

## Nasjonal klimatilaksanalyse

### Delanalyse om tiltak innenfor stasjonær energibruk og – produksjon



Tegning: © [Ukrutt](#)

Energieffektivisering gir mindre varme til kråka og mer til deg.

Civitas AS og Siv.ing. Kjell Gurigard  
på oppdrag fra SFT, Revidert august 2005

## Forord

Rapporten er utarbeidet på oppdrag fra SFT som et bidrag til nasjonale klimatiltaksanalyse.

Civitas AS rådgivergruppen ved Eivind Selvig og Siv.ing. Kjell Gurigard har utført arbeidet. Eivind Selvig har vært prosjektleder.

Formålet med utredningen har vært å avdekke tiltak som gir reduksjoner i utslipp av klimagasser fra stasjonær energibruk samt å vurdere potensial for ny produksjon av elektrisitet. Notatet omfatter tiltak knyttet opp mot utslippskildene ”104 - Andre Næringer” og ”105 - Boliger”, jf. nasjonalt utslippsregnskap (SFT og SSB).

Vurderingene baserer seg på informasjon/publikasjoner fra sentrale aktører innefor fagområdet, samt egne beregninger og tilpasninger/skaleringer fra eksempelprosjekter til nasjonalt nivå. Det ligger en relativ stor usikkerhet i resultatene ved en slik framgangsmåte, men en mer detaljert studie vil være svært omfattende og langt utenfor rammen av prosjektet. Resultatene vil likevel være en god indikasjon på hvilke muligheter for klimagassreduksjoner, energiomlegging og elektrisitetsproduksjon basert på fornybare kilder som foreligger.

Kontaktperson og prosjektleder i SFT har vært rådgiver Tore Leite.

---

Eivind Selvig, AS Civitas, august 2005

# Innhold

<b>Nasjonal klimatilaksanalyse</b> .....	<b>1</b>
<b>Delanalyse om tiltak innenfor stasjonær energibruk og –produksjon</b> .....	<b>1</b>
Forord.....	2
Innhold .....	3
<b>1. Innledning</b> .....	<b>5</b>
<b>2. Forutsetninger</b> .....	<b>6</b>
1.1 Energibruk og utslipp i dag og fram mot 2020 Kildegruppene: ”104 Andre næringer” og ”105 Boliger” .....	6
2.1.1 Energibruk .....	7
2.1.2 Framskrivning av bygningsareal .....	9
2.1.3 Potensial for reduksjon og omlegging av energibruk i bygg .....	9
2.1.4 Utslipp fra kildegruppen annen næring (104) og boliger (105) og annen industri (1038), .....	12
2.1.5 Framskrivninger av energibruk og utslipp .....	13
2.2. Energipriser – dagens nivå.....	14
2.2.1 Elektrisitet/kraftpris.....	14
2.2.2 Brensel.....	16
2.3. Fremtidig energipriser i lys av økt overføringskapasitet og utbygging av ny kraftproduksjon i Norden.....	18
2.4. Diskonteringsrente og levetid. ....	21
<b>3. Utbyggingskostnad/produksjonskostnad for ny elektrisitet – vannkraft, vindkraft, gasskraft og biobasert kraft</b> .....	<b>22</b>
3.1. Vannkraft .....	23
3.1.1 Tradisjonell vannkraft inkl. opprustings- og utvidelsesprosjekter (OU).....	23
3.1.2 Småkraftverk.....	24
3.2. Vindkraft.....	26
3.3. Gasskraft .....	27
3.4. Bioenergi.....	28
<b>4. Tiltakene</b> .....	<b>30</b>
4.1. Innledning .....	30
4.1.1 Sentralvarmesystemer – en forutsetning for større innfasing av fjernvarme og bruk av biomasse til oppvarming .....	31
4.2. Tiltak 1 – Enøk i eksisterende byggmasse .....	33
4.2.1 Utslippskilden .....	33
4.2.2 Tiltaksbeskrivelse.....	33
4.2.3 Effekten av tiltaket .....	34
4.2.4 Kostnader og virkemidler .....	35
4.3. Tiltak 2 – Redusert energibehov i nye og rehabiliterte bygninger. ....	36
4.3.1 Beskrivelse av utslippskilden som omfattes av tiltaket.....	36
4.3.2 Tiltaksbeskrivelse.....	37
4.3.3 Effekten av tiltaket .....	37
4.3.4 Kostnader.....	38
4.3.5 Virkemiddel.....	40
4.4. Tiltak 3 – Fjernvarmeutbygging i Norge .....	41
4.4.1 Utslippskilden .....	41
4.4.2 Beskrivelse av tiltaket - bakgrunn, potensial og forutsetninger.....	41
4.4.3 Effekten av tiltaket .....	42
4.4.4 Kostnader, merkostnader og kostnad per redusert CO <sub>2</sub> -utslipp.....	43
4.4.5 Virkemidler, ansvar og samarbeidsaktører.....	44
4.5. Tiltak 4 - Varmepumpe .....	45
4.6. Tiltak 5 – Konvertering av olje-kjeler til bio-kjeler .....	46
4.6.1 Beskrivelse av utslippskilden .....	46
4.6.2 Tiltaksbeskrivelse.....	46
4.6.3 Effekten av tiltaket .....	47
4.6.4 Kostnader.....	47
4.7. Tiltak 6 – Utvide ordningen "Effektiv oljefyring" til store anlegg.....	49

4.7.1	<i>Utslippskilden</i> .....	49
4.7.2	<i>Tiltaksbeskrivelse - forutsetninger for nasjonal tiltaksanalyse</i> .....	49
4.7.3	<i>Kostnader</i> .....	50
4.8.	<b>Tiltak 7 – Boligass – direkte bruk av gass i boliger til erstatning for elektrisitet</b> .....	51
4.8.1	<i>Beskrivelse av kilden</i> .....	51
4.8.2	<i>Beskrivelse av tiltaket</i> .....	51
4.8.3	<i>Effekten av tiltaket</i> .....	51
4.8.4	<i>Kostnader</i> .....	52
4.8.5	<i>Virkemidler</i> .....	52
4.9.	<b>Tiltak 8 – Innfasing av solvarme</b> .....	53
4.9.1	<i>Beskrivelse av utslippskilden</i> .....	53
4.9.2	<i>Tiltaksbeskrivelse og vurdering av potensial i forhold til kostnad</i> .....	53
4.9.3	<i>Utslippseffekten av tiltaket</i> .....	54
<b>5.</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>55</b>

# 1. Innledning

Formålet med utredningen er å avdekke mulige tiltak som gir reduksjoner i utslipp av klimagasser fra stasjonær energibruk samt å vurdere potensial for ny produksjon av elektrisitet. Notatet omfatter utslippkildene ”104 - Andre Næringer” og ”105 - Boliger”, jf. nasjonalt utslippsregnskap (SFT og SSB). Utredningen inngår i det underlaget som SFT har anvendt i den Nasjonale klimatilaksanalysen.

Notatet er delt i to hoveddeler:

- Forutsetninger og framskrivninger
- Tiltaksbeskrivelser

Det er i denne rapporten ikke beregnet kostnader per utslippsreduksjon. Årsaken til det er at utslippsframskrivninger ikke har vært tilgjengelige under arbeidet og at SFT selv har vurdert og ”avgjort” tiltakenes innfasing i forhold til hverandre. Tiltakenes utslippsreduksjon er avhengig av hvilke tiltak som gjennomføres ”først og sist”.

