader	kr/kW	1 000	1 000	800	800
Byggetidsrenter	kr/kW	25	25	20	20
Sum investeringskostnader	kr/kW	1 025	1 025	820	820
Sum faste årskostnader					
Kapitalkostnader	kr/kW/år	82	82	66	66
Faste driftskostnader	kr/kW/år	20	20	10	10
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	102	102	76	76
Fullasttimer	timer/år	2 500	2 500	2 500	2 500
Faste kostnader	øre/kWh	4,1	4,1	3,0	3,0
Virkningsgrad					
Spesifikt brenselforbruk	liter/kWh	0,117	90 %	0,117	90 %
Spesifikt brenselforbruk	Sm ³ /kWh		0,113		0,113
Energipris	kr/liter	6,13		6,13	
Energipris	kr/Sm ³		4,23		3,15
Energikostnader	øre/kWh	71,8	47,8	71,8	35,6
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	1,2	1,0	0,2	0,3
Sum enhetskostnader	øre/kWh	77,1	52,9	75,0	38,9

benytter en kondenserende oljekjel som nå er på markedet.

3.4.3 Gasskjel

Det er bare noen få steder i landet (for eksempel i Haugesund-området) hvor naturgass er tilgjengelig som energikilde. Data for gasskjel er gitt i tabell 3-11. I andre områder må en benytte LPG som prismessig blir noe dyrere, både i anskaffelse og ved at den må lagres i egne tanker.

3.4.4 Varmepumper

Med varmpumper kan en gjøre nytte av en rekke, fornybare lavtemperatur-energikilder som for eksempel varmeenergien i luft, sjøvann, grunnvann/berggrunn og jordvarme. Varmepumpen hever temperaturen til disse varmekildene (normalt 30-50 °C) slik at de kan nyttiggjøres til oppvarmingsformål. Forholdet mellom avgitt energi og tilført energi til varmpumpen kalles for *effekt faktoren* og avhenger av både temperaturløftet og egenskapene til varmpumpen.

For at varmpumpen skal være økonomisk må en unngå for store temperaturløft. Varme for bygningsoppvarming bør derfor leveres med moderate

temperaturer, helst i området 35-50 °C for å få en høy varmekoeffisient. I tabell 3-12 er varmekoeffisienten satt til 2,9, men her er kravet til utgangstemperatur satt til hele 70 °C. Skal varmpumpen brukes til produksjon av varme i et fjernvarmeverk, må utgangstemperaturen heves ytterligere, for eksempel til 90 °C. Slike varmpumper er nå kommet på markedet og kostnadene for disse er også gitt i tabell 3-12

Varmepumper bør benyttes til grunnlastproduksjon og dimensjoneres til å ha en lang bruks-

tid 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 varmekostnaden (ca 2 000 timer).

Varmekostnaden for et varmesystem basert på varmpumper omfatter derfor både investeringer i varmpumpeaggregatet, varmeopptakssystemet, kjelanlegg for spisslast/reserve-

Tabell 3-12 Varmepumpe					
A. Utgangstemperatur 70 °C		Enheter MW _v	0,1	1	10
Investeringskostnader					
Anleggskostnader	kr/kW _v	5 500	4 000	3 500	
Byggetidsrenter	kr/kW _v	82	120	105	
Sum investeringskostnader		kr/kW _v	5 582	4 120	3 605
Kapitalkostnader	kr/kW _v	575	424	371	
Faste driftskostnader	kr/kW _v	40	30	20	
Sum faste årskostnader		kr/kW _v /år	615	454	391
Fullasttimer	timer/år	4 000	4 000	4 000	
Faste kostnader	kr/kW _v /år	15,4	11,4	9,8	
Effekt faktor			2,9	2,9	2,9
Spesifikt energiforbruk	kWh _{el} /kWh _v	0,345	0,345	0,345	
Energipris	øre/kWh	60,4	60,4	60,4	
Energikostnader	øre/kWh _v	20,8	20,8	20,8	
Variable kostnader eks energi	øre/kWh _v	1,5	1,2	1,0	
Sum enhetskostnader		øre/kWh _v	37,7	33,4	31,6
B. Utgangstemperatur 90 °C					
Investeringskostnader					
Anleggskostnader	kr/kW _v	6500	5000	4500	
Byggetidsrenter	kr/kW _v	195	150	135	
Sum investeringskostnader		kr/kW _v	6 695	5 150	4 635
Kapitalkostnader	kr/kW _v	689	530	477	
Faste driftskostnader	kr/kW _v	40	30,0	20,0	
Sum faste årskostnader		kr/kW _v /år	729	560	497
Fullasttimer	timer/år	4000	4000,0	4000,0	
Faste kostnader	kr/kW _v /år	18,2	14,0	12,4	
Effekt faktor			2,9	2,9	2,9
Spesifikt energiforbruk	kWh _{el} /kWh _v	0,345	0,345	0,345	
Energipris	øre/kWh	60,4	60,4	60,4	
Energikostnader	øre/kWh _v	20,8	20,8	20,8	
Variable kostnader eks energi	øre/kWh _v	1,5	1,2	1	
Sum enhetskostnader		øre/kWh _v	40,6	36,0	34,3

dekning samt installasjons- og bygningstekniske arbeider.

Kostnadstallene i tabell 3-12 omfatter kun varmepumpeanlegget. Varmekilden forutsettes å ha en temperatur på 7-10 °C (for eksempel sjøvann.). 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 3-12 har en i prisene for energi (el) lagt til grunn en lav nettleie (lang brukstid). Med full effektdekning i reserve vil el kunne overføres til en tariff for uprioritert kraft, og få en enda lavere nettatiff. El til varmepumpe brukt til produksjon av fjernvarme er dessuten fritatt for elavgift. Under slike betingelser vil driftskostnadene til en varmepumpe kunne reduseres vesentlig i forhold til det som er angitt i tabell 3-12. Driftskostnadene er også avhengig av effektfaktoren som kan varierer noe fra anlegg til anlegg.

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

Tabell 3-13 Varmesentral		
Ytelse	Enheter MW	20
Investeringskostnader		
Biokjel, 10 MW	Mkr	46,1
Gasskjel, 10 MW	Mkr	3,3
Gasskjel, 10 MW	Mkr	3,3
Anleggskostnader	Mkr	52,7
Byggetidsrenter	Mkr	1,3
Sum investeringskostnader	Mkr	54,0
Kapitalkostnader	Mkr/år	4,3
Faste driftskostnader	Mkr/år	2,2
Sum faste årskostnader	Mkr/år	6,5
Brukstid, Biokjel	timer/år	4 000
Brukstid, Gasskjel	timer/år	500
Brukstid, Gasskjel	timer/år	100
Resulterende brukstid (20 MW)	timer/år	2 300
Årsproduksjon, Biokjel	GWh	40,0
Årsproduksjon, Gasskjel	GWh	5,0
Årsproduksjon, Gasskjel	GWh	1,0
Variable kostnader, Biokjel	Mkr/år	11,5
Variable kostnader, Gasskjel	Mkr/år	2,4
Variable kostnader, Gasskjel	Mkr/år	0,5
SUM variable kostnader	Mkr/år	14,4
SUM årskostnader	Mkr/år	20,9
Årlig energiproduksjon	GWh	46,0
Sum enhetskostnader	øre/kWh	45,5

til kjøleformål, og en unngår da investeringer i et eget kjøleanlegg (frikjøling).

3.4.5 Varmesentraler og vannbasert oppvarming

Varmesentraler kan ha følgende varmeproduserende enheter:

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

Varmeeffekten fra en varmesentral vil variere over året. Investeringstunge enheter som fastbrenselkjel, varmepumpe- og kogeanlegg (kombinert el-

og varmeproduksjon) med lave driftskostnader vil normalt dimensjoneres så de dekker grunnlasten, dvs. ca. 60 % av det maksimale effektbehovet. Toppeffekten dekkes da med olje, el eller gass som krever lave investeringskostnader (men har høye driftskostnader). 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.

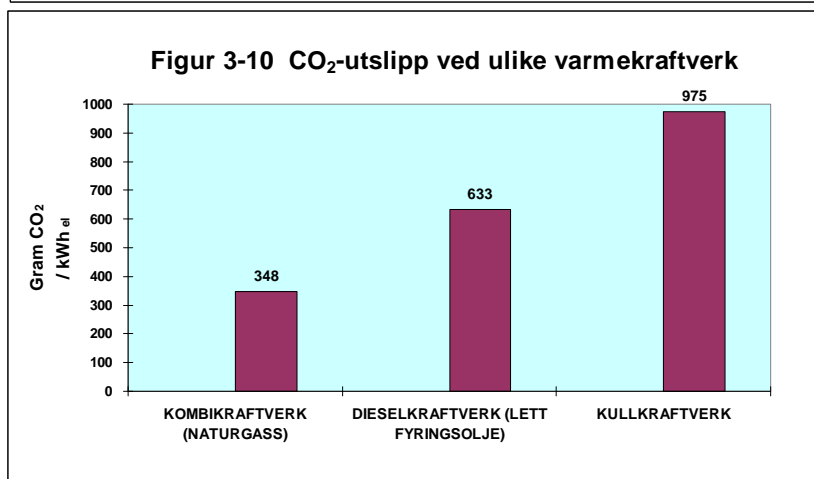
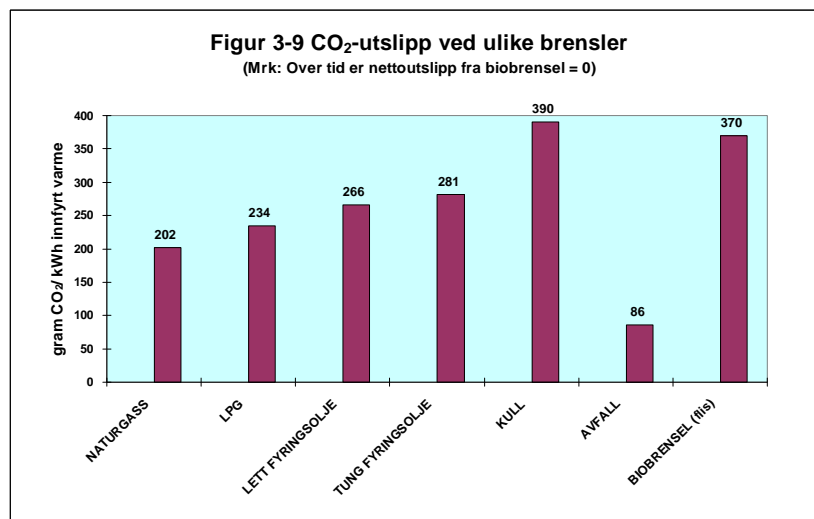
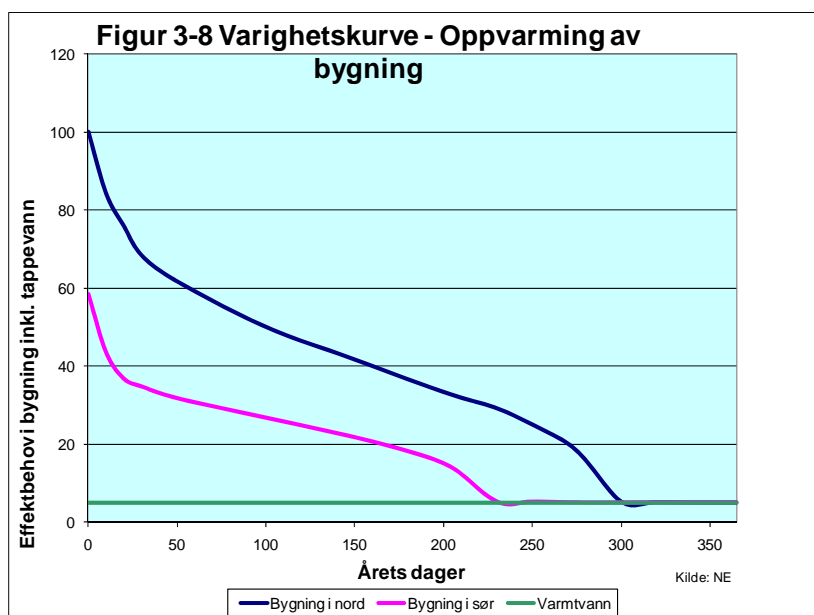
En varmesentral vil bygges opp av flere enheter så man får sikkerhet både i effekt- og energidekning. Tabell 3-13 viser eksempel på en varmesentral der biokjel kombineres med gasskjel. Grunnlasten betjenes av biokjelen som har lave variable kostnader, mens gasskjelen benyttes som tilleggsfyring i høysesongen. Toppasten er 20 MW, men for å oppfylle N-1 – kriteriet er anlegget utstyrt med en ekstra gasskjel som kan startes opp hvis en av de andre kjelene faller ut.

Det er i totalinvesteringene tatt hensyn til at nødvendige investeringer i bygning, skorstein og til dels brensellager og brenselbehandling m.v. er felles for flere av enhetene. Enhetskostnadene for disse gasskjelene er derfor satt lavere enn for enkeltstående anlegg (faktor 0,4).

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, elektrisk utstyr og noe oppvarming.

Effektbehovet for varme i et større vannbasert oppvarmingssystem har en *varighetskurve* omtrent som vist på figur 3-8.

Forholdet mellom midlere og maksimalt effektbehov vil avhenge av hvor i landet om-



rådet er lokalisert. I Vardø er forholdet mellom maksimal effekt og midlere effekt over

året 2,45 (3 575 fullasttimer) og i Stavanger 4,19 (2 100 fullasttimer). For samme opp-

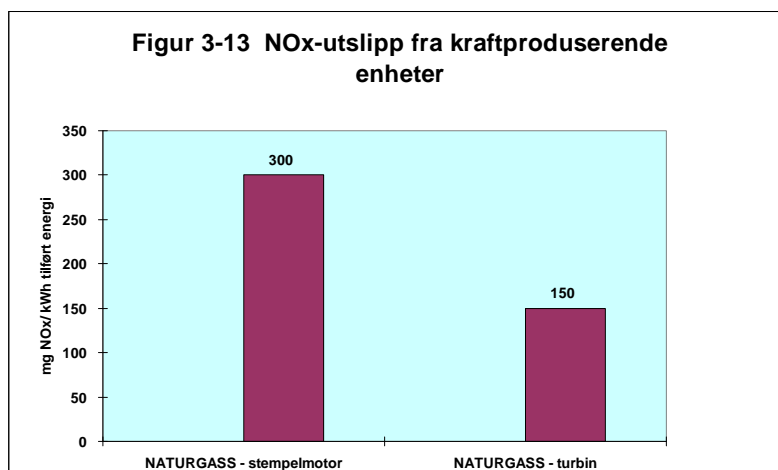
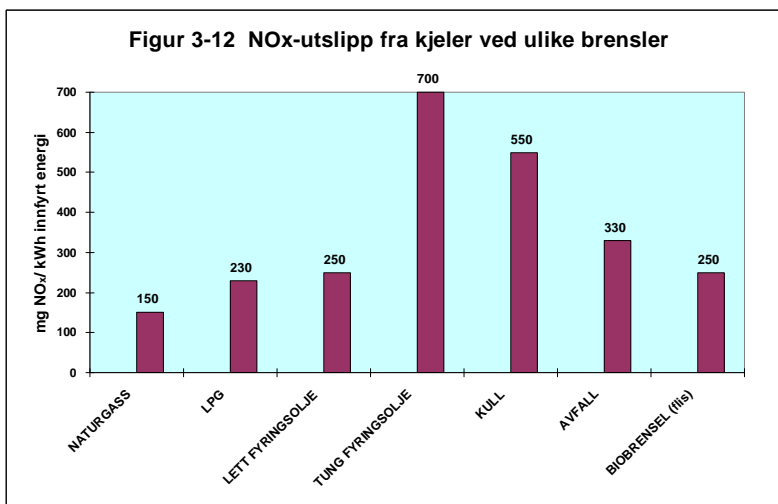
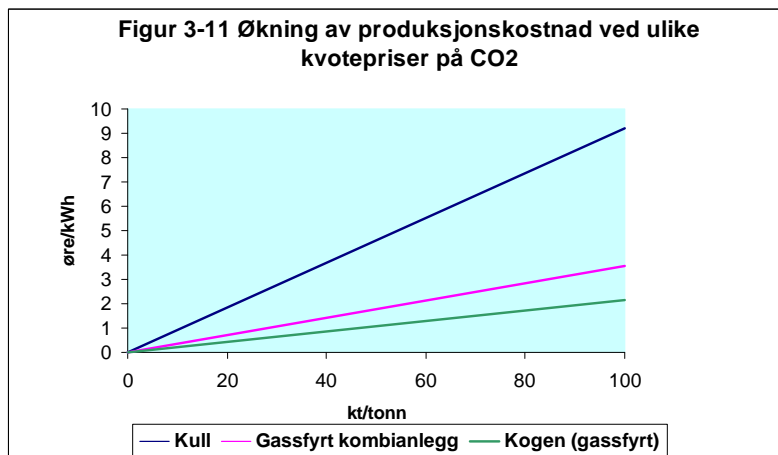
varmingsareal vil midlere effektbehov i Vardø være ca 1,7 ganger høyere enn i Stavanger. For et moderne bygg i Oslo med energigjenvinning kan brukstiden for varme være under 1 000 timer, mens et by-område med blandet bebyg-gelse vil ha en brukstid på 2 000-3 000 timer.