I tiltaksbeskrivelsen gjennomgås hvert tiltak for seg. Beskrivelsene er grunnlaget for SFTs beregning av kostnadskurve for stasjonær energibruk og produksjon. Enkeltiltakene er beskrevet ut fra følgende spørsmålstillinger:

- Hva er utslippkilden og utslippsnivået fra denne kilden i dag?
- Hva består tiltaket av? (Enkel ”teknisk” beskrivelse av tiltaket.)
- Hva er utslippsreduksjonen ved å gjennomføre tiltaket (enhetsnivå og samlet for Norge)?
- Hva er de samfunnsøkonomiske merkostnadene og nytten per år ved gjennomføring av tiltaket?
- Hvilke virkemidler er/kan være aktuelle å ta i bruk (eksisterende eller nye)?

Det kan være at noen av tiltakene ikke er fullstendig beskrevet på grunn av manglende datagrunnlag.

## 2. Forutsetninger

I den hoveddelen gjennomgås sentrale forutsetninger og datagrunnlag for tiltaksvurderingene og avgrensningene. Følgende gjennomgås: bygningsareal, energibruk, utslipp, utviklingen i energipriser samt valg av diskonteringsrente og tidshorizont (levetid).

### 2.1 Energibruk og utslipp i dag og fram mot 2020 Kildegruppene: "104 Andre næringer" og "105 Boliger"

Utslipp av klimagasser fra disse kildegruppene skjer som følge av olje- og gassfyring (fossilt brensel) til oppvarmingsformål og eventuelt kjøling.

Hovedbenevnelsen er "stasjonær forbrenning" med følgende undergrupper: prosessindustri, energisektoren, andre næringer, husholdninger. Disse undergruppene splittes igjen opp med hensyn på bygningenes anvendelse, f.eks. bolig, sykehus, skole, kontorbygg, mm.

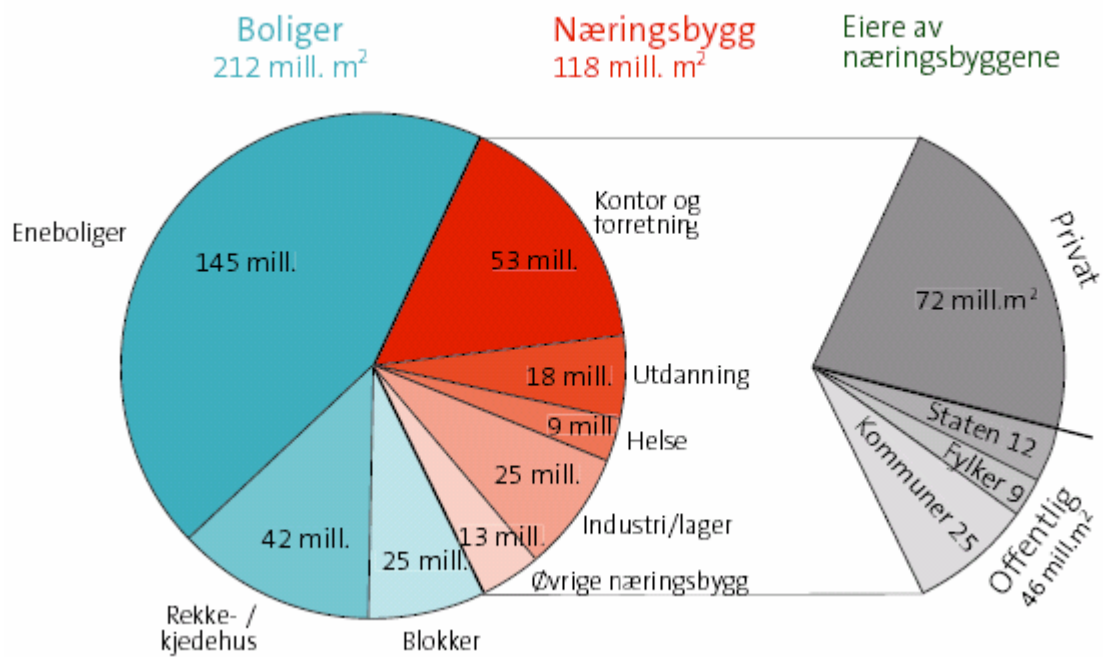
I denne analysen er elektrisitet anvendt både til varmeformål og elspesifikke formål inkludert selv om elektrisitet ikke gir direkte utslipp av klimagasser. Indirekte kan elanvendelse medføre utslipp hvis kraftproduksjonen er basert på fossilt brensel. I Norge (fastlandet) er det per i dag, liten til ingen elektrisitetsproduksjon ved bruk av fossil energibærere.

I denne analyse av utslipp, energibruk og mulig fremtidig omlegging av energibruk i boliger og næringsbygg er det vesentlig å ha oversikt over hvordan bygningene i dag forsynes med varme og elektrisitet, og sammensetningen av bygningsmassen med hensyn på antall m<sup>2</sup> med ulike funksjoner.

I tabell 1 til 5 er fordeling på anvendt energibærer og den spesifikke energibruken angitt for ulike bygningstyper og alder. Tabellene viser blant annet hvor stor andel av husholdningene som har olje/parafin fyring (kjel) som hovedoppvarmingskilde, og hvilke som har elektrisitet.

Bygningsmassens sammensetning i henhold til funksjon er vist i figur 1. Det var i Norge i 2000 var totalt om lag 330 mill m<sup>2</sup> gulvareal i bygningsmassen. Boliger (utslippskildegruppe 105) utgjorde ca 65 prosent eller 200-215 mill. m<sup>2</sup> gulvareal, mens næringsbygg (utslippskildegruppe 104) utgjorde 35 prosent eller ca 118 mill. m<sup>2</sup> gulvareal. Næringsbygg er den del av bygningsmassen som ikke benyttes til boligformål, men til offentlig eller privat tjenesteytende sektor og industriformål. Dette er bygg som blant annet skoler, sykehus, butikker, kontorbygg og oppvarmede produksjonslokaler for småindustri. Prosessindustriens produksjonslokaler er skilt ut som egen kildegruppe inkludert i undergruppen prosessindustri.

Bygningsmassen er i kontinuerlig endring. Det rehabiliteres, bygges nytt og det rives. Netto tilvekst, dvs. nybygg minus rivning, er anslått til ca 1 prosent per år. Det er god statistikk over ferdigstilte m<sup>2</sup> per år, mens det er dårlig (liten) oversikt over avgang(rivning). Estimater er derfor relativt grovt.



**Figur 1: Bygningskategorier (bruksområde) og eiere angitt med gulvareal per kategori.**  
Kilde: Enova, 2002.

### 2.1.1 Energibruk

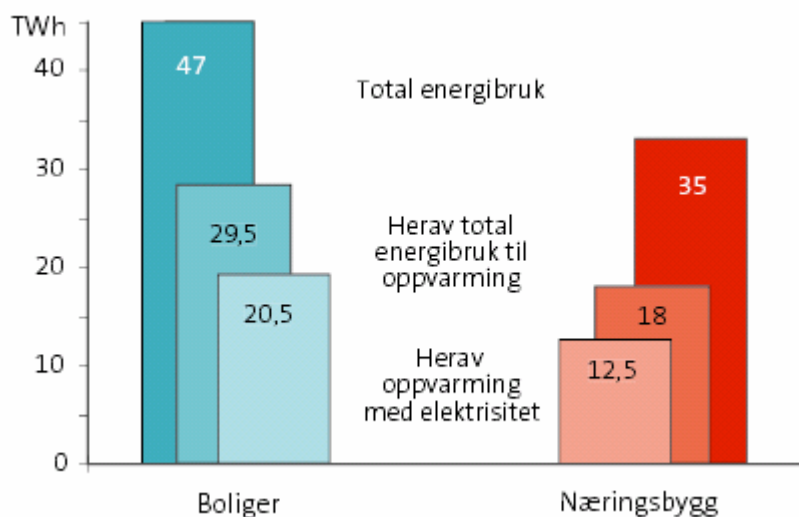
Ingen annen sektor har hatt større vekst i energibruk de siste 30 årene enn byggsektoren (bolig og næringsbygg). I dag går ca 38 prosent av landets stasjonære energibruk til byggsektoren. Dette utgjør anslagsvis 82-87 TWh, fordelt mellom ulike bygningskategorier.

Boliger står for det største forbruket med ca. 50 TWh (47-51 TWh), deretter kommer kontor og forretningsbygg med 13-14 TWh/år og skoler/forskningsbygg/kulturbygg med til sammen ca 8 TWh/år (se tabell 1).

Av den samlede energibruken i bygninger anvendes mellom anslagsvis 47,5 TWh eller 50-60 prosent til varmemål, se figur 2.

**Tabell 1: Energibruk i dag fordelt på bygningskategorier (bruksområde).**  
 Kilde: SINTEF, 2003 og SINTEF, 1999.

Byggkategori	TWh/år	Prosent av forbruk	Prosent av bruksareal
Bolig	50,9	58,4	64
Industri og lager	7,8	8,9	8
Kontor og forretning	13,4	15,4	13
Samferdsel og kommunikasjon	1	1,1	1
Hotell og restaurant	1,6	1,8	1
Kultur og forskning (inkl. skoler)	8,3	9,5	9
Helse (sykehus,-hjem, mm.)	2	2,3	2
Fengsel og beredskap	0,1	0,1	0
Diverse	2,1	2,4	2
<b>Sum</b>	<b>87,2</b>		



**Figur 2: Energibruk i dag fordelt på formål og bygningskategorier (bruksområde).**  
 Kilde: Enova, 2002.

## 2.1.2 Framskrivning av bygningsareal

Framskrivning av boligareal baserer vi på de siste årenes volum nybygging (SSB, 2004). For bygg større enn 500 m<sup>2</sup> var det i årene 2000-2003 ca 0,6 % nybygging per år. Det føres ikke statistikk over avgangen/rivning. Vi antar at denne er betydelig mindre og forutsetter i videre beregninger en netto tilvekst av boligareal på 0,6 % per år.

Veksten antas å være noe større for næringsbygg. Næringsbygg utgjorde i 2000 ca 118 millioner m<sup>2</sup> gulvareal, eller ca 35 prosent av bygningsmassen. Økningen næringsbygg (m<sup>2</sup> gulvareal) var i 1999 mellom 1 % og 3 % sett i forhold til den eksisterende bygningsmassen. Det antas at nybyggingen vil avta til fordel for rehabilitering og ombygging av eksisterende bygningsmasse.

Totalt gulvareal i bygninger (bolig og næring) antas å øke med ca 1 % per år, netto tilvekst. Det medfører at det i 2010 vil være om lag 350 mill m<sup>2</sup> og i 2020 om lag 410 mill. m<sup>2</sup>.

## 2.1.3 Potensial for reduksjon og omlegging av energibruk i bygg

Enova (2002, 2003, 2004) har anslått følgende potensial for reduksjon i energibruk og omlegging i norsk bygg- og eiendomssektoren:

- Reduksjon av energibruk: 5 TWh i løpet av 10 år og 6-8 TWh i løpet av 20 år (ca 10 % av sektorens energibruk)
- Konvertering fra olje/elektrisitet til lokal fornybar energi: 4-6 TWh i løpet av 10 år og 8-10 TWh i løpet av 20 år (ca 12 % av sektorens energibruk)

I tiltaksbeskrivelsene angis det to ulike ambisjonsnivå/innfasingsnivå for tiltakene avhengig av om tidshorisonten er 2010 eller 2020.

### Boliger

Energibruk i boliger er i dag ca 45 TWh (2000-tall). Av samlet spesifikt tilført energi til boliger utgjør elektrisitet ca 75-80 prosent, mens olje og parafin utgjorde 8-9 prosent, ved/biomasse ca 15 prosent.

Av dette går anslagsvis 60 prosent eller ca 27 TWh til oppvarmingsformål. Resterende til el-spesifikke formål som pumper, vifter, belysning, husholdningsapparater, mm. Se tabell 2 og 3.

I boliger er fordelingen mellom energibærere som anvendes til oppvarmingsformål anslått til:

- Elektrisitet: ~ 16 TWh/år
- Olje og parafin (fossilt brensel): ~ 4 TWh/år
- Ved (+kull/koks som er svært lite ifht. ved): ~ 7 TWh/år

Om lag 60 prosent av husholdningene (boliger) har direkte elektrisitet (panelovner) som hovedoppvarmingskilde, 7 prosent har sentralfyring med oljekjel/fjernvarme/elekjel/vedkjel/varmepumpe og 18 prosent har direkte fyring med ved.

**Tabell 2: Gjennomsnittlig årlig spesifikt energiforbruk (kjøpt/tilført energi), etter byggeår, region og areal. 2001. kWh tilført energi per m<sup>2</sup> per husholdning. Kilde: SSB.**

	<b>Total energi</b>	Elektrisitet	Olje og parafin	Ved, kull og koks
<b>Gjennomsnitt (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>203</b>	<b>163</b>	<b>11</b>	<b>28</b>
<b>Byggeår</b>				
Før 1931	202	162	4	35
1931-1954	208	159	21	29
1955-1970	216	172	18	26
1971-1980	205	165	9	30
1981 -1990	191	157	6	26
1990 og senere	185	157	1	27
<b>Region</b>				
Akershus	195	170	11	13
Oslo	176	158	14	2
Hedmark og Oppland	236	162	19	54
Sørøstlandet	203	153	16	34
Agder og Rogaland	180	157	3	20
Vestlandet	192	163	5	24
Trøndelag	231	152	17	62
Nord-Norge	240	194	11	35
<b>Boligareal</b>				
Under 60 m <sup>2</sup>	198	189	6	3
60-99 m <sup>2</sup>	217	177	14	27
100-149 m <sup>2</sup>	216	164	11	40
150 m <sup>2</sup> og over	171	134	10	26

**Tabell 3: Husholdninger etter hovedoppvarmingskilde. 2001. Prosent. Kilde: SSB.**

Hovedoppvarmingskilde	Prosent
Elektriske ovner	59,6
Varmekabler	9,3
Olje/parafinovn	5
Vedovn/peisovn/peis	17,7
Kombinert ovn for olje og parafin	1,3
Felles sentralfyr	4,5
Fjernvarme	0,7
Sentralfyr m/olje	0,3
Sentralfyr m/elektrisk ovn	0,9
Sentralfyr m/ved	0,1
Annet utstyr (inkl. varmepumpe)	0,3
Andre kombinasjoner av to typer utstyr eller sentralfyr som kan bruke flere energityper	0,2
Uoppgitt	0,1

### Næringsbygg inkl. annen industri

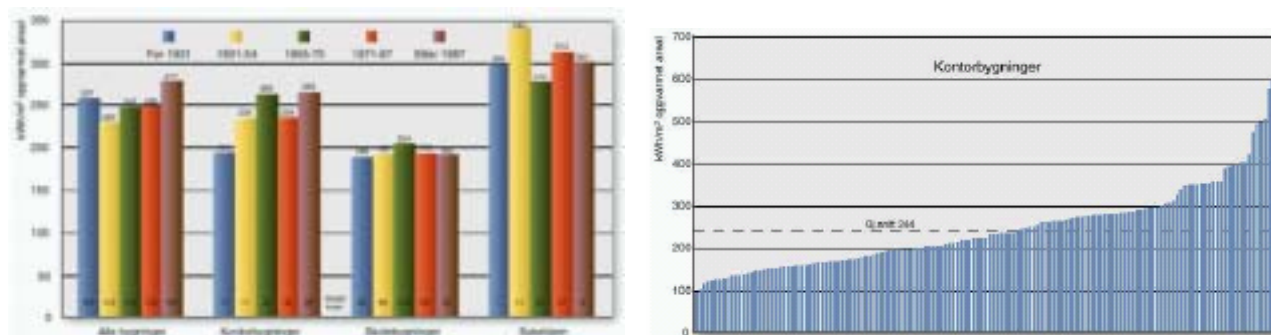
Energibruk i næringsbygg utgjorde ca 43 TWh i 2001. I likhet med energibruk i boliger utgjør oppvarming en vesentlig del av energibehovet, men til forskjell fra boliger så har næringsbygg et større behov for ventilasjon og kjøling. Om lag halvparten av samlet energibruk, dvs. 23 TWh, gikk i 2000 til oppvarming og kjøling. Resten fordeles på teknisk utstyr, ventilasjon og belysning.