Forholdet mellom energi til elspesifikke formål og varmeformål vil avhenge av en rekke forhold som brukergrupper, tappevannsoppvarming, el-installasjoner og lignende. For større kontorkomplekser vil ca 50 % av energien være elektrisitet til lys og elinstal-lasjoner (Statsbygg).

3.5 Utslipp ved varmekraft-produksjon

3.5.1 CO₂-utslipp

Ved brenning av kull, hydro-karboner, avfall, biobrensel osv. vil det dannes vanddamp (H₂O) og karbondioksid (CO₂) i røkgassen. Figur 3-9 viser hvor mye CO₂ som slippes ut av-hengig av hvilket brensel som benyttes. CO₂-utslippet fra ved og biomasse er også tatt med. I et lengre tidsperspektiv (60-120 år) inngår biomassen i et natur-lig kretsløp og forbrenning av ved kan derfor i prinsippet be-tegnes som CO₂-nøytralt. CO₂-utslippet fra biomasse kunne derfor vært satt til 0. Dette er gjort for den biologiske delen av avfall. Utslippstallet for for-



brenning av avfall omfatter således bare den fossile delen av avfallet og tallet reflekterer derfor hvor stor del av den frigjorte energien som anses som å ha fossil (ikke-biologisk) opprinnelse.

CO₂-utslippene ved kraft-generering er vist i figur 3-10. Her er det tatt hensyn til typiske virkningsgrader. Kombikraft-verk kommer best ut, både fordi naturgass har et høyt innhold med hydrogen (hydrogen

danner ikke CO₂ ved forbrenning) og fordi kombikraftverk har høyest virkningsgrad.

Det finnes flere metoder for å håndtere utslippet av CO₂, for eksempel:

A. Røykgassrensing (post combustion removal)

B. Avkarbonisering av brenselet (pre-combustion decarbonisation)

C. 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. Miljøaspektene ved bruk av metoden er heller ikke testet ut. Dette er viktig da utslipp av aminer anses å ha en uheldig virkning på miljøet.

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 vanndamp og nitrogen). Reformering av naturgass benyttes i dag ved en rekke prosesser hvor man skal ha hydrogenrike gasser og er således vel utprøvd.

Tabell 3-14 Utslipp fra kjeler ved ulike brenslers [mg/kWh innfyrt energi]				
Brensel	SO ₂	Partikler	CO	VOC
Lettolje	72	5	18	10
Tungolje	1 200	80	174	50
Naturgass	2	0	7	0
LPG	2	0	7	0
Avfall	10	10	44*	250*
Biobrensel (flis)	40	20	220	250
Kull	2 400	>80*	30-40	100-2 000*

* avhengig av brensel

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 i forbrenningsprosessen. Avgassen vil dermed begrenses til en blanding av CO₂ og vanndamp. Av en slik blanding er det lett å skille ut CO₂ ved å nedkjøle avgassen, hvorved vanndampen 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 el. virkningsgraden 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.

Kostnadsdata for disse rensemetodene er mangelfulle og har karakter av å være tentative da metodene i liten grad er kom-

mersialisert. På Mongstad er det anslått ulike renseskostnader som varierer mellom 700 og 1 700 kr/tonn CO₂. Målet er å fange CO₂ til en kostnad som kan konkurrere med prisen på CO₂-kvoter, men foreløpig ligger det målet langt frem.

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.

Et alternativ til å rense avgassene for CO₂ kan være å kjøpe kvoter. Figur 3-11 viser hvordan produksjonskostnadene øker som funksjon av kvoteprisen.

3.5.2 Øvrige utslipp

Figur 3-12 viser **NO_x-utslippet** fra kjeler med ulike brenslers, mens figur 3-13 viser eksempler fra NO_x-utslippet fra henholdsvis gassturbin og stempelmotor.

Data for øvrige utslipp vises i tabell 3-14. Utslippene er angitt i milligram per kWh medgått brensel. For å relatere utslip-

pene til kraftproduksjon, dividerer man utslippstallene med virkningsgraden angitt i tabell 3-1. Tallene gjelder for

anlegg uten særskilte rensesiltak.

4. Energiverk basert på fornybar energi

4.1 Generelt

Et *energiverk* er et anlegg som produserer eller omdanner energi fra en form til en annen, beregnet for bestemte formål, for eksempel ved å omdanne vannets stillingsenergi til elektrisitet. Vi sier gjerne at energiverket er basert på *fornybar energi* når innsatsfaktoren ikke er et fossilt produkt (olje, kull m.v.) eller kjerneenergi.

Det finnes en rekke fornybare energikilder på Jorden, men solinnstråling er drivkraften bak de fleste av dem. Det er solens 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 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. Dagens energipriser gjør at bare en mindre del av tilgjengelig fornybar energi blir økonomisk attraktiv å utnytte.

Energiproduksjon medfører kostnader til bygging, drift og overføring fra produksjonssted til forbruker.

4.2 Vannkraftverk

Et *vannkraftverk* produserer elektrisitet ved å utnytte vannets stillingsenergi, som bestemmes av høydeforskjellen (fallhøyden eller trykkhøyden) mellom kraftverkets inntak (vannstand i elv eller magasin) og utløp. I kraftstasjonen omdannes vannets stillingsenergi først til rotasjonsenergi i en *turbin* og deretter til elektrisk energi i en *generator* som er koblet til turbinen.

Produksjonen i et vannkraftverk bestemmes av *fallhøyde*, tilgjengelig *vannmengde* og også av *magasinkapasitet*.

Vannkraftverkets ytelse bestemmes av

$$P \text{ [MW]} = (q \times H_n \times g \times \eta) / 1000$$

q = vannføring i m³/s (slukeevne eller driftsvannføring)

H_n = netto fallhøyde (differanse mellom inntaks- og utløpshøyde, fratrukket falltap i vannveiene)

g = er tyngdens akselerasjon (9,81 m/s²), og

η = samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator

En viktig parameter for et vannkraftanlegg er *energiekvivalenten* som angir hvor mye energi hver m³ nyttbar vannmengde kan produsere.

Energiekvivalenten (e) kan uttrykkes slik

$$e[\text{kWh/m}^3] = g \times \eta \times H_n / 3600$$

4.2.1 Kraftverkstyper

Vannkraftverkene kan inndeles i elve- og magasin kraftverk.

Elvekraftverk utnytter fallet i en elvestrekning og har ikke reguleringsmagasin, kun et inntaksmagasin. Vannføringen, og dermed kraftproduksjonen, kan derfor ikke reguleres og produksjonen blir dermed avhengig av det vannet som til enhver tid kommer.

Karakteristisk for et *magasin-kraftverk* er magasiner som gir muligheter til å lagre vann i perioder med lite forbruk og stort tilsig for bruk i perioder med lite tilsig og stort forbruk. I Norge blir vannet magasinert om sommeren og høsten, mens uttaket fra magasinene skjer om vinteren. Dette kalles sesongregulering. Tørrårs- eller flerårsregulering er mulig ved store reguleringsmagasiner som kan lagre vann i nedbørrike år for bruk i nedbørfattige år. Magasiner bidrar også til å redusere flomtapet og dermed til økt nyttbar produksjon. Kraftverkets reguleringskapasitet har i høy grad betydning for produksjons- og kostnadsforholdene til kraftverket.

Et annet kriterium er fallhøyden, som gir inndeling i høytrykks- og lavtrykksanlegg. *Lavtrykksanlegg* har ofte stor vannmengde og liten fallhøyde. De langt fleste elvekraftverk er lavtrykksanlegg. *Høytrykksanlegg* har vanligvis stor fallhøyde, og vanligvis mindre vannmengder enn elvekraftverkene, og de har vanligvis ett eller flere magasiner (og benevnes da også som *magasin-kraftverk*). Det er ingen presise kriterier som skiller mellom når et kraftverk kan karakteriseres som et elvekraftverk og et magasin-kraftverk, eller mellom høytrykksanlegg og lavtrykksanlegg.

Pumpekraftverk kan sies å være en egen type kraftverk. Ved et pumpekraftverk produseres elektrisitet når det er behov for kraft (normal kjøring av kraftverket). Når forbruket er lite og kraftprisene er lave, kan den samme turbinen reverseres, og det pumpes vann fra nedenforliggende magasin og opp til inntaksmagasinet. Norske pumpekraftverk opererer på sesongmessig basis, med produksjon om vinteren og pumping i sommerhalvåret. Det er bygd et fåtall pumpekraftverk i Norge.

Med en økning av uregulerbar fornybar energi i Europa gjennom for eksempel betydelig utbygging av vindkraft vil det være behov for regulerkraft (balansekraft, toppkraft) fra vannkraftverk. Mange av våre eksisterende kraftverk har gode forutsetninger for økt effektinstallasjon på grunn av stor magasin-kapasitet. Tilleggsinstallasjon vil derfor være aktuelle utbygginger i årene framover. Dette gir vanligvis kun liten eller ikke økt produksjon, men større fleksibilitet med hensyn til når produksjonen skal skje. Kombinasjon av effektinstallasjon og pumpekraftverk er også aktuelt.

4.2.2 Generelt om utbyggingskostnader

Utbyggingskostnaden i kr/kW eller kr/kWh (kWh forventet årsproduksjon fra kraftverket) vil variere mye, både mellom

ulike kraftverkstyper og fra prosjekt til prosjekt. Naturgitte forskjeller er her avgjørende. Som hovedregel er de rimeligste prosjektene (typisk under 2 kr/kWh) bygd ut først. I dag antas en øvre utbyggingskostnad (investeringsgrense) å være ca. 4,5 kr/kWh. Dette er brukt som grunnlag for beregningene av øvre investeringsgrense for de forskjellige typer kraftverk i dette kapitlet. Eksempelene på kostnader som er gitt i kapittel 4.2.6, gjelder for gjenværende prosjekter.

NVE har utarbeidet et kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg, som kan brukes til å beregne gjennomsnittlige, påregnelige entreprenørutgifter (bygningmessige arbeider) og leverandørkostnader (mekanisk og elektroteknisk utstyr). Kostnadsgrunnlaget er egnet til 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 mye fra anlegg til anlegg. Dette gjelder særlig bygningmessige arbeider. Finansieringskostnader (inkl. renter i byggetiden) skal beregnes etter en kalkulasjonsrente på 6,5 %. Økonomisk levetid er satt til 40 år (se kap. 2.2).

Kostnadsgrunnlaget fås kjøpt ved henvendelse til Energiavdelingen i NVE. Nåværende kostnadsgrunnlag er basert på priser referert 1.1.2010

4.2.3 Driftskostnader

Driftskostnader ved et vannkraftanlegg varierer avhengig av anleggets alder, størrelse og kompleksitet. Ved nytteverdi-beregninger for nye anlegg kalkulerer NVE de årlige driftskostnadene til 1 % av investeringen (eksklusive renter i byggetiden). Dette utgjør ca. 2 – 4 øre/kWh.

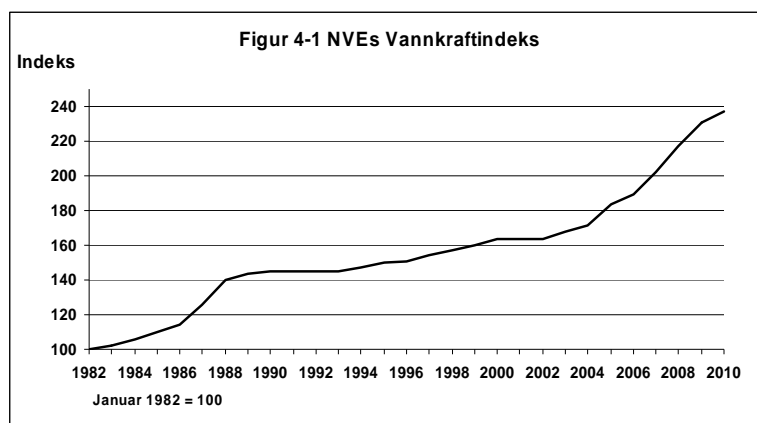
4.2.4 Kostnadsutviklingen for et representativt norsk vannkraftverk

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.

Figur 4-1 viser kostnadsutviklingen for vannkraft i perioden 1.1.1982 - 1.1.2010. Januar 1982 er satt lik 100.

4.2.5 Kostnadsfordeling

I forbindelse med skatte-reformen per 1.1.1997 ble NVE bedt av Finansdepartementet



om å beregne såkalt *gjensanskaffelsesverdi* (GAV) for alle vannkraftverk i Norge. Beregningene viser hva det ville ha kostet å bygge eksisterende kraftverk med dagens kostnadsnivå (dvs. per 1997), og med tilnærmet samme tekniske løsninger som de faktisk har. Der den tekniske løsningen ikke er aktuell i dag, slik at oppdaterte kostnader ikke lenger finnes, ble det brukt en teknisk løsning som best mulig tilsvarer den eksisterende. Beregningen ble gjennomført på grunnlag av opplysninger fra kraftverkseierne (det ble innhentet grunnlag for hvert enkelt kraftverk) og NVEs kostnadsgrunnlag.

Beregningen omfattet kraftverk med en samlet installasjon på 28 000 MW og en midlere årsproduksjon på 118 TWh. Kostnadene for kraftverkens hoveddeler (bygg, maskin- og elektrotekniske installasjoner) er justert ut fra kostnadsutviklingen fra 1997 til 2010. Oppdatert til 2010 settes gjensanskaffelsesverdien til 286 milliarder kroner. Dette utgjør

omtrent 2,4 kr/kWh årlig produksjon.

For å få en indikasjon på denne variasjonen er det foretatt en inndeling som følger:

- Høytrykksanlegg: fallhøyde > 300 m
- Lavtrykksanlegg: fallhøyde < 30 m, slukeevne > 30 m³/s
- Andre kraftverk: fallhøyde 30-300 m ytelse > 10 MW
- Små kraftverk: ytelse 0,1- 10 MW
- Mikro vannkraftverk: ytelse > 100kW

Kostnadsfordelingen blir da som vist i tabell 4-1. Fordelingen av kostnadene på kraftverkens hoveddeler varierer med forskjellige typer kraftverk. Fordelingen varierer også for hver enkelt kraftverkstype. Det ser en tydelig av forskjellene i fordeling for "nedre" og "øvre" i de neste tabellene. "Nedre" og "øvre" indikerer gjennomsnittlige kostnader og med gjennomsnit-

tlige fordelinger. Det vil naturlig nok også være fordelingsvariasjoner innen ”nedre” og ”øvre” for de enkelte kraftverkstypene.