Næringsbygg er den del av bygningsmassen som ikke benyttes til boligformål, men til offentlig eller privat tjenesteytende sektor og industriformål. Dette er bygg som blant annet skoler, butikker, sykehus, kontor og industribygninger.

Det er estimert at 65 prosent av alle yrkesbygg i Norge har luft- eller vannbårne oppvarmingssystemer. Energikildene anvendt i disse systemene har fram til de siste årene i hovedsak vært oljeprodukter, elektrisitet og fjernvarme. De fleste har installert både el- og oljekjeler har dermed muligheten til å veksle mellom energibærere avhengig av det relative prisforholdet. Det har i de siste fem til ti årene blitt flere som også installerer bioenergibaserte kjelanlegg og varmepumper, og i årene framover ser man for seg en økende anvendelse av denne typen mer lokal fornybar energi i de vannbårne varmesystemene i næringsbygg.

Næringsbygg har forskjellige brukere og er i mange tilfeller spesialtilpasset bruken. Dette medfører svært ulikt energibehov. Sykehus har høyere energibehov enn de fleste kontorbygg, både på grunn av døgkontinuerlig drift og avansert utstyr som krever mye energi. Det er stort potensial

for reduksjon av energibehov og forbedring av energiprestasjon i alle typer næringsbygg. De bygg med lavest energibruk per m<sup>2</sup> bruker mindre enn 1/2 parten av gjennomsnittsbygget i dette utvalget.



**Figur 3: Energibruk per m<sup>2</sup> i ulike typer næringsbygg.**  
Kilde: Enova, Bygningsnettverkets energistatistikk. Årsrapport 2002.

I tabell 4 er det oppgitt samlet tilført energi til bygninger og angitt en fordeling på energibærere og formål. Fordelingen på formål er usikker med hensyn på elektrisitet.

**Tabell 4: Energibruk i bygg i 2000. Næringsbygg ("Annen industri" og "Andre næringer") og "Boliger". Oppgitt som TWh per år.**  
Kilde: Enova og SSB.

	Sum	Elutstyr	Direkte el-oppvarming	Olje/parafin oppvarming	Annen oppvarming (FV, ved, kull, koks)
1038; Annen industri	16,1		8,1	5,8	2,2
104; Andre næringer	26,7	8,9	12,5	4,3	1
105; Boliger	44,5	17,5	16,1	3,9	7
Sum 1038, 104 og 105	87,3	63,1		14	10,1

#### 2.1.4 Utslipp fra kildegruppen annen næring (104) og boliger (105) og annen industri (1038),

Utslipp av klimagasser fra stasjonær energibruk i boliger og næringsbygg er beregnet av SSB og SFT på grunnlag av statistikk over salg og anvendelse av fossilt brensel. I tabell 5 er utslippene i 2000 av CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> og N<sub>2</sub>O angitt som tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per år. I tabell 6 er utslipp av andre komponenter angitt som tonn per år.

De nevnte kildene slapp i 2000 ut ca 5 prosent av de nasjonale klimagassutslippene. Andelen varierer fra år til år, men har de siste årene utgjort mellom 4 og 6 prosent. Utslippetsandelen for andre gasser varierer mellom 2,5 % og mer enn 70 % av nasjonalt utslipp.

**Tabell 5: Utslipp av klimagasser i 2000 fra oppvarming og kjøling av bygninger i kildegruppene "Andre næringer" og "Boliger". Oppgitt som tonn CO<sub>2</sub>-ekv. per år. Kilde SSB/SFT.**

	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Sum CO <sub>2</sub> -ekv.
1038; Annen industri	864.000	3.318	13.640	880.958
104; Andre næringer	911.000	12.264	5.890	929.154
105; Boliger	733.000	132.027	13.640	878.667
Sum 1038, 104 og 105	2.508.000	147.609	33.170	2.688.779
Prosent av nasjonalt utslipp	6,14 %	1,97 %	0,55 %	5,01 %

**Tabell 6: Utslipp av andre gasser (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>) i 2000 fra oppvarming og kjøling av bygninger i kildegruppene "Andre næringer" og "Boliger". Oppgitt som tonn per år. Kilde SSB/SFT.**

	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	NMVOC
1038; Annen industri	1.334	1.445	304	223	772
104; Andre næringer	1.066	559	61	46	126
105; Boliger	1.740	637	42.569	42.552	8.235
Sum 1038, 104 og 105	4.140	2.641	42.934	42.821	9.133
Prosent av nasjonalt utslipp	9,96 %	1,67 %	64,96 %	71,41 %	2,40 %

### 2.1.5 Framskrivninger av energibruk og utslipp

Framskrivninger av energibruk og utslipp foretas ikke i dette dokumentet, men i hoveddokumentet til SFT.

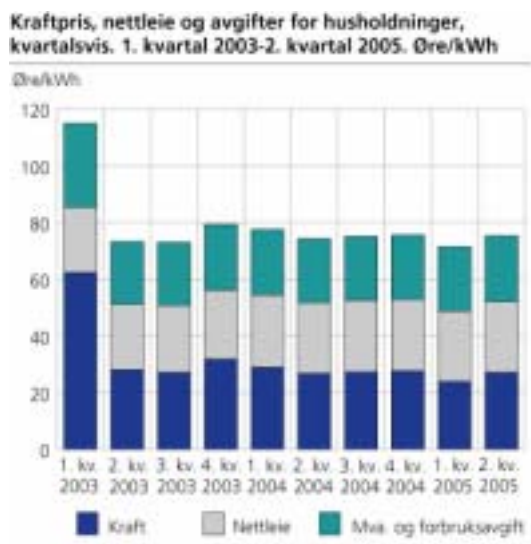
## 2.2. Energipriser – dagens nivå

### 2.2.1 Elektrisitet/kraftpris

Elektrisitetsprisene er hentet fra SSB og Norpool. Døgnmarkedsprisen var i gjennomsnitt 22,9 øre/kWh i 2003. I figur 4 fremgår det at 2003 var et spesielt år med svært høye kraftpriser i 1. kvartal, opp i overkant av 60 øre/kWh for husholdninger og overkant av 30 øre/kWh for industrikunder. Fra og med 3. kvartal og fram til i dag har kraftprisen til sluttbruker variert mellom 20 og 30 øre/kWh. Kvartalsvis elektrisitetspris til sluttbruker (husholdninger) er vist i figur 5 splittet på kraftpris inkl. fastprisledd, nettleie og avgifter.



Figur 4: Utviklingen i kraftpris fra 1998 til 2005 for tre markedssegmenter, husholdning, tjenesteytende sektor og industri.  
Kilde: SSB.