4.2.6 Utbyggingskostnader

Tabell 4-2 til 4-6 viser eksempler på kostnader for nye utbygginger av ulike typer vannkraftverk. Kostnadstallene kan ses på som et uttrykk for gjennomsnittskostnader for aktuelle vannkraftutbygginger med en øvre investeringsgrense på 4,5 kr/kWh (investert beløp/årsproduksjon). Den gjennomsnittlige utbyggingskostnaden for nye kraftverk i vannkraftsystemet som helhet er lavere. Det understrekes at fordelingen av kostnadene kan variere mye som følge av installasjon, fallhøyde og kraftverkets maksimale driftsvannføring. Det kan også ha betydning for kostnadsnivået hvordan kraftverket dimensjoneres med

	Entreprenør-tjenester	Maskinteknisk utstyr	Elektroteknisk utstyr
Høytrykksanlegg	68	14	18
Lavtrykksanlegg (Elvekraftverk)	42	33	25
Små kraftverk	59	24	17
Mikrovannkraftverk	50	50	
Andre kraftverk	64	16	20
Vannkraftverk i gjennomsnitt	64	17	19

Kostnader		Nedre	Øvre
Investeringskostnader	Enhet		
Anleggskostnader	kr/kW	7 500	13 700
Maskintekniske installasjoner	kr/kW	1 700	1 850
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW	2 100	2 250
Byggetid	år	3	4
Byggetidsrenter	kr/kW	1 051	2 251
Sum investeringskostnader	kr/kW	12 351	20 051
Kapitalkostnader	kr/kW/år	821	1 333
Driftskostnader	kr/kW/år	124	201
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	944	1 533
Fullastimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	øre/kWh	21,0	34,1

Kostnader		Nedre	Øvre
Investeringskostnader	Enhet		
Anleggskostnader	kr/kW	4 400	10 600
Maskintekniske installasjoner	kr/kW	4 000	4 300
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW	3 100	3 400
Byggetid	år	2	3
Byggetidsrenter	kr/kW	700	1 703
Sum investeringskostnader	kr/kW	12 200	20 003
Kapitalkostnader	kr/kW/år	811	1 329
Driftskostnader	kr/kW/år	122	200
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	933	1 529
Fullastimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	øre/kWh	20,7	34,0

Kostnader		Nedre	Øvre
Investeringskostnader	Enhet		
Anleggskostnader	kr/kW	6 550	13 550
Maskintekniske installasjoner	kr/kW	3 100	3 500
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW	2 150	2 350
Byggetid	år	0,8	1,5
Byggetidsrenter	kr/kW	283	879
Sum investeringskostnader	kr/kW	12 083	20 279
Kapitalkostnader	kr/kW/år	803	1 348
Driftskostnader	kr/kW/år	121	203
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	924	1 551
Fullastimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	øre/kWh	20,5	34,5

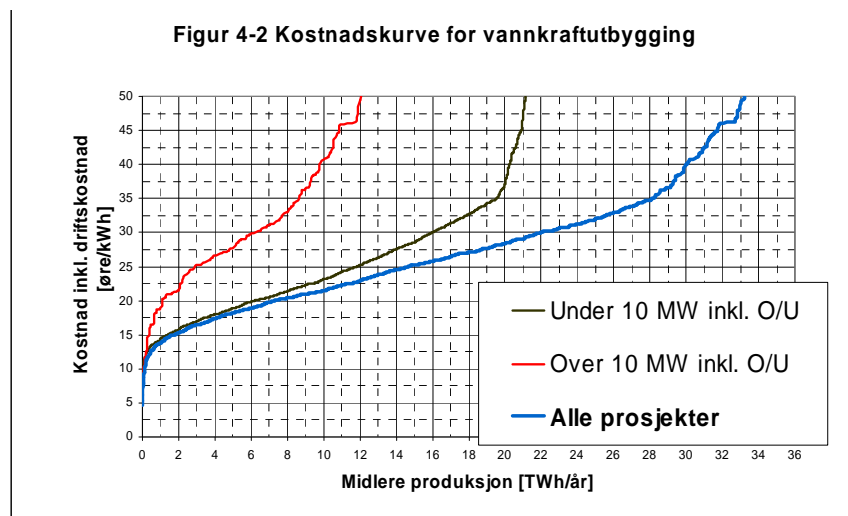
tanke på at produsert kraft skal få en høyere verdi, for eksempel ved å tilrettelegge for økt vinterproduksjon.

Opprusting og utvidelse (O/U) av eksisterende vannkraftverk vil også gi økt produksjon. De vanligste opprustingstiltakene er økning av permanentutstyrets (turbin, generator og transformator) virkningsgrad og reduksjon av falltapt i vannveiene. Som utvidelse regnes økt installasjon, nye overføringer og økt magasin-kapasitet. Utvidelsestiltak har et klart større produksjons-potensial enn opprusting, som ofte ikke er lønnsomt uten at det foretas i en kombinasjon med utvidelse.

Utvidelsestiltak og også reduksjon av falltap i vannveien er avhengig av forholdene ved det eksisterende kraftverket og kan derfor få svært forskjellige utførelser. Kostnadene har nok også en større spredning enn for nye kraftverk når en angir utbyggingskostnaden i kr/kWh for økt produksjon. For O/U er i mange tilfeller en beregning i kr/kWh (økt produksjon) mindre egnet enn for nye utbygginger. Ved O/U-tiltak må en også ta hensyn til faktorer som kraftverkets tilstand, og dermed restlevetid og restverdi. Noen O/U-prosjekter kan derfor ha en utbyggingskostnad på godt over 4,5 kr/kWh økt produksjon, og likevel bli gjennomført.

Tabell 4-5 Mikro vannkraftverk (Maks. ytelse < 100 kW)			
Kostnader		Nedre	Øvre
Investeringskostnader	Enhet		
Anleggskostnader	kr/kW	5 300	12 800
Maskin- og el-tekniske installasjoner	kr/kW	6 700	7 000
Byggetid	år	0,5	0,8
Byggetidsrenter	kr/kW	180	445
Sum investeringskostnader	kr/kW	12 180	20 245
Kapitalkostnader	kr/kW/år	809	1 345
Driftskostnader	kr/kW/år	122	202
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	931	1 548
Fullasttimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	øre/kWh	20,7	34,4

Tabell 4-6 Andre vannkraftverk (Fallhøyde: 30-300 m)			
Kostnader		Nedre	Øvre
Investeringskostnader	Enhet		
Anleggskostnader	kr/kW	7 000	13 200
Maskintekniske installasjoner	kr/kW	2 150	2 450
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW	2 250	2 550
Byggetid	år	3	4
Byggetidsrenter	kr/kW	1 061	2 302
Sum investeringskostnader	kr/kW	12 461	20 502
Kapitalkostnader	kr/kW/år	828	1 363
Driftskostnader	kr/kW/år	125	205
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	953	1 568
Fullasttimer	timer/år	4 500	4 500
Enhetskostnader	øre/kWh	21,2	34,8



Figur 4-2 viser kostnadskurver for det gjenværende vannkraftpotensialet i Norge. Kurvene er splittet opp i småkraft, ny stor kraft og en kurve for alle prosjekter. O/U-prosjektene er inkludert i alle kurvene. For kraftverk med

opprustnings- og utvidelsesprosjekter er det ikke tatt hensyn til restverdien av eksisterende kraftverk eller kostnader dersom produksjonen må reduseres i utbyggingsfasen. Det heller ikke tatt hensyn til eventuelle avbøtende

tiltak som kan bli pålagt under konsesjonsprosessen og som kan redusere produksjonen og dermed øke enhetskostnadene. Den virkelige kostnadskurven kan derfor bli høyere enn det figuren viser.

4.3 Vindkraftverk

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:

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

hvor

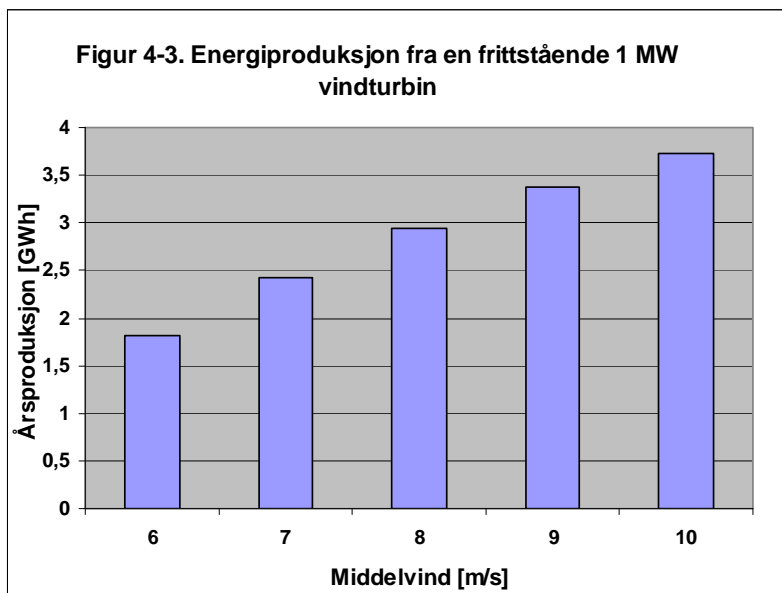
C_p = *Effekt faktoren* (turbinens virkningsgrad), dvs. forholdet mellom produsert energi og luftens bevegelsesenergi

A = Turbinens strømnings-tverrsnitt (bestrøket areal) [m²]

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

v = Vindhastigheten [m/s]

Effekt faktoren kan være forskjellig for forskjellige turbiner, og vil kunne variere med vindhastigheten. Den vil



Ytelse	MW	1
Investeringskostnader		
Innkjøpskostnader	kr/kW	9 000
Anleggskostnader, div.	kr/kW	3 500
Byggetidsrenter	kr/kW	489
Sum investeringskostnader	kr/kW	12 989
Kapitalkostnader	kr/kW/år	1 132
Brukstid (1)	kWh/kW	2 500
Brukstid (2)	kWh/kW	3 000
Kapitalkostnader (1)	øre/kWh	45,3
Kapitalkostnader (2)	øre/kWh	37,7
Driftskostnader	øre/kWh	15,0
Sum enhetskostnader (1)	øre/kWh	60,3
Sum enhetskostnader (2)	øre/kWh	52,7

imidlertid ikke kunne overstige $16/27 \approx 59\%$ (*Betz-kriteriet*). I praksis kan en god vindturbin ha en effekt faktor på rundt 43% i det mest interessante vindområdet.

Årlig energiproduksjon kan beregnes ut fra følgende forenklete formel [2]:

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

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

I figur 4-3 er årlig energiproduksjon fra et 1 MW vindkraftverk anslått som funksjon av midlere vindhastighet over året. Produksjonsanslaget må betraktes som gjennomsnittstall. En rekke stedlige faktorer er også med å bestemme hva produksjonen blir i praksis:

- Fordelingen mellom høye og lave vindhastigheter. I områder med mye storm kan årsproduksjonen bli forholdsvis lav til tross for en høy middelvind. Et vindkraftverk stopper når vindhastigheten overstiger en maksimalverdi (25 m/s).
- Turbulens. Ved vanskelige terrengforhold kan det oppstå turbulent vind som reduserer virkningsgraden til turbinen.
- Ising. Under ugunstige klimatiske forhold (gjerne høyere enn 400 – 500 m. o. h.) kan det danne seg is på turbinbladene som ødelegger vingeprofilen og dermed reduserer virkningsgraden.
- Vaketaf. I en vindpark vil turbinene skygge for hverandre. Turbinene i en vindpark produserer derfor mindre energi enn enkeltstående turbiner.
- Luftens tetthet. Bevegelsesenergien til luften er proporsjonal med luftens egenvekt. Kald luft har høyere egenvekt enn varm og har dermed større bevegelsesenergi for samme vindhastighet.
- Utforming av vindturbinen. Optimal utforming av vindturbinen er avhengig av lokale vindforhold.

4.3.1 Kostnader – landbaserte vindkraftverk

Produksjonskostnader for vindkraft omfatter både investerings- og driftskostnader.

Figur 4-4 Produksjonskostnader vindkraftverk

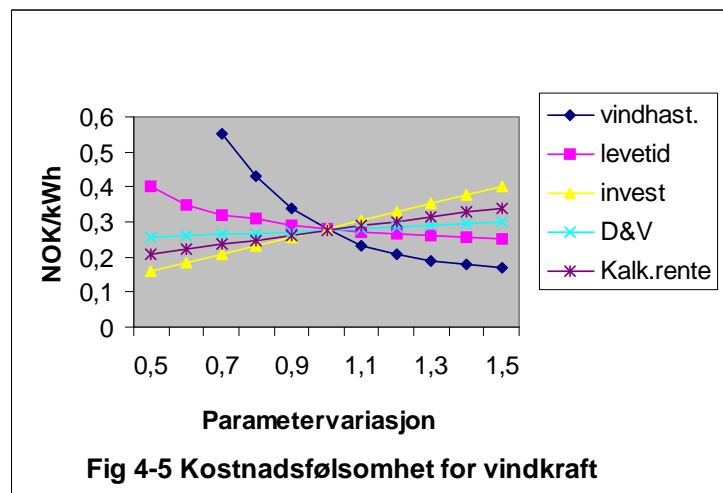
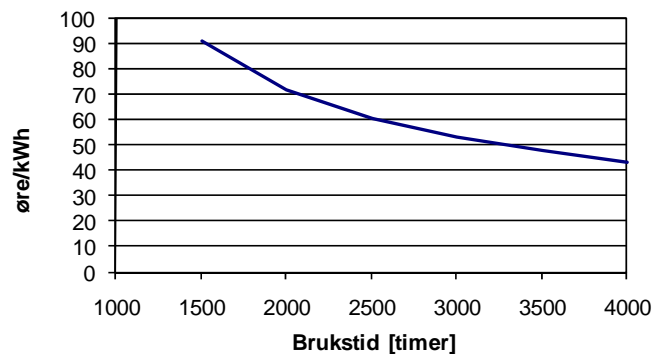


Fig 4-5 Kostnadsfølsomhet for vindkraft

Innkjøpskostnadene for vindturbiner fra fabrikk i størrelser over 1 MW har de siste årene steget markert og ligger nå på mellom 8 - 11 000 NOK per kW. I tillegg kommer frakt- og anleggskostnader som fundamentering, el- og veianlegg i parkområdet m.v. Lokale forhold som vanskelige grunnforhold og veiforbindelser samt avgifter til grunneierne kan i noen tilfeller føre til ekstra kostnader.

Det har vist seg at også drifts- og vedlikeholdskostnadene har

blitt høyere enn det en trodde for noen år tilbake, og disse ligger nå på mellom 10 og 18 øre/kWh. Drifts- og vedlikeholdskostnadene øker mot slutten av anleggets levetid. Her har en antatt en gjennomsnittlig kostnad på 15 øre/kWh.

Tabell 4-7 viser kostnadstall for etablering av et typisk landbasert vindkraftverk i Norge. Tallene gjelder for installasjoner innenfor selve vindparkområdet. Tilknytningsvei (for fremføring av anleggsmaskiner) og nettagrening til

offentlig veinett og elnett kommer i tillegg. Denne tilleggs-kostnaden varierer mye og vil for enkelte anlegg bli betydelig (mer enn 10 %).

Produksjonskostnadene er spesielt følsom for vindforholdene på stedet. Dette fremgår av figur 4-4 som viser hvordan kostnadene, regnet i øre/kWh produsert kraft, varierer med brukstiden. Lang brukstid, dvs. høy årlig produksjon, bidrar til en vesentlig senkning av enhetskostnadene. Dette har sammenheng med at de faste kapitalkostnadene er vesentlig større enn driftskostnadene. I Norge har brukstiden, med noen unntak, variert mellom 2 000 og 3 000 timer. Også andre parametere er kritiske for vindkraftkostnadene. Figur 4-5 viser resultatet av en følsomhetsanalyse av produksjonskostnadene for vindkraft for ulike parametere.

Når en skal beregne netto brukstid til et vindkraftverk, må en ta hensyn om vindturbinen skal stå alene eller plasseres i en større vindpark. I vindparker kan det oppstå betydelige interne tap slik som skyggevirkninger fra andre vindturbiner ("vaketap" 4-6 %), tap i det interne elnettet frem til regionalnettets tilknytningspunkt (1-2 %) og tap som følger av planlagte og ikke planlagte vedlikeholdsoperasjoner (3-5 %). Samlet

produksjonstapet kan antas å ligge i størrelsesorden 10 %.

Produksjonskostnadene for ny vindkraft sank med 50-60 % fra begynnelsen av 80-tallet.

Denne reduksjonen fant sted som en konsekvens av en løpende teknologisk utvikling og økt masseproduksjon av vindturbiner. Denne trenden ble brutt for noen år tilbake og erstattet med en kraftig stigende kostnadskurve.

Kostnadsøkningen skyldtes langt på vei stor etterspørsel i forhold til produksjonskapasitet og økte råvarepriser på bl.a. stål. Det er foreløpig usikkert om innkjøpskostnadene for vindturbiner om noen år vil falle tilbake til sitt gamle nivå.

I Norge kan en isolert sett forvente at utbyggingskostnadene vil øke etter hvert som de beste plassene for vindturbiner blir utnyttet. En viktig årsak til kostnadsøkningen er at nettkapasiteten i kystnære strøk med stor avstand til sentralnettet gjennomgående er liten, hvorved nettførsterkninger blir nødvendige. Det er antydning at nettkostnadene i første omgang vil ligge mellom 2 og 6 øre/kWh.

4.3.2 Kostnader - offshore vindkraftverk

Det er så langt ikke bygd ut noen offshore vindkraftverk utenfor norskekysten. Vi

mangler derfor nasjonale erfaringstall. Kostnadstall innhentet fra utenlandske installasjoner (Tyskland, Storbritannia og Nederland) viser at investeringskostnadene varierer mellom 17 000 og 25 000 kr/kW. Anleggene er bygd i vanndybder på mellom 5 og 20 m og med utgangspunkt i de oppgitte data ser det ikke ut til at dybdeforholdene, innenfor dette intervallet, har noen avgjørende betydning for investeringskostnadene.

De fleste store vindturbinprodusenter har egne turbiner til bruk i et offshore-miljø, men foreløpig er det gjort små endringer i forhold til de landbaserte. Dersom markedet blir større er det grunn til å lage mer spesialiserte turbiner for bruk offshore. Det er flere grunner til det:

- Det kreves bedre beskyttelse mot vannsprut og salt.
- Montering med lektene gir mulighet for større turbiner på sjøen enn på land.
- Høyere vindhastigheter gjør at det er økonomisk med større installert effekt per rotorareal.
- Lite problem med støy gjør at rotoren kan ha høyere turtall.
- Med høyere turtall kan slankere (mindre kordelengde) vinger benyttes. Slankere vinger kan gjøre karbonfiber og epoxy mer aktuelt enn dagens polyester og glassfiber. Høyere turtall gjør

også at en kan redusere dimensjoner på aksler, gir og annet utstyr.

På grunn av lite marked er ikke alle disse mulighetene enda fullt utnyttet. Det ligger derfor en mulighet til kostnadsbesparelser dersom markedet blir større.

4.4 Varme- og kraftvarmeverk

4.4.1 Bioenergi

Den viktigste fornybare energikilde til bruk i varmeverk er bioenergi. Bioenergi er en fornybar ressurs så lenge uttaket er mindre enn tilveksten.

Bioenergi er energi som frigjøres ved forbrenning/omforming av forskjellige typer biologisk materiale. Energiproduksjonen kan også foregå ved omdannelse av biomasse gjennom forgassing, pyrolyse, våtoksydasjon eller biologisk omforming.

I løpet av de siste årene har teknologier for kraftvarmeproduksjon fra biobrensel blitt videreutviklet. Bioenergi til kraftvarmeproduksjon er et betydelig satsingsområde i Finland, Sverige, Danmark og i store deler av resten av Europa.

Bioenergi til oppvarming har tradisjonelt vært benyttet over hele verden. Bioenergi i tradisjonell form er fremdeles

hovedenergikilden for mer enn 60 % av Jordens befolkning. De siste årene har det i Europa og Nord-Amerika blitt et stadig økende internasjonalt marked for foredlede biobrensler, spesielt i form av pellets og bioetanol. Det produseres pellets basert både på rene trefraksjoner, fra planteavfall, olivenkjerner, palmerester mv, samt ulike avfallsprodukter. Pellets benyttes både til varme og til kraftvarmeproduksjon. I enkelte land males også pellets opp og benyttes i sambrenning (co-firing) med kull i kullkraftverk. Det internasjonale markedet for slike produkter er fremdeles meget umodent, og er i stor grad styrt av ulike nasjonale støtte/insentivordninger. Land som er mye involvert i handel med biobrensler er Nederland, Danmark, Finland, Sverige, Canada, Storbritannia. Brasil er storeksportør av bioetanol. Restprodukter fra importert rundtømmer blir også utnyttet som bioenergi.

I Norge har det vært vanlig å utnytte treavfall fra skogindustrien, tynningsvirke og sekundærvirke fra skogbruket som bioenergi. Andre former for biomasse som kan benyttes, er organisk avfall fra industri og husholdninger. Halm, gjødsel og energivekster fra jordbruket kan også bli aktuelt å utnytte til energiformål.

Tabell 4-8 Priser på ulike biobrensler (eks. mva, ref. nedre brennverdi)

	øre/kWh
Skogsflis > 35 % fukt:	21
Skogsflis < 35 % fukt:	25
Bark/sagflis:	17
Halm:	12 – 16
Ved, bjørk, 1 favn:	45 – 55
Rivningsvirke	4 – 13
Briketter, bulk:	20 – 25
Briketter, pall	25 - 50
Pellets, bulk:	33,5
Pellets, storsekk:	50 – 55
Pellets, småsekk	52 – 60

Bioenergibruken i Norge er begrenset til noen få sektorer med god tilgang på rimelig brensel. Med unntak av brenselved er det liten 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. De praktiske erfaringer med slike flisfraksjoner er blandet. Dette skyldes et for stort innslag av forurensninger i biomassen som kan medføre hyppige driftsproblemer i forbrenningsanlegget. Brensel-

Tabell 4-9 Biokjel		Fuktig flis (50 %)			Tørr flis (10 %)			Pellets		
Ytelse	Enheter MW	1	10	30	1	10	30	1	10	30
Investeringskostnader										
Anleggskostnader	kr/kW	5000	4500	3800	4000	3500	3000	4000	3500	3000
Byggetidsrenter	kr/kW	125	113	95	100	88	75	100	88	75
Sum investeringskostnader	kr/kW	5125	4613	3895	4100	3588	3075	4100	3588	3075
Sum faste årskostnader										
Kapitalkostnader	kr/kW/år	411	370	313	329	288	247	329	288	247
Faste driftskostnader	kr/kW/år	100	70	50	100	70	50	80	60	40
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	511	440	363	429	358	297	409	348	287
Fullasttimer	timer/år	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Faste kostnader	øre/kWh	12,8	11,0	9,1	10,7	8,9	7,4	10,2	8,7	7,2
Virkningsgrad										
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,504	0,504	0,504	0,256	0,256	0,256	0,231	0,231	0,231
Energipris [kr/kg]	kr/kg	0,490	0,490	0,490	1,304	1,304	1,304	1,608	1,608	1,608
Energikostnader	øre/kWh	24,7	24,7	24,7	33,4	33,4	33,4	37,2	37,2	37,2
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	5,0	4,0	3,0	5,0	4,0	3,0	5,0	4,0	3,0
Sum enhetskostnader	øre/kWh	42,5	39,7	36,8	49,1	46,3	43,8	52,4	49,9	47,4

flis fra skogen tilbys nå til vesentlig høyere priser enn for få år tilbake.

Tabell 4-8 gir en oversikt over indikative priser på ulike biobrensler. Merk at prisene varierer mye etter markedsforholdene. Dessuten har leveransevolum, kontraktens varighet og hvor leveransen ønskes stor betydning. Det er også store regionale og sesongmessige forskjeller.

4.4.2 Biokjel

Overslagene i etterfølgende tabeller er gitt med forholdsvis stor grad av usikkerhet. Årsaken er at investeringskostnadene vil variere med gitte betingelser for hvert enkelt anlegg. For eksempel kan behovet for investeringer i brensellager og utstyr for brenselhåndtering variere sterkt. Biobrensel finnes også i ulike kvaliteter og dette har betydning for utformingen av forbrenningsanlegget. Tabell

4-9 viser kostnader for ulike forbrenningsanlegg. Kostnadene er angitt i kr per installert kW.

Biokjeler er tradisjonelt utformet for behandling av fast brensel, men med en økende interesse for å fase ut bruken av fossil energi blir kjeler basert på bioolje et aktuelt alternativ. Anskaffelseskostnadene for slike kjeler er sammenlignbare med kjeler basert på fossil olje (se tabell 3-11). Det er også mulig å konvertere eldre oljekjeler til biooljekjel. Konverteringskostnadene er avhengig av type bioolje det skal konverteres til og plasseringen av oljetanken. Mange lette biooljer vil stivne ved temperaturer under 10 °C og det må derfor tilsettes varme i tanken dersom den ikke er innendørs. Kostnaden ved å etablere et varmeanlegg vil variere mye basert på tankens tilstand og beliggenhet. Det kan antydes en kostnad på kroner 150 000,- per

installasjon av varmeanlegg. Utover dette vil tanken måtte varmes opp i deler av året.

De aller fleste oljekjeler kan med et enkelt skift av dyser brenne bioolje. Ettersom dysene er forbruksvare, regnes dette ikke som en investeringskostnad.

En biokjel kan også oppgraders til å produsere både kraft og varme. Dette krever økte investeringer i høytrykkskjel, mottrykksturbin og generator. Når man leverer både kraft og varme, blir totalvirkningsgraden høy. Elandelen blir imidlertid mindre enn ved et rent varmekraftverk, avhengig av temperaturen til levert varme (se kap. 3.2, figur 3-1 og 3-7). Det er vanlig å dimensjonere mottrykksturbinen slik at 20-30 % av innvunnet varme i kjelen omdannes til elektrisitet.

Fordeling av totalkostnadene på el og varmeproduksjonen er

Tabell 4-10 Biokjel med mottrykksturbin									
Enheter MW	Fuktig flis			Tørr flis			Pellets		
	1	10	30	1	10	30	1	10	30
Kjelkapasistet	20 %	25 %	30 %	20 %	25 %	30 %	20 %	25 %	30 %
Elandel (av produsert varme)									
Investeringskostnader									
Anleggskostnader kr/kW	14 000	12 000	11 000	12 000	10 000	9 000	12 000	10 000	9 000
Byggetidsrenter kr/kW	350	300	275	300	250	225	300	250	225
Sum investeringskostnader kr/kW	14 350	12 300	11 275	12 300	10 250	9 225	12 300	10 250	9 225
Kapitalkostnader kr/kW/år	1 151	987	905	987	822	740	987	822	740
Faste driftskostnader kr/kW/år	100	70	50	100	70	50	100	70	50
Sum faste årskostnader kr/kW/år	1 251	1 057	955	1 087	892	790	1 087	892	790
Fullasttimer timer/år	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000
Faste kostnader øre/kWh	17,9	15,1	13,6	15,5	12,7	11,3	15,5	12,7	11,3
Virkningsgrad	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	80 %	85 %	85 %	85 %
Spesifikt brenselforbruk kg/kWh	0,54	0,54	0,54	0,27	0,27	0,27	0,25	0,25	0,25
Energipris [kr/kg]	0,49	0,49	0,49	1,304	1,304	1,304	1,61	1,61	1,61
Variable kostnader ekskl. energi øre/kWh	8,0	7,0	6,0	8,0	7,0	7,0	6,0	5,0	4,0
Elproduksjon GWh/år	1,400	17,500	63,000	1,400	17,500	63,000	1,400	17,500	63,000
Lvert varme GWh/år	5,600	52,500	147,000	5,600	52,500	147,000	5,600	52,500	147,000
Årlig energiproduksjon GWh/år	7,000	70,000	210,000	7,000	70,000	210,000	7,000	70,000	210,000
Innfyrt brensel tonn/år	3 751	37 505	112 516	1 902	19 022	57 065	1 716	17 157	51 471
Energikostnader Mkr/år	1,838	18,378	55,133	2,480	24,804	74,413	2,759	27,587	82,760
Faste årskostnader Mkr/år	1,251	10,570	28,642	1,087	8,925	23,707	1,087	8,925	23,707
Variable kostnader eks energi Mkr/år	0,560	4,900	12,600	0,560	4,900	14,700	0,420	3,500	8,400
Årskostnad Mkr/år	3,649	33,847	96,375	4,127	38,629	112,820	4,266	40,011	114,867
Kostnad for alternativ varmeprod Mkr/år	2,379	20,849	54,056	2,748	24,306	64,340	2,937	26,206	69,661
Merkostnad for elprod. Mkr/år	1,270	12,998	42,319	1,379	14,323	48,480	1,329	13,805	45,206
Sum enhetskostnader (elprod) øre/kWh_{el}	90,7	74,3	67,2	98,5	81,8	77,0	94,9	78,9	71,8

gjort under følgende forutsetninger:

Verdien av produsert varme (K_{varme}) antas å være den samme som kostnadene ved å produsere den samme varmen i en ren varmekjel. Da blir merkostnadene ved el-produksjonen (K_{el}):

$$K_{\text{el}} = K_{\text{tot}} - K_{\text{varme}}$$

Enhetskostnaden [øre/kWh] blir da:

$$K_{\text{el}}/\text{Prod}_{\text{el}}$$

Tabell 4-10 viser kostnader for ulike forbrenningsanlegg med mottrykksturbin. Av tabellene fremgår det at selv om energikostnadene er lave og el produseres med lite varmetap medfører høye kapitalkostnader

Tabell 4-11 Avfallskjel			
Enheter MW	10	30	
Investeringskostnader			
Anleggskostnader kr/kW	18000	15000	
Byggetidsrenter kr/kW	914	762	
Sum investeringskostnader kr/kW	18914	15762	
Kapitalkostnader kr/kW/år	1392	1160	
Faste driftskostnader kr/kW/år	500	500	
Sum faste årskostnader kr/kW/år	1892	1660	
Fullasttimer, avfallsforbrenning timer/år	8000	8000	
Fullasttimer, lvert varme timer/år	4500	4500	
Faste kostnader Mkr/år	18,9	49,8	
Virkningsgrad	85 %	85 %	
Spesifikt brenselforbruk kg/kWh	0,368	0,368	
Energipris kr/kg	-0,800	-0,800	
Energikostnader øre/kWh	-29,5	-29,5	
Variable kostnader ekskl. energi øre/kWh	31,0	30,0	
Produsert varme GWh/år	80,0	240,0	
Lvert varme GWh/år	45,0	135,0	
Energikostnad Mkr/år	-23,6	-70,7	
Netto totalkostnader Mkr/år	20,1	51,1	
Sum netto enhetskostnader øre/kWh	44,8	37,8	

at elproduksjonen likevel blir forholdsvis kostbar.

4.4.3 Kjel for avfallsforbrenning

Avfall er ikke en ren fornybar ressurs. Av restavfall som leveres til norske forbrenningsanlegg er ca. 52 % biologisk opprinnelse (Se NVE Oppdragsrapport 2/2011: Fornybarandel i avfall til norske forbrenningsanlegg).

Kjel for avfallsforbrenning har høye investeringskostnader, men slike anlegg kan bli økonomisk attraktive pga. lave (negative) brenselkostnader. Renholdsverkene må betale for å deponere avfallet og dette kommer avfallsforbrenningsanleggene til gode.

Tabell 4-11 viser kostnadstall for anlegg som kun produserer varme. Følgende driftsmønster er lagt til grunn:

- Anlegget mottar og forbrenner avfall hele året (brukstid = 8 000 timer)
- Produsert varme leveres til husholdninger. Egne kjeler for topplast. Overskudds-

varme i perioder med liten last dumpes. Antatt brukstid = 4 500 timer.