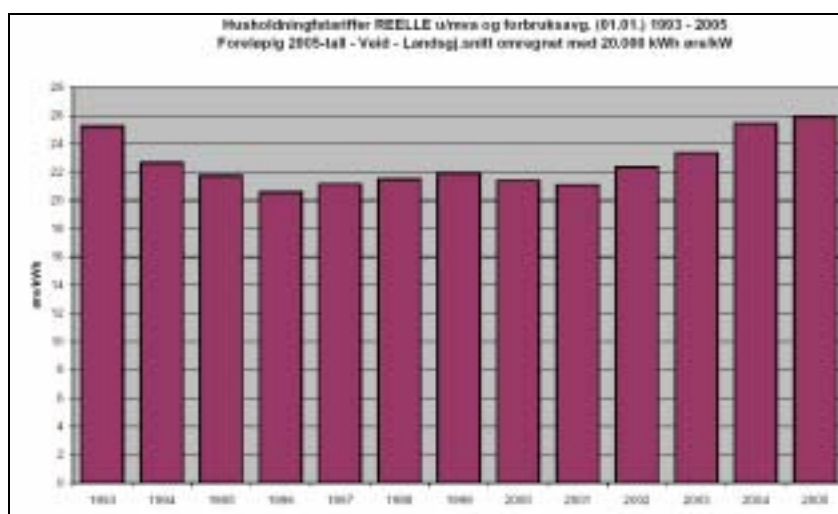


Figur 5: Kvartalsvis kraftpris til sluttbruker (husholdning) splittet på kraftpris, nettleie og avgifter [kilde: www.ssb.no, Norpool]

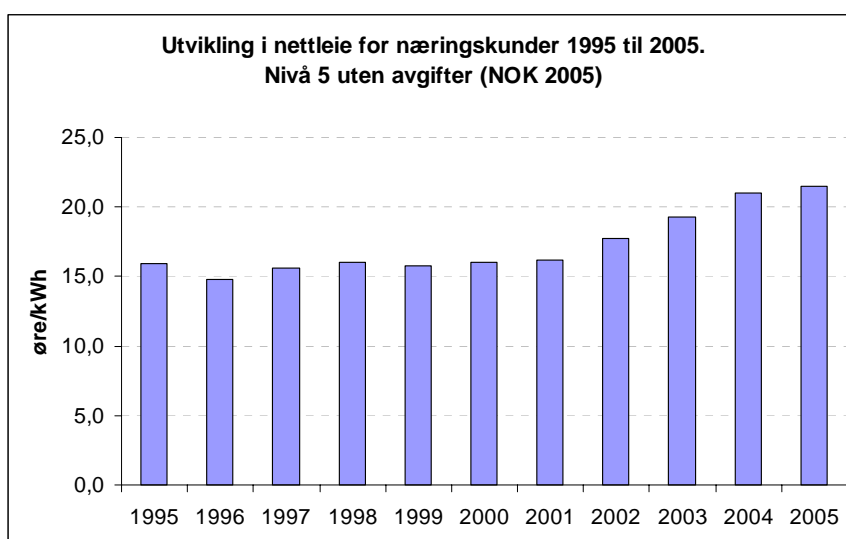
Utviklingen i nettleien for husholdninger og næringskunder gjennom de siste årene er vist i figur 6 og 7. Variasjonene er relativt små, men noe økende de siste årene.

Det er per i dag påvist et etterslep på vedlikehold i overføringsnett. NVE viser i en nylig publisert analyse (april 2005) at det er et økende behov for reinvesteringer i det norske overføringsnett for elektrisk kraft. Det forventes til tross for dette ingen store prishopp i nettleien i årene som kommer.

Vi antar i de videre beregningene at nettleien fram mot 2020-25 vil ligge på 20 øre/kWh i gjennomsnitt. Det vil si en variasjon mellom 15 og 25 øre/kWh avhengig av kundesegment. Høyest for husholdninger og lavest for industri.



Figur 6: Utviklingen i nettleie for husholdninger i perioden 93 til 2005. (Angitt i NOK 2005). Kilde: NVE.



Figur 7: Utviklingen i nettleie for næringskunder i perioden. Kilde: NVE, Inger Sætrang, markedsavd.

## 2.2.2 Brensel

I tabellen 8 er brenselpriser angitt, øre/kWh teoretisk energiinnhold (innfyrt energimengde). Omregning til nyttiggjort energi kan gjøres ved å ta hensyn til virkningsgraden ved omforming til varme. Virkningsgrader bør helst beregnes for det enkelte anlegg. I vår analyse anvender vi noen gjennomsnittlige (typiske) virkningsgrad for ulike anlegg/brensel. Disse er angitt nederst i tabellen.

**Tabell 8: Energipriser uten avgifter. El og olje angitt som gjennomsnitt for årene 2001, 2002 og 2003. Andre brensler angitt per 29.05.2004. Nederste del av tabellen angir typiske virkningsgrader for konvertering (innfyrt til nyttiggjort). Kilde: Teknisk nytt, 2004.**

Energipriser					
	29.05	05.06	Snitt 03	Snitt 02	Snitt 01
<b>Elkraft (1)</b>					
Dognmarkedspris	25,2	25,9	22,9	18,7	29,1
<b>Olje</b>					
Lett fyringsolje (2)	44,8	44,8	39,6	43,3	43,9
Tungolje (3)	41,8	41,8			
<b>Bioenergi</b>					
Briketter, bulk (4)	14-16				
Pellets, bulk (4)	18-22				
Skogstflis, bulk (5)	12-16				
<b>Gass (6)</b>					
Propan	38,0				
Vind (7)	25-30				
Sol (8)	0				

Alle priser er omregnet til øre per kilowatttime (kWh) eks. mva. Det er ikke tatt hensyn til virkningsgrad. (Se egen faktarute)

(1) Systempris. I tillegg kommer lokal overføringsavgift - uprioritert overføring. Kilde: Nord Pool  
 (2) Kilde: Hydro Texaco AS. Kjøretillegg er ikke inkludert. Prisen omfatter avgifter.  
 (3) Tungolje med 0,5 % svovelinhold. Listepriis minus rabatt på 450 kr pr. tonn. Kilde: Hydro Texaco.  
 (4) Kilde: Bioenergi AS (Leverer kunde i hele billass på 30 tonn)  
 (5) Prisoverslag basert på opplysninger fra ulike leverandører. (Kilde: NoBio)  
 (6) Veiledende pris fritt levert kunder på Østlandet med min. årsforbruk på 50 tonn. (Et årstonn tilsvarer ca. 12.800 kWh). Kilde: Progas AS.  
 (7) Beregninger foretatt av Nord-Trøndelag Everk.

Årsvirkningsgrad for kjeler*				
El.	Fyringsolje	Tungolje	Gass	Bio
98 %	70-90%	90%	85-90%	85%

\* Ved beregning av virkningsgrad er det en rekke forhold som virker inn, og eksakt beregning må gjøres for den enkelte kjel/det enkelte anlegg. Oppgitt energipris dividert på virkningsgrad gir virkelig pris.

I tabell 9 har vi angitt gjennomsnittlige priser for elektrisitet og ulike brensler hvis alle avgifter etc. inkluderes. Det er disse prisene forbrukere står overfor i vurdering av hva som er privat/bedriftsøkonomiske fornuftige investeringer og omlegginger. Rabattavtaler oppnås ved leveranser av store kvanta. Dette er ikke oppgitt fordi det variere en god del mellom leverandørene.

Hva kostnadene/besparselsene kan være ved overganger mellom ulike brensler hvis alle avgifter inkluderes, er vist i tabell 9. I tabellen er det tatt hensyn til energiinnhold og virkningsgrad. Samme linje(rad) i tabellen viser hva kostnadene per enhet brensel kan være for å konkurrere med strømprisen.