Sortert avfall vil kunne skape mer forutsigbare forhold for

forbrenningsprosessen og dermed forenkle utformingen av kjelene. Disse vil da kunne produseres til en lavere kostnad. Eksempler på slike

Kjelparаметer	Enheter	Kjelparаметer	
		10	30
Elandel (av produsert varme)		20 %	25 %
Investeringskostnader			
Anleggskostnader	kr/kW	24 500	20 000
Byggetidsrenter	kr/kW	1 245	1 016
Sum investeringskostnader	kr/kW	25 745	21 016
Kapitalkostnader	kr/kW/år	1 894	1 546
Faste driftskostnader	kr/kW/år	1 056	480
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	2 950	2 026
Brukstid, avfallsforbrenning	timer/år	8 000	8 000
Fullasttimer	timer/år	6 000	6 000
Faste kostnader	Mkr/år	29,503	60,792
Virkningsgrad		82 %	83 %
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,382	0,377
Energipris	kr/kg	-0,800	-0,800
Energikostnader	øre/kWh	-30,5	-30,2
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	40,0	37,0
Produsert energi (el+varme)	GWh/år	80,000	240,000
Elproduksjon	GWh/år	16,000	60,000
Lvert varme	GWh/år	48,000	135,000
Årlig energikostnader	Mkr/år	-24,433	-72,416
Variable kostnader eks energi	Mkr/år	32,000	88,800
Årskostnad	Mkr/år	37,070	77,176
Kostnad for varmeprod.	Mkr/år	21,490	51,082
Merkostnad for elprod.	Mkr/år	15,580	26,094
Sum enhetskostnader (elprod.)	øre/kWh_{el}	97,4	43,5

Ytelse	Enheter	Rene paller			Med maling/tapet			Impregneret		
		1	10	30	1	10	30	1	10	30
Investeringskostnader										
Anleggskostnader	kr/kW	5000	4000	3500	6500	5500	4500	7500	6500	5500
Byggetidsrenter	kr/kW	125	100	88	163	138	113	188	163	138
Sum investeringskostnader	kr/kW	5125	4100	3588	6663	5638	4613	7688	6663	5638
Kapitalkostnader	kr/kW/år	411	329	288	535	452	370	617	535	452
Faste driftskostnader	kr/kW/år	100	70	50	200	150	100	300	250	200
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	511	399	338	735	602	470	917	785	652
Brukstid	timer/år	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000	4000
Faste kostnader	øre/kWh	12,8	10,0	8,4	18,4	15,1	11,8	22,9	19,6	16,3
Virkningsgrad		85 %	85 %	85 %	80 %	80 %	80 %	85 %	85 %	85 %
Spesifikt brenselforbruk (20 % fukt*)	kg/kWh	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,500	3,100	3,100	3,100
Energipris [kr/kg]	kr/kg	0,600	0,600	0,600	0,400	0,400	0,400	0,150	0,150	0,150
Energikostnader	øre/kWh	17,1	17,1	17,1	11,4	11,4	11,4	4,8	4,8	4,8
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	8,0	7,0	6,0	12,0	10,0	8,0	7,0	6,0	6,0
Sum enhetskostnader	øre/kWh	37,9	34,1	31,6	41,8	36,5	31,2	34,8	30,5	27,1

*Impregneret trevirke

kjeler er vist i tabell 4-13 som viser kostnadene ved etablering av kjeler for ulike kategorier rivningsvirke. Merk at for denne type avfall må energiselskapene betale for avfallet.

Ved å oppgradere en avfallskjel til et **mottrykksanlegg**, vil en i tillegg kunne produsere elektrisitet. Når det er avsetning for restvarmen, produseres elektrisiteten med høy virkningsgrad (kun avgasstap). En slik oppgradering krever økte investeringer i høytrykkskjel, damp turbin og generator. Det er vanlig å dimensjonere mottrykkssturbinen slik at ca. 25 % av innvunnet varme i kjelen omdannes til elektrisitet. Et eksempel på en beregning av hva elproduksjonen med dette tiltaket koster er vist i tabell 4-12. De økonomiske aspektene ved dette tiltaket er i stor grad avhengige av lokale forutsetninger som f. eks. verdien av

Tabell 4-14 Rivningsvirke - kjel med mottrykkssturbin					
Kjelparasitet	Enheter MW	10		30	
		Elandel (av produsert varme)		20 %	25 %
Investeringskostnader					
Anleggskostnader	kr/kW	15 500	13 000		
Byggetidsrenter	kr/kW	388	325		
Sum investeringskostnader	kr/kW	15 888	13 325		
Kapitalkostnader	kr/kW/år	1 275	1 069		
Faste driftskostnader	kr/kW/år	800	400		
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	2 075	1 469		
Brukstid (el og varme)	timer/år	8 000	8 000		
Faste kostnader	øre/kWh	25,9	18,4		
Virkningsgrad		82 %	83 %		
Spesifikt brenselforbruk	kg/kWh	0,35	0,35		
Energipris (trevirke m/maling)	kr/kg	0,40	0,40		
Variable kostnader ekskl. energi	øre/kWh	20,0	16,0		
Elproduksjon	GWh/år	16,000	60,000		
Leverte varme	GWh/år	64,000	180,000		
Årlig energiproduksjon	GWh/år	80,000	240,000		
Innfyrt brensel	tonn/år	28 000	84 000		
Energikostnader	Mkr/år	11,200	33,600		
Faste årskostnader	Mkr/år	20,749	44,077		
Variable kostnader eks energi	Mkr/år	16,000	38,400		
Årskostnad	Mkr/år	47,949	116,077		
Kostnad for alternativ varmeprod	Mkr/år	21,835	56,861		
Merkostnad for elprod.	Mkr/år	26,113	59,216		
Sum enhetskostnader (elprod)	øre/kWh_{el}	163,2	98,7		

produsert varme. Merk for øvrig at produsert elektrisitet, i motsetning til varme, kan avsettes hele året. Ved å anta at de variable kostnadene er lavere enn markedsprisen på elkraft, vil det svare seg å

produsere elektrisitet så lenge forbrenningsanlegget er i drift. Vi får da en brukstid for elproduksjon på 8 000 timer som er større enn for levert varme (her satt til 6 000 timer).

I tabell 4-14 er det gitt

Tabell 4-15 Mobile kjeler		Pellets		Tørr flis		Olje			
Ytelse	Enheter MW	0,5		2		0,5		2	
		Investeringskostnader							
Anleggskostnader	kr/kW	5000	4000	5500	4500	1500	1200		
Byggetidsrenter	kr/kW	125	100	138	113	38	30		
Sum investeringskostnader	kr/kW	5125	4100	5638	4613	1538	1230		
Kapitalkostnader	kr/kW/år	411	329	452	370	123	99		
Faste driftskostnader	kr/kW/år	100	50	100	50	100	50		
Sum faste årskostnader	kr/kW/år	511	379	552	420	223	149		
Fullasttimer	timer/år	4000	4000	4000	4000	4000	4000		
Faste kostnader	øre/kWh	12,8	9,5	13,8	10,5	5,6	3,7		
Virkningsgrad		90 %	90 %	85 %	85 %	85 %	85 %		
Spesifikt brenselforbruk	kg(liter)/kWh	0,231	0,231	0,256	0,256	0,117	0,117		
Energipris	kr/kg(liter)	1,608	1,608	1,304	1,304	6,134	6,134		
Energikostnader	øre/kWh	37,2	37,2	33,4	33,4	71,8	71,8		
Variable kostnader eks energi	øre/kWh	7,0	6,0	10,0	8,0	8,0	5,0		
Sum enhetskostnader	øre/kWh	57,0	52,7	57,2	51,9	85,3	80,5		

kostnadstall for kjel med mottrykksturbin bygd for rivningsvirke. Siden man i dette tilfellet må betale for avfallet (14 øre/kWh), kjøres anlegget kun når det er avsetning for produsert varme (og el). I tabell 4-14 har vi forutsatt anlegget brukt som grunnlastanlegg med en brukstid på 8 000 timer for både el- og varmeproduksjon.

4.4.4 Mobile kjeler

Mobile kjeler kan være et anvendelig alternativ når det oppstår et behov for overgangsordninger og reserveløsninger som følge av ufortsette hendelser. For at en varmekjel skal kalles mobil må den kunne fraktes på en container. Kun energibærere som er enkle å håndtere er aktuelle å bruke. Tabell 4-15 gir et bilde på kostnadene for denne form for varmeproduksjon.

4.5 Solenergi

A. Datagrunnlaget

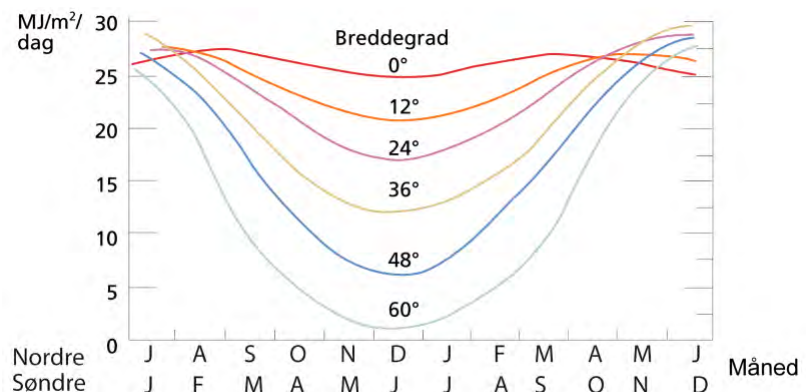
Solinnstrålingen er gitt av den såkalte *solarkonstanten* ($S = 1367 \text{ W/m}^2$). Denne innstrålingen gjelder for en flate som står vinkelrett mot stråleretningen og befinner seg utenfor jordas atmosfære i jordas middellavstand fra sola.

Solinnstrålingen som når jordoverflaten vil avhenge av de atmosfæriske forhold, den stedlige breddegrad og årstiden. Figur 4-6 viser solinnstrålingen mot en horisontal flate i løpet av et klarværsdøgn, angitt i

	Solfangerareal [kr/m ²]	Energikostnad [øre/kWh]
Tappevannsanlegg, ca 5m ²	3 000 – 5 000	50 – 100
Kombinert anlegg, ca 25 m ²	1 000 – 2 000	40 – 60
Tappevannsanlegg, 50-5 000 m ²	1 500 - 2 500	25 – 45
Svømmebasseng	1 000 – 1 500	20 - 45

Figur 4-6 Solinnstråling mot en horisontal flate i løpet av et klarværsdøgn

(Angitt i MJ/m²/d, avhengig av årstid og breddegrad)



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 inn-

strålingen under et klarværsdøgn. I sum varierer den årlige energiinnstrålingen mot Norges areal fra vel 1100 kWh/m² i sør til ca 700 kWh/m² i nord.

B. 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 med gunstig solinnstråling. Nyttbar solinnstråling til rom-

oppvarming 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.

4.5.1 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.

4.5.2 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 varmefordelingssystem.

Varmefordelingssystemet er et vannbårent gulvvarmesystem hvor varmelageret erstatter tradisjonelle varmekilder som dobbeltmantlet bereder, elkasset eller lignende. Ved god planlegging kan en solvarmeinstallasjon 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.

Solinnstrålingen 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 holdpunkt for dimensjonering vil en i Norge forsøke å dekke 30-50 % av energibehovet over året ved hjelp av sol. Da forbruket av energi normalt ikke faller sammen med tilgangen på energi fra sola, kreves det et varmelager for å utjevne denne forskjellen. For å sikre en døgnkontinuerlig energiforsyning til en vanlig norsk bolig, vil behovet for varmelager være ca. 2 000 liter vann. Solfangerarealet vil typisk være 20-30 m². Ved større installasjoner bør det gjøres særlige beregninger.

Utbyttet av et solfangeranlegg er avhengig av hvordan energien benyttes og hvor i landet en befinner seg. Den årlige solinnstrålingen i Norge varierer fra ca. 700 kWh/m² i nord til 1100 kWh/m² i sør. For solfangere går omtrent 20 % av solenergien tapt på grunn av refleksjon. Effektivt utbytte etter norske forhold vil variere mellom 300- 500 kWh/m²/år, men kan i beste fall komme opp i 700 kWh/m² (ved bruk av vakuumsolfangere). 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 er mest effektivt ved lave temperaturer, dvs. i området 25-45 °C. Et gulvvarmesystem arbeider ofte ved ca 30 °C, mens et svømmebasseng kan ha enda lavere temperatur. Mye av tappervannet som brukes i det daglige er også under 40 °C, 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 e.l. Her er prisene 2 500 - 4 000 kroner per m² 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 4-16 viser kostnader ved typiske solanlegg under denne forutsetning (6,5 % rente, 15 års nedskrivning). De lave kostnadene for svømmebasseng har sammenheng med at anlegget er uten akkumulator og styringssystem.



Figur 4-7 Historiske priser på solcellepaneler

4.5.3 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 16 prosent for multi-krytalinsk silisium og 18 prosent for monokrytalinsk silisium. Et panel vil i den sørlige 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 produsert kWh. Det er i første rekke i avsidesliggende områder, langt fra det elektriske nettet, at solcellene har fått et marked.

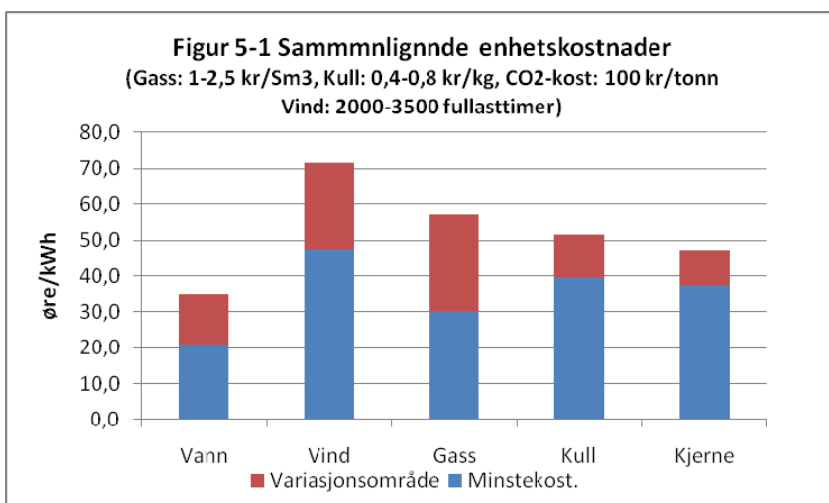
Karakteristisk for innføring av ny teknologi er fallende priser med økende produksjonsvolum. Dette gjelder også for solceller, men som det fremgår av figur 4-7, kan man ikke alltid regne med en jevnt fallende pris-kurve. Markedsmessige forhold, dvs. stor etterspørsel, kan spille inn og drive prisene oppover igjen. Innenfor solcelleteknologien er det likevel høye forventninger om at prisene vil falle sterkt på litt lengre sikt.

5. Det sentrale kraftproduksjonssystemet

5.1 Innledning

Et landsomfattende kraftsystem består av ulike kraftproduserende enheter (kraftverk). Disse settes sammen og driftes ut fra tekniske og økonomiske kriterier. Til sammen skal de til enhver tid dekke energietterspørselen. Produksjonskostnadene vil variere mye og er bl.a. avhengig av valgt kraftgenereringsform, se figur 5-1. Det er også store variasjoner i kostnadene innenfor samme kraftgenereringsform. Her spiller lokale forhold en betydelig rolle, dessuten er det knyttet en usikkerhet til fremtidige brenselkostnader. Usikkerheten i kostnadsanslagene fremgår av figur 5-1.

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 i tillegg være avhengig av naturgitte forhold som tilgang på vann og vind. Forholdet mellom årlig produksjon og maksimal ytelse kaller vi for **brukstiden** eller antall **fullasttimer**. Brukstiden uttrykker m.a.o. hvor mange timer et kraftverk måtte ha gått med full ytelse for å levere oppnådd årsproduksjon. Brukstiden kan maksimalt bli 8760 timer, som



er antall timer i året. Årsproduksjonen fra et kraftverk kan også uttrykkes med en **kapasitetsfaktor** som er forholdet mellom oppnådd årsproduksjon og den produksjonen kraftverket ville ha oppnådd med konstant full ytelse hele året (brukstid 8760 timer tilsvarende en kapasitetsfaktor på 100 %).

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

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

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

Optimal brukstid kan beregnes ved hjelp av driftssimuleringer. For vannkraft-/vindkraftverk blir brukstiden bestemt av de årlige vanntilslig/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 5-1 angir

hvilke tilgjengelighetsdata som er lagt til grunn for ulike typer varmekraftverk. **Tilgjengelighet** er her definert som det antall timer som et kraftverk i gjennomsnitt er tilgjengelig for drift, dvs. antall timer i året fratrukket driftsstans pga. feil eller planlagt vedlikehold. Kraftverkets **regularitet** er sannsynligheten for at det skal fungere som forutsatt i løpet av et visst tidsintervall ved gitte drifts- og miljøforhold [4].

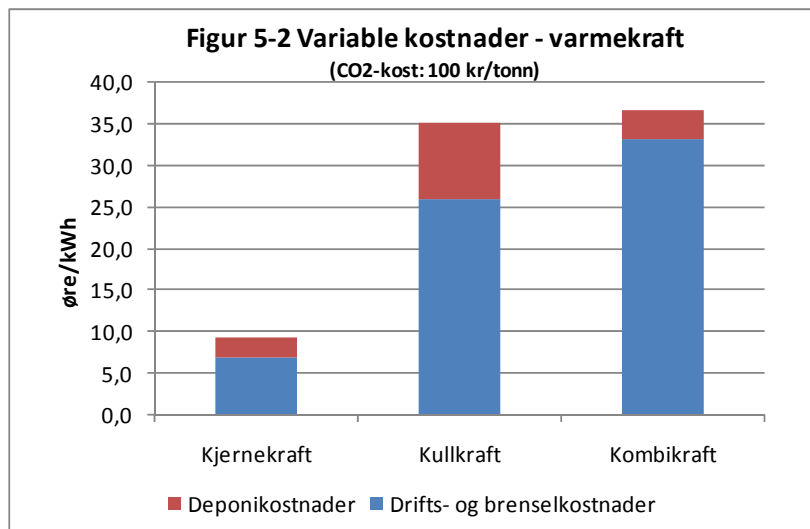
5.2 Grunnlastproduksjon

Kraftverkenes økonomiske og tekniske karakteristikk er avgjørende for om kraftverket blir bygd og hvordan det skal kjøres, bl.a. hvor lang brukstid det legges opp til. En skiller i denne forbindelse mellom grunnlast og regulerkraft. Et **grunnlastverk** kan karakteriseres på følgende måte:

- Det må ha en høy leveringssikkerhet og være bygd for helkontinuerlig drift
- De driftsavhengige kostnadene må være lave

Kullfyrte kondenskraftverk, kombikraftverk og kjernekraftverk er eksempler på kraftverk som kan kjøres som grunnlastverk og som går på full last i lange perioder og ikke nedreguleres i vesentlig grad. Varmekraftanleggene vil ha normal revisjonsstans om sommeren og gjerne en lengre

Anleggstype	Størrelse [MW]	Regularitet [%]	Vedlikehold [uker/år]	Tilgjengelighet [timer/år]
Gassturbinverk	10-100	98	4	7 900
Gassfyrte kombiverk	100-400	98	4	7 900
Industriell gassturbin	1-100	95	3	7 800
Industrielt mottrykksanlegg	1-10	95	2	8 000
Gassmotor med avgasskjel	1-10	95	2	8 000
Kullkraft	100-600	98	5	7 800
Kjernekraft	1000	98	5	7 800



revisjonsstans med års mellomrom. Når kraftprisene er lave, vil kraftverk med høyest variabel (driftsavhengig) kostnad bli stengt først. Fordelingen av variable kostnader er vist i figur 5-2. De variable kostnadene omfatter både drifts-, brensel- og deponikostnader. Med deponikostnader menes CO₂-kvotekostnader for kullkraft- og kombikraftverk og kostnader for forvaring av kjernefysisk avfall for kjernekraftverk.

Med de energipriser og kvotepriser som er lagt til grunn i denne figuren er det kombikraftverket som har de høyeste driftsavhengige kostnadene. Det er viktig å være oppmerksom på at brenselprisene kan variere mye avhengig av hva slags avtaler kraftprodusenten har inngått med sine leverandører. I figuren fremstår kjernekraft med lavest driftskostnad. Vann- og vindkraftverk har også lave driftsavhengige kostnader, men produksjonen i disse enhetene bestemmes av

tilgang på vann/ vind snarere enn kraftpriser.

I Norge blir vannkraftverk med magasinering kjørt som grunnlastverk. I tillegg brukes de som regulerkraftverk og har derfor en kortere brukstid enn for eksempel et gassfyrt kombi-kraftverk.

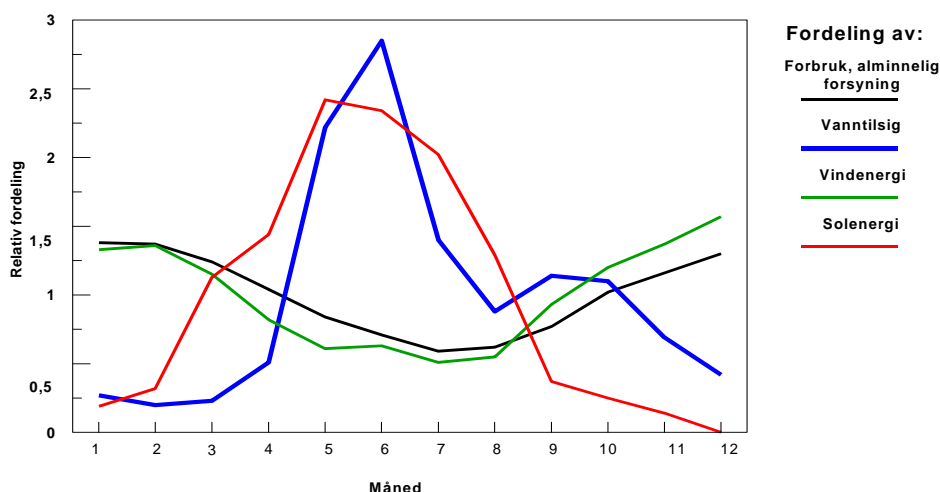
Vindkraftverk og vannkraftverk uten magasinering er eksempler på kraftverk som ikke kan brukes som grunnlastkraftverk da kraftbidraget fra disse kraftverkene er for upålitelig.

Kraftverk som inngår i et overordnet kraftsystem og som av økonomiske grunner kjøres med en lang brukstid, vil fremstå (se kap. 3 og 4) som kostnadseffektive og få lave enhetspriser. Dette følger dels av at systemkostnadene (se kap. 5.3) er holdt utenom.

5.3 Regulerkraft

Et landsomfattende kraftproduksjonssystem, bestående av ulike typer kraftproduiserende enheter (kraftverk), må til enhver tid samordne kraftproduksjonen slik at det skjer en momentantilpassing mellom produksjon og forbruk. Et særtrekk ved kraftproduksjon basert på fornybar energi (vindkraft, uregulert vannkraft) er at den er såkalt intermittert, dvs. at produksjonen styres av tidsavhengige forhold i naturen og ikke av forbruket. Da tilgangen på uregulert vannkraft og vind-

Figur 5-3 Bidrag fra fornybar energi over året



kraft ikke alltid faller sammen med forbruksvariasjonene over døgnet og året, må det etableres en supplerende kraftproduksjon som besørger den nødvendige balansen mellom produksjon og forbruk. Denne kraftproduksjonen kan vi kalle regulerkraft.

For å dekke energietterspørselen i perioder med redusert leveringsevne må det m.a.o. gjøres tilleggsinvesteringer, for eksempel i form av energilagring, som innebærer en merkostnad for denne type fornybare energikilder. Slike kostnader betegnes gjerne som innpassingskostnader eller **systemkostnader** og er ikke inkludert i tabellene for de enkelte kraftgenereringsformer (kap. 3 og 4).

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 kraftverk uten magasinering har en dårlig energiprofil med liten vinterproduksjon. Et kombigasskraftverk, utformet som grunnlastverk og 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 momenttilpassing mellom produksjon og etterspørsel. For å få til nødvendige effektendringer når forbruket øker eller avtar, må det gjøres store lastreguleringer over korte tidsrom. Vannkraftverk og til dels gass-turbinverk har i denne forbindelse vanligvis gode egenskaper, mens vindkraftverk mangler denne evnen. Ordinære varmekraftverk kan kjøres med dette for øye og på den måten tildeles denne egenskapen, men dette er en svært kostbar driftsform.

Figur 5-3 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 energibidraget kan ligge høyt allerede i mars-april.

5.3.1 Systemkostnader

Økt innslag av uregulerbar kraft i det norske elforsynings-systemet kan utløse et behov for å iverksette særskilte tiltak for å øke reguleringsevnen slik at produksjonen til enhver tid er tilpasset forbruket. I Norge vil dette gjøres enklest og rimeligst ved å øke reguleringsevnen i vannkraftsystemet.

Tabell 5-2 Effektkostnad - vannkraftverk		
Gjennomsnittlige tilleggskostnader ved red. av brukstid		
Investeringskostnader	Enhet	
Anleggskostnader	kr/kW _{el}	500
Maskintekniske installasjoner	kr/kW _{el}	500
Elektrotekniske installasjoner	kr/kW _{el}	700
Byggetid	år	3,0
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	158
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	1 858
Kapitalkostnader	kr/kW _{el} /år	123
Driftskostnader	kr/kW _{el} /år	19
Sum faste årskostnader	kr/kW _{el} /år	142

Produksjon av regulerkraft vil alltid ha en kostnad, både økonomisk og miljømessig. For noen vannkraftverk vil hurtige endringer i vannføringen være problematiske (for eksempel erosjon), mens andre, eksempelvis magasinverk med utløp i havet eller i et magasin, vil tåle dette bedre. Kraftverkets plassering i nettet har også stor betydning.

Aktuelle tiltak for å øke reguleringsevnen i systemet er som følger:

1. *Økt regulerkraft ved ombygging av eksisterende anlegg*
Dette kan være aktuelt å gjennomføre i forbindelse med vedlikehold og opprusting.
2. *Nye kraftverk til erstatning for eksisterende*
For en utbygging der en står overfor betydelige vedlikeholdsoppgaver og der anlegget i utgangspunktet er underdimensjonert i forhold til ressursen i vassdraget, kan det være riktig å erstatte

det eksisterende kraftverk med et nytt og større.

3. *Effektutbygging*

I noen tilfeller kan det være aktuelt å øke installasjonen i eksisterende kraftverk med hovedformål å øke effekttilgjengeligheten og dermed reguleringsevnen i systemet. Dette gjelder spesielt for kraftverk med god magasin kapasitet og gunstige utløpsforhold (utløp til hav eller til et stort magasin, eller også til en stor innsjø). Se også kap. 4.2.1. I slike tilfeller må det som oftest lages nye vannveier (ny tunnel og/eller sjakt i tillegg til eksisterende) og installeres nye aggregater i tillegg til de eksisterende. I noen tilfeller er det aktuelt også å erstatte de eksisterende aggregatene med nye.

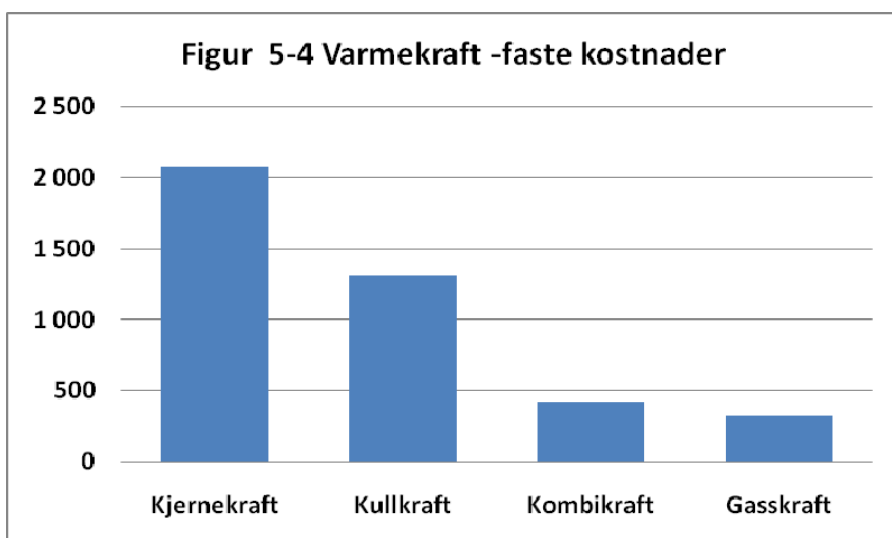
Kostnadene for å installere ny regulerbar effekt varierer sterkt avhengig av lokale forutsetninger ved det enkelte anlegg. Utvidelser av kraftverk som realiseres av andre årsaker er gjennomgående rimeligst. Da kan en typisk merkostnad ved

en effektutvidelse være 0 – 1000 kr/kW.

I tabell 5-2 er det vist hva det koster å øke effektinstallasjonen i et nytt vannkraftverk ut over det som kan anses som normalt. Det er regnet med et høytrykksverk og kostnadstallene viser hva det koster å redusere brukstiden fra 5 000 timer til 2 000 timer. Kostnadstallene er å anse som gjennomsnittlige. Variasjonene kan være betydelige. Det må skilles mellom dette og en økning av installasjonen i et eksisterende kraftverk

5.3.2 Marginal kraftproduksjon med varmekraft

Karakteristisk for et produksjonssystem med et dominerende innslag av varmekraft er at det er effektdimensjonert, dvs. at systemet først og fremst dimensjoneres for den høyeste lasten gjennom året. Har man sikret oppdekkingen av maksimalt effektuttak har en også sikret nødvendig energi-produksjon gjennom året (i motsetning til for eksempel et vannkraftsystem som i det vesentlige er energidimensjonert). Dette medfører at varmekraftverkene har en ledig produksjonskapasitet gjennom store deler av året. For



flere av de kraftproduserende enhetene blir brukstiden da mindre enn det som er lagt til grunn i tabellene i kap. 3.

For å få en økonomisk løsning på dette problemet skilles det mellom grunnlastproduksjon (kap. 5.2) og topplastproduksjon. Mens grunnlastproduksjonen forbeholdes kraftverk med lave driftsavhengige kostnader er kravene til topplastproduksjon eller marginal kraftproduksjon at

- effekten er tilgjengelig når behovet oppstår, dvs. at kraftverket har en kort oppstarttid.
- faste, driftsuavhengige kostnader er lave (de driftsavhengige kostnadene er mindre kritiske siden brukstiden er kort).

Økonomiske hensyn tilsier at produksjon av topplast (produksjon med kort brukstid) forbeholdes de kraftproduserende enheter som har de laveste faste årlige (driftsuavhengige) kostnadene. Av figur 5-4 fremgår det at hvis topplasten skal produseres i et varmekraftverk, er det gasskraftverk og kombikraftverk som peker seg ut som de mest økonomiske. I praksis er driften av kraftverkene mer komplisert enn bare å ta kortsiktige økonomiske hensyn. Bl.a. må en også ta i betraktning at kombikraftverk normalt er konstruert for kontinuerlig drift og således lite egnet for kortvarig topplastproduksjon.

6. Energidistribusjon

Med energidistribusjon menes ledningsbunden transport av energi fra produsent til forbruker.

Det skilles her mellom *fjern-distribusjon* og *nærdistribusjon*. Fjern-distribusjon for el og gass vil omfatte transport over avstander på 100-500 km med overførte effekter på 1 000-10 000 MW. Fjern-distribusjon av varme omfatter avstander på 1-20 km med overførte effekter på 10-200 MW.