Virkningsgraden for parafin er satt til 75 %. Nye kaminer har i dag ca. 80 % v.g. For pellets og briketter er virkningsgraden satt til 85 %, og for ved 65 %. 1 favn tilsvarer 2.400 liter = 60 stk. 40 l sekker eller 40 stk. 60 l sekker eller 30 stk. 80 l sekker.

Det er imidlertid ikke tatt hensyn til forskjellen i investeringskostnadene mellom de ulike alternativene. Dette varierer en god del og vi kommer tilbake til dette ved gjennomgang av de ulike tiltakene.

**Tabell 9: Kostnader nyttiggjort energi for ulike brenslere. Inkl. alle avgifter. Ved strømpris på for eksempel 70 øre/kWh vil man få samme mengde nyttiggjort energi ved en fyringsoljepris på 630 øre/liter, dvs. ca 63 øre/kWh. Transportkostnader i tillegg. Kilde: HydroTexaco, web-side 2004.**

Strøm Pris pr. kWh inkl. el-avg. og mva.	Fyrings-olje Pris i øre/ltr inkl. mva., eks. transport	Parafin Pris i øre/ltr inkl.mva. eks. transport	Ved Tørr bjørk. Pris i kr/favn eks. transport	Briketter Pellets Pris i øre/kg eks. transport
40	360	300	1014	163
45	405	338	1140	184
50	450	375	1267	204
55	495	413	1394	224
60	540	450	1520	245
65	585	488	1647	265
70	630	525	1774	286
75	675	563	1901	306
80	720	600	2027	326
85	765	683	2154	347
90	810	675	2281	367
95	855	713	2407	388
100	900	750	2534	408

### 2.3. Framtidig energipriser i lys av økt overføringskapasitet og utbygging av ny kraftproduksjon i Norden.

I vurdering av fremtidige energipriser har vi som referansealternativ støttet oss til arbeider utført av SSB etter initiativ fra Olje- og energidepartementet (rapport 2003/11). SSB har benyttet kraftmarkedsmodellen Normod-T i iterasjon med en generell likevektsmodell for norsk økonomi, MSG 6.

I MSG 6-modellen er elektrisitet en egen vare. Produksjonssektorene og husholdningene kan i modellen substituere mellom fyringsolje og elektrisitet avhengig av prisforholdet mellom de to energivarene. Graden av prisfølsomhet og sammenhengen mellom elektrisitetsforbruk og forbruksutgift (husholdningene), eller mellom elektrisitetsforbruk og produksjonsnivå (bedriftene), er estimert ut fra historiske observasjoner.

I de makroøkonomiske beregningene er det forutsatt årlig teknologisk endringsrate, årlig timeverksvekst, krav til offentlig budsjettbalanse m.m. basert på Norges offentlige utredninger (1998): NOU 1998:11, Energi- og kraftbalansen mot 2020, scenariet "Stø kurs". Skatte- og avgiftsnivået er holdt på 2002-nivå i hele perioden. Tabell 10 gir gjennomsnittlig årlig prosentvis volumvekst i Norge for viktige makroøkonomiske størrelser.

**Tabell 10: Gjennomsnittlig årlig prosentvis volumvekst i Norge for viktige makroøkonomiske størrelser fram mot 2020. Kilde SSB, 2003/11.**

	2002-2010	2010-2020
BNP	1,0	1,0
BNP, Fastlands-Norge	1,9	1,6
Privat konsum	2,5	2,1
Offentlig konsum	1,2	0,6
Bruttoinvesteringer	1,0	1,5
Eksport	0,3	0,2
Import	2,7	1,9
Utførte timeverk	0,4	0,1

Kraftmarkedet er modellert med likevektsmodellen "Normod-T". I denne er det nordiske kraftmarkedet beskrevet som et frikonkurransemarked der kraftprisen på ethvert tidspunkt er lik kostnaden ved å øke kraftproduksjonen, gitt en rekke fysiske og institusjonelle skranker. De mest sentrale fysiske og institusjonelle skrankene er:

- makroøkonomiske forutsetninger (endring i BNP, privat konsum, mm.)
- overføringskapasitetene for elektrisitet mellom de nordiske landene og ut av Norden (inkl. endringer i løpet av perioden)
- årlige kraftproduksjonskapasitet i Norden (inkl. endringer i løpet av perioden) Se tabell 11.
- kraftpriser på kontinentet (og for ny kraft på marginen).

Frem til 2010 er det forutsatt at det europeiske kraftmarkedet gjennomgår en overgang fra et regulert regime til markedsbasert kraftomsetning, og at det er en viss overkapasitet i Europa. Markedsprisene vil i denne perioden ligge i underkant av kostnadene knyttet til ny

kraftproduksjon. Fra og med 2010 er det forutsatt fri markedsomsetning, og de kontinentale prisene på årsbasis vil tilsvare de langsiktige utbyggingskostnadene for ny kraft. Årsgjennomsnittet av *kraftpriser på kontinentet* som er forutsatt i referansebanen er 15 øre/kWh i 2005, 21,5 øre/kWh i 2010 og 25 øre/kWh i 2020.

**Tabell 11: Endring i årlige kraftproduksjonskapasiteter i Norden i perioden 2002-2020. Referansebanen**

	Samlet endring 2002 - 2005	Samlet endring 2005 - 2010	Samlet endring 2010-2020
Norge	Vannkraft: + 1 TWh Vindkraft: + 1 TWh	Vannkraft: + 1 TWh I tillegg utvides effektkapasiteten med 500 MW Vindkraft: + 2 TWh	Vannkraft + 3 TWh Vindkraft + 2 TWh Gasskraft + 12 TWh
Sverige	Kjernerkeft: - 4 TWh Vindkraft: + 1 TWh	Vindkraft: + 1 TWh	Gasskraft <sup>1</sup> + 10 TWh
Danmark	Vindkraft: + 1 TWh	Vindkraft: + 1 TWh	
Finland		Gasskraft: + 6 TWh	Gasskraft + 6 TWh

<sup>1</sup> Den ekte gasskraftkapasiteten i Sverige fra 2010-2020 er kraftvarmeverk hvor spillvarmen utnyttes.

I referansebanen fram til 2010 vokser kraftetterspørselen i Norge raskere enn tilbudet. I 2010 er det beregnet en netto import på 8,4 TWh. Etter 2010 er det antatt at tilgangen vokser raskere enn etterspørselen og i 2020 er det 2,9 TWh netto eksport.

Husholdningenes forbruk øker med 1,4 – 1,5 prosent pr. år i hele perioden. Forbruket i kraftintensiv industri faller med 2,2 TWh fra 2010 til 2020. Dette skyldes i hovedsak innføringen av CO<sub>2</sub>-avgifter (i Norden og Europa) og dermed høyere kraftpriser.

Forbruket i andre sektorer endres mindre, men også her er det en viss vekst i kraftforbruket. Fra 1998 til 2020 er det forbruksveksten for servicenæringer og industri (eksklusive kraftkrevende industri) på 5,1 TWh eller om lag 15 prosent.

I tabell 12 er det angitt de brenselprisene som er forutsatte fram mot 2020, inkl. avgifter med unntak av mva. I tillegg kommer også frakt/nettkostnader og virkningsgrad.