For nærdistribusjon spiller effekttettheten, regnet i effektforbruk per arealenhet, stor betydning. For forskjellige områder kan følgende effekttetthet antas.

- Villaområde
5-20 MW/km²
- Rekkehusområde
15-25 MW/km²
- Blokkbebyggelse
25-30 MW/km²
- Bysenter
100-150 MW/km²

Et energidistribusjonsanlegg må dimensjoneres for en forventet maksimal last (effekt) i løpet av et år. I beregning av enhetskostnadene (øre/kWh overført energi) må en ta hensyn til både sesong- og døgnvariasjoner.

Sesongvariasjoner av lasten oppstår som følge av at behovet

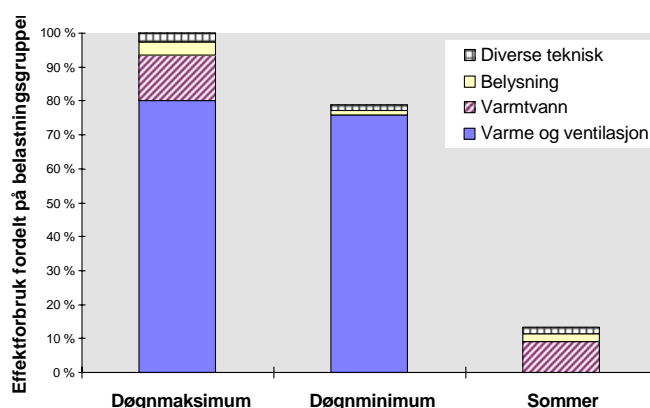
til oppvarming og ventilasjon varierer ved ulike utetemperaturer. Dette behovet representerer ofte den største delen av lasten i høylastperioder, og er i stor grad uavhengig av kundegruppe.

I tillegg til utetemperaturen vil andre klimatiske forhold som vind og solinnstråling påvirke energi- og effektbehovet.

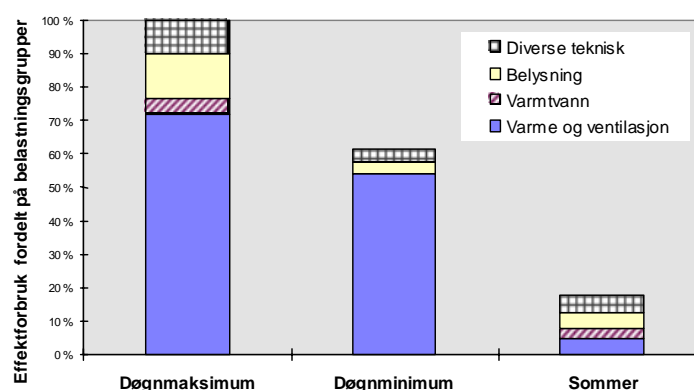
For de fleste kundegrupper representerer den sesongvariable delen av effektbehovet en variasjon på ca. 50 - 60 W/m². For enkelte kundegrupper som kontorbygg og vare-

handel vil imidlertid kjølebehov samt bruk av klimakjøling og kjøledisker medføre en relativt høy last også om sommeren.

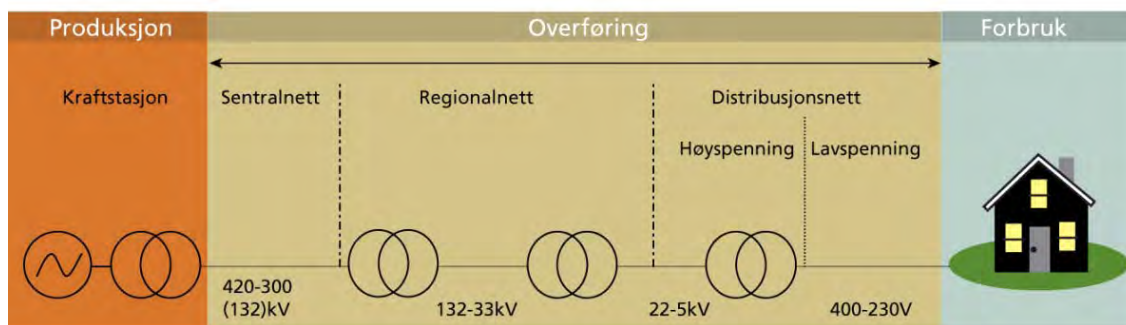
Døgnvariasjoner oppstår fordi bruken av de ulike typer bygg og utstyr varierer over døgnet. For husholdninger har forbruket en høylastperiode om morgenen (kl. 0800) og et maksimum etter arbeidstid/kveld (kl. 1800-2200), mens for næringsbygg/kontorer oppstår maksimumsforbruket like etter arbeidsstart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



Figur 6-1 Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "husholdninger"



Figur 6-2 Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "næringsbygg"



Figur 6-3 Skjematisk fremstilling av det nordiske kraftsystemet fra produksjon til forbruker

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

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

I figurene 6-1 og 6-2 er et typisk belastningsmønster for henholdsvis bolig og næringsbygg vist grafisk. Følgende lastsituasjoner er lagt til grunn:

Døgnmaksimum

Maksimal last for kunde-gruppen i makslastperioden om vinteren (årsmaksimum)

Døgnminimum

Laveste døgnlast for kunde-gruppen i den samme maks-lastperioden (om natten)

Sommer

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

6.1 Eldistribusjon

Elektrisk kraft produseres i kraftstasjoner og leveres inn på

overføringsnettet for deretter å bli transportert ut til den enkelte forbruker. Kraftoverførings-systemet omfatter mange ulike komponenter (luft-ledninger, jord- og sjøkabler, transformatorer, brytere m.m.) på forskjellige spenningsnivåer. Figur 6-3 viser en skjematisk fremstilling av det norske kraft-systemet fra produksjon til forbruker. Mange forbrukere og kraftstasjoner er også tilknyttet andre nettnivåer enn det som figuren viser.

Investeringskostnadene for luftledninger er i hovedsak sammensatt av kostnader til master, strømførende liner, isolerende oppheng, samt transport og montasje. Kost-naden (kr/km) for luftledninger varierer i hovedsak med spenningsnivået, tverrsnittet på linen, materialvalg for master og terrengtypen linjen går i.

Kabelkostnadene er sammen-satt av kostnader til grøfter, kabel (PEX eller olje), utleg-ging og montasje, samt til skjøter og muffehus. Det er i hovedsak spenningsnivå, tverrsnittet på kabelen og grunn-

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

Tabell 6-1 Spenningsnivå og typiske intervall for overføringskapasitet

forhold som kostnaden for kabel varierer med. For trans-formatorstasjoner er investeringskostnadene hovedsakelig sammensatt av kostnader til bygging, transformatorer, bryterfelt og koblingsanlegg.

Grunnet lav byggeaktivitet har det ikke vært mulig å frem-skaffe oppdaterte kostnadstall for investeringer i overførings-nett og transformatorer. Disse tabellene (tabell 6-1 og 6-3, jf. NVE-håndbok 1/2007) går derfor ut i denne utgaven av "Kostnadsrapporten". For spesifikke investeringskost-nader til nettanlegg vises det til *Planleggingsbok for kraftnett*,

utgitt av SINTEF Energiforskning.

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 %.

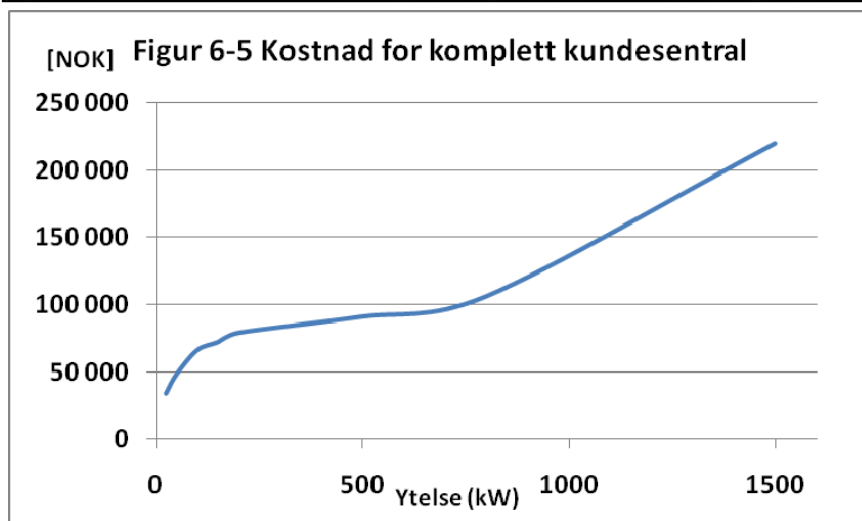
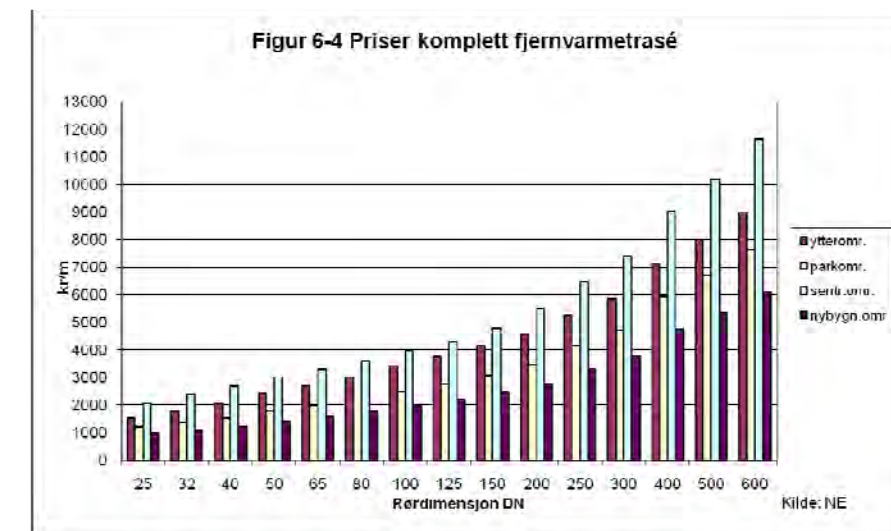
Overføringsystemet dimensjoneres slik at det oppfyller kravene til stabilitet og pålitelighet. For den enkelte overføringsforbindelse er maksimal overføringsevne det viktigste kravet. En økonomisk optimal dimensjonering tar i tillegg hensyn til tapskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnadene. Tabell 6-1 viser i hvilke effektområder optimal overføringskapasitet typisk ligger for ulike ledningsnett og spenningsnivåer.

De økonomiske levetider for elektriske overføringsanlegg kan generelt antas å være 35 år.

6.2 Varmedistribusjon

Kostnader for varmedistribusjon i rør avhenger av flere faktorer, blant annet varmetetthet ($\text{kWh}/\text{km}^2/\text{år}$), røرنettets utforming, grunnforhold og belegg (asfalt eller jord), nærhet til by/tettsted og eksisterende bygninger samt øvrige tekniske anlegg.

I etableringsfasen vil **fjernvarmenettet** ofte bli dimen-



sjonert for også å kunne dekke fremtidig effektbehov. Man får dermed en større kostnad for distribusjonsnettet i startfasen av en utbygging.

Basert på erfaringer fra fjernvarmeutbygging i Sverige og Norge er enhetskostnader [kr/m] for utbygging av et distribusjonsanlegg for varme vist i figur 6-4. Kostnadsanslagene gjelder ferdig lagt røرنett med tur og returledninger i samme grøft, men ikke kostnad for installasjoner (undersentraler mv.) i bygget hos de ulike varmemottakerne. Lokale forhold har stor betyd-

Tabell 6-2
Eksempler på kostnader ved varmedistribusjon

Eks. på anlegg i drift	Energi-leveranse [$\text{GWh}/\text{år}$]	Invest/årsoms [kr/kWh]	Transportpris [$\text{øre}/\text{kWh}$]
1	50	0,7	7
2	75	1	9,5
3	90	1,1	14
4	60	1,5	11
5	160	2,0	19
6	80	2,9	27

ning for kostnadene. For å illustrere kostnadsvariasjonene er det lagt inn tall for fire karakteristiske forsyningsområder: ytterområder, parkområder, sentrale områder og typiske nybyggingsområder. Det er dyrest

å bygge ut i sentrale byområder, men dette oppveies normalt av et høyere energiforbruk per grunnareal.

Kostnadene for installasjoner (kundesentraler m.v.) i bygget til de ulike varmemottakerne kommer i tillegg. Disse er vist på figur 6-5. Tallene gjelder for enkle kundesentraler. Kundesentraler for fjernvarme kan kompletteres med flere ventilsett og mer automatikk, og i større nett kan kundesentralene fjernstyres for å optimalisere driften i fjernvarmenettet.

Avanserte kundesentraler av denne type har en kostnad opp til det dobbelte per installasjon sammenlignet med figur 6-5

Som vi ser fra figur 6-4 er kostnadene for fjernvarmeanlegg sterkt varierende. Eksempler på hva konkrete fjernvarmeprosjekter i Norge har kostet er vist i tabell 6-2. De store variasjonene i kostnadene en ser her kan også skyldes lokale hensyn som f. eks. at søppelforbrenningsanlegg må plasseres slik at transportavstandene blir lange og kostbare.

6.2.1 Varmelager

De fleste varmeverk blir dimensjonert for topplast slik at de til enhver tid kan levere den varme som blir etterspurt. Alternativt kan en installere et varmelager. En står da friere til å produsere varme uavhengig av den spontane etterspørselen etter varme. Dette gjøres mye i

Størrelse [m ³]	Kapasitet* [kWh]	Pris [Mkr]	Pris* [kr/kWh]
500	20 319	1,40	68,90
1000	40 639	2,25	55,37
2000	81 278	3,90	47,98

*Varmekapasitet/enhetspris basert på en temperaturredifferanse på 35 °C. Varmetap ikke inkludert

Avstander	Kostnad [øre/Sm ³]
LNG-skip (store tankskip interkontinentalt)	10 - 15
HP-rør eksport (Europipe)	10 - 15
HP-rør nasjonalt (Trondheimsfjorden)	10 - 20
Kystgass (uten mottaksanlegg)	30 - 40

Rør-dimensjon (SDR 11)	Kapasitet	Effekt	Lett terreng	Vanskelig terreng	Bygater
[mm]	[Sm ³ /h]	[MW]	[kr/m]	[kr/m]	[kr/m]
63	600	5	1200-1500	1400-1800	1700-2100
110	2 400	20	1300-1550	1650-2000	2000-2400
160	5 400	45	1400-1900	1750-2200	2200-2700
200	9 000	75	1700-2150	1950-2400	2800-3200
280	14 500	120	2100-2400	2350-2800	3200-3500

*Tabell er basert på min 80 cm overdekning, norsk gassnorm og SDR11(PE80) rør

Danmark der fjernvarmeforsyning kombineres med kraftvarmeproduksjon. Kraftvarmeproduksjonsenheten kan da kjøres på full last under høylastperioder, mens kraftprisen er høy. Overskuddsvarmen avsettes i varmelageret. Under lavlastperioder, med lave kraftpriser, stenges produksjonsenheten, samtidig som etterspurt varme tas fra varmelageret.

Som varmelager brukes en akkumuleringstank fylt med vann. Tanken er utformet som

en stor termos med lite varmetap. Tabell 6-3 gir investeringskostnader for etablering av lagertank. Hvor mye energi som kan lagres i 1 m³ vann, er avhengig av differansen mellom høyeste og laveste temperatur i tanken. For å heve 1 m³ vann en grad kreves 4,2 MJ= 1,17 kWh. Oppgitte enhetspriser, angitt i kr/kWh, er basert på en maksimal temperaturredifferanse i lageret på 35 °C.

6.3 Gass-distribusjon

Vi har to hovednivåer for transport av naturgass;

- Transmisjon: Storskala gasstransport fra produksjonssteder til større mottaksanlegg.
- Distribusjon: Småskala gasstransport fra mottaksanlegg til lokal bruker.

Transmisjon av gass foregår over større avstander i hovedsak ved hjelp av høytrykksrør eller store skip med kapasitet over 100 000 m³, mens distribusjon av gass foregår lokalt, hovedsakelig ved hjelp av lavtrykksrør, små tankskip eller tankbil.

Transport av naturgass er kapitalintensivt og har begrenset fleksibilitet. Legger man rør er det ønskelig å utnytte mest mulig av kapasiteten. Tilsvarende for LNG/CNG vil man søke å utnytte kapasiteten i produksjonsanlegget mest mulig, men her er fleksibiliteten større enn for røralternativet. For alle transportalternativene foregår det en teknologisk utvikling som bringer kostnadene nedover.

6.3.1 Transmisjon

Bruk av rørledning er den sikreste og 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. Det nærmeste man kommer et transmisjonsrør på "Fastlands-Norge", er høytrykksrøret fra Kårstø til Risavika på Jæren. Fabrikken i Risavika er kjernen i Skangass-satsningen som frontes av energiselskapet Lyse. Den forsyner et lokalt distribusjonsnett rundt Stavanger, men det produseres også LNG for transport på små tankskip og tankbiler.

Fra Risavika transporteres LNG med skip til mottaksanlegg ved Fredrikstad (Øra) og ved Stockholm (Aga-terminalen). Fra disse mottaksanleggene distribueres gassen videre i rørnett og i tankbiler.

I Norge har det vært planer om større innenlandske transmisjonsrør inn Trondheimsfjorden til Skogn og langs Skagerakskysten via Grenland og videre inn i Østersjøen. Ingen av disse prosjektene er så langt realisert.

Dersom naturgassen skal transporteres i skip 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*). Både LNG- og CNG-kjeden består av et produksjonsanlegg, distribusjonskanaler (skip eller tankvogn), mottaksanlegg og

lokal distribusjon (tankvogn eller lavtrykksrør). CNG er sjelden funnet å være en aktuell løsning for transport over noe større avstander. Dette skyldes både høye kostnader ved komprimering av gass, og ikke minst kostnadene ved logistikken. LNG har imidlertid vist seg å være en god løsning der det ikke er hensiktsmessig å bygge rørledninger og de senere årene er det bygd en rekke LNG produksjonsanlegg i Europa.

I Norge er det flere LNG og CNG produksjonsanlegg. Videre transport fra disse anleggene skjer med skip eller tankbil.

Tabell 6-4 viser eksempelvis transmisjonskostnader over definerte avstander.

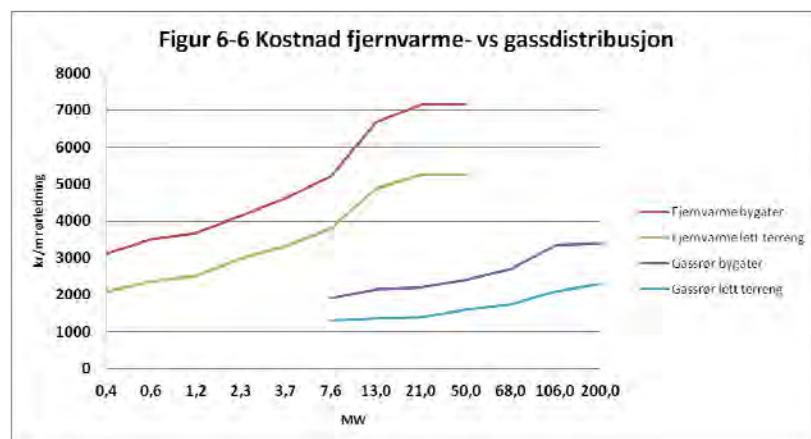
6.3.2 Distribusjon

Lokal distribusjon av naturgass kan gjøres på flere måter. I og med at det norske markedet domineres av lokale aktører, gjenspeiles distribusjonsmetoden av valgt løsning hos lokal leverandør. De dominerende distribusjonssystemene er;

- Lavtrykks rørledningsnett, dvs. lavere enn 10 bar (overtrykk)
- LNG i tankbil (alt. skip) til mottaksanlegg hos sluttbruker
- CNG i tankbil til mottaksanlegg hos sluttbruker

Regionene rundt Stavanger og Haugesund domineres av lavtrykks rørledningsnett. I Bergensregionen finnes løsninger med både LNG og CNG, mens resten av landet hovedsakelig har løsninger basert på LNG. I Grenlandsområdet er det bygd ut lavtrykks rørledningsnett og fjernvarme av det samme energiselskapet. I områder der det finnes lavtrykks rørledningsnett er det vanskelig å konkurrere for løsninger med CNG og LNG, hovedsakelig pga de høye produksjonskostnadene for sistnevnte. CNG benyttes i noen grad i stasjonære anlegg, men er mest vanlig i mobile anlegg (mindre volum), for eksempel gassbusser.

Tabell 6-5 viser kostnadene ved å etablere et lavtrykks rørledningsnett. 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.

Langs kysten av Norge er det til dels store avstander mellom de potensielle kundene for bruk av naturgass. Det vil derfor ikke være naturlig å koble seg til et lavtrykks rørledningsnett for en stor andel av disse. Den beste løsningen vil da være LNG fraktet med bil eller skip, hvor man bygger et lokalt mottaksanlegg som betjener den spesifikke kunden, alternativt flere kunder i området. I Norge finnes det

mindre tankskip med kapasiteter på 1 000 m³ til 7 500 m³ som brukes til regional distribusjon av LNG.

Figur 6-6 viser en sammenligning av distribusjonskostnader mellom gass og fjernvarme. Kostnadene referer til typiske byområder og mer jomfruelig (lettere) terreng.

Som man ser er gass billigere å distribuere enn fjernvarme, og forskjellen blir større når man tar i betraktning energitetthet og anvendelse.

Det er etablert en Norsk Gassnorm som skal bidra til at myndighetenes krav til sikkerhet ivaretas. Normen er utviklet av naturgass- og utstyrsleverandører i Norge, mens Norsk Gassenter sørger for videre oppfølging. Den tar for seg utforming, installasjon, kontroll og drift/vedlikehold av gassanlegg¹ og reflekterer

¹ Begrepet "gassanlegg" i Norsk Gassnorm omfatter:

- Det ytre forsynings/distribusjonssystemet for gass, fra tank/flaske-

myndighetskrav, anerkjente
tekniske løsninger, prosedyrer
og praksis. Mer informasjon og
selve normen finnes på
www.gassnormen.no.

sentral eller MR-stasjon
(nedstrøms transmisjons-
systemet)

- Fordelingssystemet for gass innvendig i bygg
- Det gassforbrukende utstyret

Vedlegg

A. 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 kullekvivalenter (tce) osv. skal derfor avvikles. De enkelte energivarene kan derimot fremdeles angis med sine spesielle handelsenheter, for eksempel tonn olje, hektoliter koks og kilowattime 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	947	0,3777
1 kWh	3,6	1	860	8,446E-05	1,228E-04	3 412	1,3596
1 kcal	4,187E-03	1,163E-03	1	9,823E-08	1,429E-07	3,968	1,581E-03
1 toe*	42 622	11 839	10 179 994	1	1,45428490	40 403 551	16 097
1 tce*	29 308	8 141	7 000 000	0,6876	1	27 780 401	11 069
1Btu	1,06E-03	2,93E-04	0,252	2,48E-08	3,60E-08	1	3,98E-04
1 hkh	2,6478	0,7355	632,4	6,212E-05	9,035E-05	2 514	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

B. Stikkordregister

A

Aktiv solvarme.....	47
avfallsforbrenning	44
avgasskjel.....	25
avgifter.....	13
Avkastningskrav	9

B

Betz-kriteriet	38
Bioenergi	41
Biokjel	42
brennverdier.....	11
Brenselceller	25
brenselpriser.....	11
brukstiden	49
Btu	62
Byggetid.....	9
Byggetidsrente	9

C

Carnot-virkningsgraden	16
CHP	15
CNG.....	58
CO ₂ -avgift.....	14
CO ₂ -utslipp	30

D

Dieselmotorkraftverk	20
distribusjon av naturgass.....	58

E

effektfaktor	27
Effekt faktoren	38
effekttilskudd	51
Effektutbygging	52
elavgift.....	13
Eldistribusjon.....	55
Elkjel.....	26
Elpris.....	12
Elvekraftverk	33
elvirkningsgraden.....	16
energiavgifter.....	13
Energidistribusjon.....	54
energiekvivalenten	33

Energienheter.....	62
energiinnhold	11
Energi pris.....	11
energiprofil	51
energiverk	33
exa.....	62

F

fjerdistribusjon	54
fjernvarmenettet	56
Forbruksavgiften for elektrisitet.....	13
fornybar energi.....	33
fullasttimer	49

G

Gass	10
Gassdistribusjon.....	58
Gassfyrt kombikraftverk	17
Gasskjel	27
Gassmotor	24
Gassturbin	25
Gassturbinverk.....	19
GAV	35
giga	62
gjenanskaffelsesverdi.....	35
grunnlastverk	50

H

hkh.....	62
Høytrykksanlegg.....	34

J

joule	62
-------------	----

K

kalkulasjonsrente	9
kapasitetsfaktor	49
kilo.....	62
Kjermotorkraftverk.....	21
kogeanlegg.....	15
kombikraftverk	17
kraftpris.....	12
Kraftvarmeverk.....	15 ; 23
Kraftverkets regularitet	50

kull	9
Kullforgassing	19
kullkraftverk.....	18

L

lastfølgeegenskaper	52
Lavtrykksanlegg	34
LNG	58

M

magasinkraftverk	34
mega	62
Miljø- og energiavgifter	13
mottrykksanlegg	45

N

N-1 – kriteriet	29
naturgass.....	58
nedre brennverdi.....	11
nettpris.....	13
newtonmeter.....	62
NOx-utslipp.....	31
nærdistribusjon	54

O

offshore vindkraftverk.....	40
Olje.....	10
oljekabler.....	56
Oljekjel.....	26
overføringsnettet.....	55

P

Passiv solvarme.....	47
PE-kvalitet.....	59
pellets	41
peta	62
PEX - kabler.....	56
Platt's prisindeks	10
Pumpekraftverk	34

R

regularitet	50
-------------------	----

Regulerkraft	51
--------------------	----

S

SI-enhetene.....	62
solarkonstanten.....	46
Solceller	48
Solenergi	46
solfanger.....	47
solvarme	47
Svovelavgift	14
systemkostnader	51
Systemkostnader	52

T

tce.....	62
tera.....	62
Tilgjengelighet	50
toe.....	62
topplastverk.....	20
Transmisjon.....	58

U

Utslipp ved varmekraftproduksjon	30
utslippet fra kjeler	31

V

Vaketap	39
Vannkraftverk	33
varighetskurve.....	29
Varmedistribusjon	56
varmegjenvinning.....	25
Varmekraftverk	15
Varmelager.....	57
Varmepumper.....	27
Varmesentraler	15; 26; 28
Vindkraftverk	38

Ø

økonomisk levetid	9
øvre og nedre brennverdi.....	11

C. Tabell/figur-oversikt - Kilder

Tabeller		Kilde
2- 1	Energiverk - kalkulasjonsforutsetninger	NVE/SWECO
2- 2	Energiinnhold og -priser	NVE/SWECO/Mepex
3- 1	Virkningsgrader for forskjellige aggregatstørrelser	EVT
3- 2	Gassfyrt kombikraftverk	SWECO
3- 3	Kullkraftverk	SWECO
3- 4	Gassturbinkraftverk	SWECO
3- 5	Dieselmotorkraftverk	SWECO
3- 6	Kjernekraftverk	SWECO
3- 7	Kogeanlegg (gassmotor)	SWECO
3- 8	Kogeanlegg (gasturbin)	SWECO
3- 9	Tekniske data - brenselceller	SWECO
3- 10	Elkjel	SWECO
3- 11	Fyrkjel	SWECO
3- 12	Varmepumpe	SWECO
3- 13	Varmesentral	SWECO
3- 14	Utslipp fra kjeler ved ulike brenslere	SWECO
4- 1	Fordeling av vannkraftkostnader	NVE
4- 2	Vannkraftverk - høytrykk	NVE
4- 3	Vannkraftverk - lavtrykk	NVE
4- 4	Små vannkraftverk	NVE
4- 5	Mikro-vannkraftverk	NVE
4- 6	Andre vannkraftverk	NVE
4- 7	Vindkraftverk	NVE
4- 8	Priser på ulike biobrenslere	SWECO
4- 9	Biokjel	SWECO
4- 10	Biokjel med mottrykksturbin	SWECO
4- 11	Avfallskjel	SWECO
4- 12	Avfallskjel med mottrykksturbin	SWECO
4- 13	Rivningsvirke	SWECO
4- 14	Rivningsvirke - kjel m/mottrykksturbin	SWECO
4- 15	Mobile kjeler	SWECO
4- 16	Investeringskostnader - komplette solvarmeanlegg	SWECO
5- 1	Tilgjengelighet varmekraftverk	NE
5- 2	Effektkostnad - vannkraftverk	NVE
6- 1	Spenningsnivå og typiske intervall for overføringskapasitet	NVE
6- 2	Eksempler på kostnad ved varmedistribusjon	SWECO
6- 3	Akkumuleringstank	SWECO

Figurer		Kilde
2- 1	Kullpriser 1998-2010	SWECO
2- 2	Prisutvikling råolje vs. fyringsolje	SWECO
2- 3	Energipriser fra kjel	SWECO
2- 4	Systempris, Nord Pool	Nord Pool
2- 5	Systempris, Nord Pool (normalisert)	NVE/ Nord Pool
2- 6	Elprisutvikling i husholdningsmarkedet	NVE
3- 1	Virkningsgrader for elproduksjon	EVT
3- 2	Produksjonskostnader - kombikraftverk	NVE/SWECO
3- 3	Kombikraftverk - enhetskostnader	NVE/SWECO
3- 4	Produksjonskostnader - kullkraftverk	NVE/SWECO
3- 5	Historiske priser – uran	Trade Tech
3- 6	Kostnadsutvikling for varmekraftverk	NE/SWECO
3- 7	Virkningsgr. for kombikraftv. med varmelev.	NE
3- 8	Varighetskurve - oppvarming av bygning	NE
3- 9	CO ₂ -utslipp ved ulike brensler	NE
3- 10	CO ₂ -utslipp ved ulike varmekraftverk	NE
3- 11	Økning av produksjonskostnad ved ulike kvotepriser påCO ₂	NVE/SWECO
3- 12	NOx-utslipp fra kjeler ved ulike brensler	NE
3- 13	NOx-utslipp fra kraftproduserende enheter	NE
4- 1	NVEs Vannkraftindeks	NVE
4- 2	Kostnadskurve for vannkraftutbygging	NVE
4- 3	Energiproduksjon fra frittstående vindturbin	NVE
4- 4	Produksjonskostnader - vindkraftverk	NVE
4- 5	Kostnadsfølsomhet for vindkraft	SINTEF
4- 6	Solinnstråling mot en horisontal flate	
4- 7	Historiske priser på solcellepaneler	Solarbuzz
5- 1	Enhetskostnader - ulike kraftgenereringsformer	NVE/SWECO
5- 2	Variable kostnader - varmekraft	NVE/SWECO
5- 3	Bidrag fra fornybar energi over året	NVE
5- 4	Varmekraftverk - faste kostnader	NVE/SWECO
6- 1	Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "husholdninger"	NVE
6- 2	Belastningsmønster for sluttbrukerkategorien "næringsbygg"	NVE
6- 3	Skjematisk fremstilling av det nordiske kraftsystemet	NVE
6- 4	Priser komplett fjernvarmesentral	SWECO
6- 5	Kostnad for kundesentral	SWECO
6- 6	Kostnad fjernvarme vs. Gassdistribusjon	SWECO

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

Utgitt i Håndbokserien i 2011

Nr. 1 Kostnader ved produksjon av kraft og varme (65 s.)



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags-
og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