**Tabell 12: Antatt brenselpris fram mot 2020 inkl. eksisterende avgifter men eks. mva, angitt som øre/kWh tilført energi (før omformingstap), faste 2002-priser.**

	Norge	Sverige	Danmark	Finland
Kull	4,7	4,7	4,3	4,7
Olje	21,5	7,2	7,2	7,2
Gass <sup>2</sup>	3,8	5,2	5,2	5,2
Gass1 <sup>3</sup>	5,7	7,0	7,4	6,6
Torv		6,4		6,4
Ved	6,8	6,1	8,5	5,6

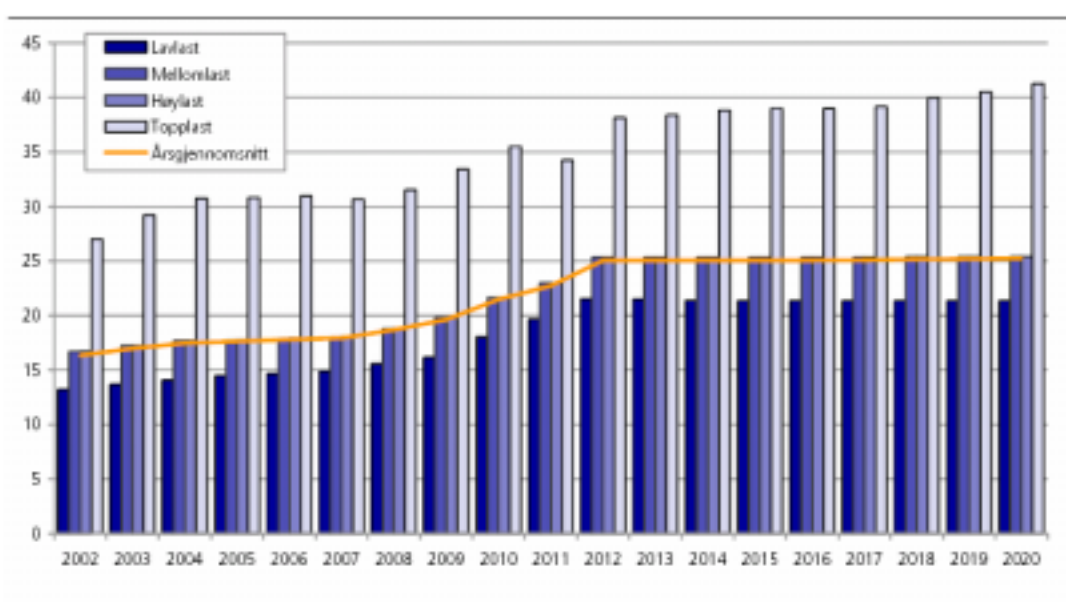
<sup>2</sup> Gass er gass gjennom eksisterende rør. For Norge er dette gass til Naturkrafts anlegg til en pris av 43 øre/Sm<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Gass1 er gass fra nytt rør fra Russland til Finland, Sverige og Danmark, mens Gass1 for Norge er gass til 65 øre/Sm<sup>3</sup>.

Figur 8 viser de beregnede kraftpriser i referansebanen. I 2012 til 2020 holder kraftprisen seg under disse forutsetningene på omlag 25 øre/kWh. Dette er omlag samme nivå som utbyggingskostnaden for ny gasskraft forutsatt CO<sub>2</sub> –avgift eller kvotepris på 125 kr/tonn.

Økt overføringskapasitet mellom Norden og andre land (Storbritannia; Russland, Kontinentet) eller forsert bygging av gasskraftverk i Norge vil gi noe avvik fra referansebanens kraftpriser. På lang sikt er det likevel ingen store forskjeller. Kraftprisene ser ut til å ville variere  $\pm 1$  øre/kWh i forhold til utbyggingskostnadene på marginen, dvs. gasskraft eller ca 25 øre/kWh.

Utviklingen i det norske kraftmarkedet frem mot 2020 vil avhenge av i hvilken grad det bygges nye gasskraftverk i Norge eller nye utenlandskabler for elektrisk kraft. Ny gasskraft bidrar til priser som er lavere enn i en situasjon uten ny gasskraft. Spesielt i tørre år vil gasskraft kunne begrense prisøkningene. I våte år kan gasskraft legge ytterligere press nedover på norske kraftpriser. Nye utenlandskabler bidrar til å dempe prisvirkningene av både våte og tørre år.



**Figur 8: Norske kraftpriser etter lastsituasjon og årsgjennomsnitt for referansebanen fram til 2020. Angitt som øre/kWh, faste 2002-priser**

Vi har i de videre beregningene antatt en differensiert kraftpris, årsgjennomsnitt, til de ulike markedssegmentene. Fyringsoljer har vi valgt å holde på samme prisnivå som el. Vi har også antatt samme priser i 2010 og 2020(25).

Industri: 15 øre/kWh ekskl. avgifter  
 Nærings for øvrig: 20 øre/kWh ekskl. avgifter  
 Husholdninger: 25 øre/kWh ekskl. avgifter

Vi har valgt disse forutsetningene som må anses som konservative anslag. På den måten vil vi ikke spekulere i en usikker fremtid. Beregningene vil derfor verken overestimere potensialet for ønk og effektivisering, eller underestimere merkostnadene.

Erfaringene etter innføringen av kvotesystem for klimagasser er at kraftprisene øker. Samtidig har olje-, kull- og gassprisene også økt (uavhengig av kvoteplikten). Dette kan indikere at kraftprisen vil øke betydelig i årene framover.

Etter vår oppfatning er det imidlertid for tidlig å trekke noen konklusjoner omkring dette. Kvotemarkedet har foreløpig et begrenset omfang og den uavklarte situasjonen i Midtøsten og usikkerheten rundt oljeproduksjonen her vil trolig stabiliseres samt at det utvikles nye petroleumsfelter blant annet i Afrika.

Som referanse for vurdering av potensial for ny kraftproduksjon (kapittel 3) har vi anvendt en gjennomsnittlig pris (alle kunder) på 20 øre/kWh.

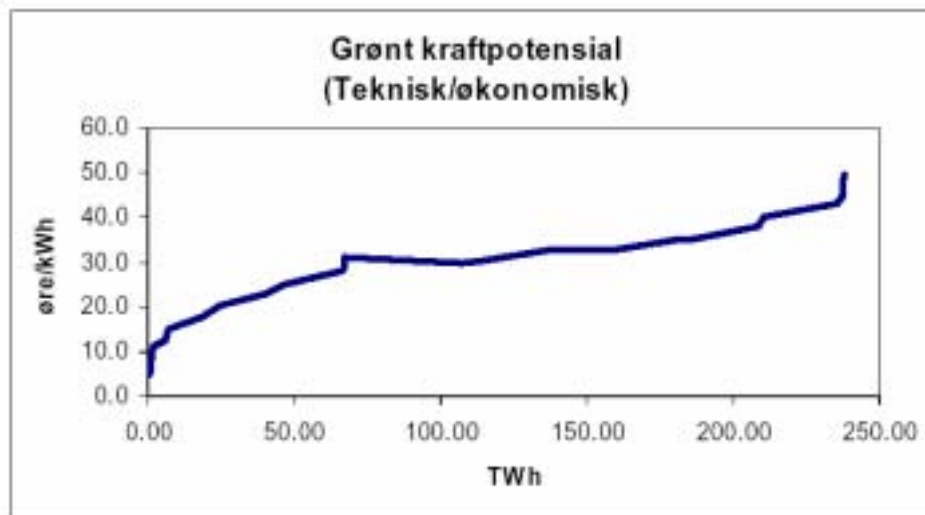
## **2.4. Diskonteringsrente og levetid.**

I videre beregninger av tiltakskostnader anvendes diskonteringsrente på 4 prosent og teknisk levetid på tiltakene. Alt beregnes som faste priser i NOK-2004 (indeksjustert hvis det i referansen er oppgitt for tidligere år). Avgifter er ikke inkludert ved samfunnsøkonomiske beregninger. Eksterne virkninger forsøkes inkludert ved bruk av estimater for skadepkostnader eller gevinster ved reduksjon i miljøbelastninger eller andre virkninger. De fullstendige beregningene foretas av SFT i hovedrapporten: Nasjonal klimatilaksanalyse.

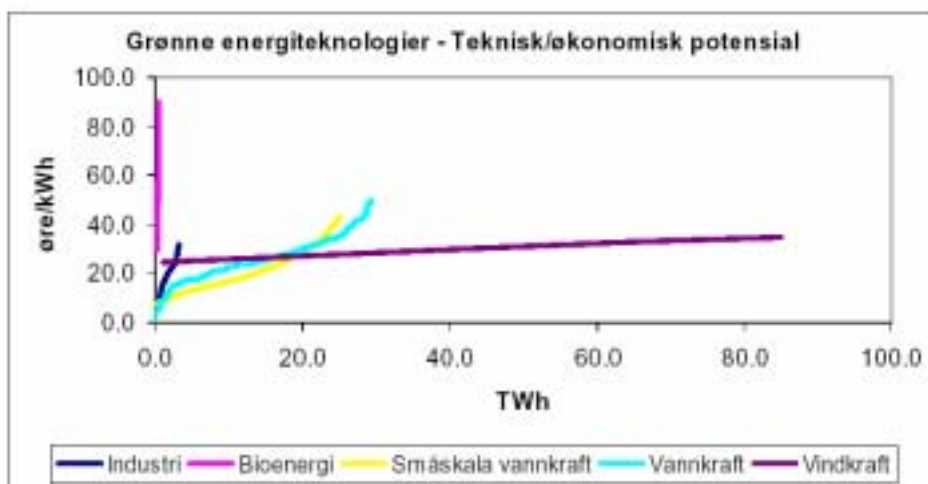
### 3. Utbyggingskostnad/produksjonskostnad for ny elektrisitet – vannkraft, vindkraft, gasskraft og biobasert kraft

NVE har gjennomført og publisert en oversikt over potensial for ny kraftproduksjon og som kan komme innenfor ordningen med grønne sertifikater (NVE 11/2004). Vår gjennomgang av potensial for kraftutbygging i Norge er et sammendrag av denne analysen samt noen suppleringer hentet fra andre analyser. Vi har valgt å ikke gå inn i vurderinger med hensyn til potensial for el-produksjon fra Bølge og Tidevannsmøller, Hydrogen og Osmose. For disse energikildene henvises til vurderinger gitt i NOU:1998.

Det samlede energipotensialet for ny fornybar kraft (kommersielt tilgjengelig teknologier per i dag) sett under ett er svært stort. Potensialet er i figur 9 angitt som en funksjon av kraftpris. I praksis vil det ikke være ressurstilgangen, men andre faktorer som miljøhensyn, nettbegrensninger, finansiering og kapasitet til å bringe frem nye prosjekter som på kort sikt vil begrense tilgangen på ny fornybar kraft. Potensialet er oppsplittet på de ulike kildene i figur 10.



Figur 9: Teknisk økonomisk potensial for kraftproduksjon med bruk av fornybare energikilder. Kilde: NVE, 2004.



**Figur 10: Teknisk økonomisk potensial for kraftproduksjon med bruk av fornybare energikilder. Vist for den enkelte kilde. Kilde: NVE, 2004.**

## 3.1. Vannkraft

### 3.1.1 Tradisjonell vannkraft inkl. opprustings- og utvidelsesprosjekter (OU)

Tilsiget til vannkraftverkene, regnet som mulig kraftproduksjon, er 122 TWh i et normalår, men det nyttbare tilsiget blir lavere på grunn av regler for minstevannføring og flomperioder hvor det blir overløp. Variasjonen i tilsiget er stor fra år til år og produksjonen kan variere fra 170 TWh i "våte år" (år med mye nedbør) til så lavt som 90 TWh i "tørre år".

Det totale teoretiske ressursgrunnlaget for utnyttelse av vann til produksjon av elektrisitet i vannkraftverk er beregnet til ca. 600 TWh/år. Bare 239 TWh er vurdert som økonomisk interessant ut fra en øvre grense på 4 kr/kWh. Med et grunnlag på 239 TWh vil det med dagens teknologi være mulig å produsere ca. 203 TWh elektrisitet årlig. Av dette potensialet er ca. 25 TWh ansett å være uakseptabelt å utnytte i forhold til miljø og andre brukerinteresser, så det totale vannkraftpotensialet i Norge er ca. 180 TWh/år (i et normalår). Av dette er 118 TWh utbygget mens 35-36 TWh er vernet. (Verneplan for vassdrag, Suppleringsutvalget 2004).

Regjeringen la 11.06.04 fram forslag om å verne ytterligere 52 vassdrag med et energipotensial på 7,2 TWh/år. Resterende mulig utnyttbar vannkraft er da anslagsvis 19 TWh/år.

Det er kontroversielt med nye vannkraftutbygginger. Regjeringen understreker at det ikke vil være noen automatikk i at vassdrag som ikke er vernet mot kraftutbygging, kan bygges ut. Det vil derfor være stor usikkerhet knyttet til gjennomføring av nye utbyggingsplaner. Konesjonsprosessen er langvarig og kraftselskapene vurderer usikkerheten i utfallet av konsesjonsbehandlingen i mange tilfeller som så usikker at de nøler med å sette i gang. I tillegg til lang tid og kostbar planlegging kan slike langvarig prosesser også gi mye negativ publisitet. Tiden fra oppstart til realisert prosjekt har i de siste vannkraftprosjektene vært omlag 10 år. Den formelle saksgangen omfatter varsling om oppstart, innsending av program for plan og utredning, konsekvensutredning, konsesjonssøknaden, myndighetenes behandling og oppstart av utbygging.

Mulige nye vannkraftprosjekter har en høyere utbyggingskostnad enn tidligere fordi de økonomisk mest gunstige allerede er gjennomført. Kostnaden er for enkelte av prosjektene like høy eller høyere enn for eksempel gasskraft, dvs. mer enn 20-30 øre/kWh. En forsiktig vurdering er at det kan realiseres ca 1-2 TWh til en kostnad på ca 15 øre/kWh innen 2010 og ca 5 TWh fram til 2020 til en kostnad på opp til 25 øre/kWh.

OU-prosjekter er av NVE anslått til opp mot 12 TWh. Deler av dette er imidlertid i å trekke inn vann fra vassdrag som er vernet, foreslått vernet eller av andre årsaker er konfliktfylte. Kun 1 TWh er ren opprusting, men inntil 5-6 TWh innen 2020 kan trolig inngå i OU-prosjekter med lav konfliktgrad og til en kostnad opp til ca 20 øre/kWh. Innen 2010 anslagsvis 1-2 TWh til en kostnad på 15 øre/kWh. Det er et vesentlig moment for å få god økonomi i opprustingsprosjektene, at det gis tillatelse til visse moderate utvidelser ved å ta inn tilleggs vann.

Teknisk økonomisk potensialet er vist i figur 11.



Figur 11: Teknisk økonomisk potensial for ny tradisjonell vannkraft (> 1 MW) inkl. OU-prosjekter. Kilde: NVE, 2004.

### 3.1.2 Småkraftverk

Definisjon av "småkraftverk":

- Mikrokraftverk <100 kW
- Minikraftverk 100-1000 kW
- Småkraftverk 1-10 MW

Det er i ulike sammenhenger anslått et potensial på ca. 3 TWh for mikro- og minikraftverk (0-1000kW) og det er beregnet et potensial på ca. 7 TWh for småkraftverk [3]. Potensialet for mikro- og minikraftverk er usikkert.

NVE opplyser at det er stor interesse for utbygging av mikro-, mini- og småkraftverk. I dag har NVE rundt 700 søknader for utbygging av småkraftverk inne. 5 TWh innen 2015 oppfattes av NVE som en realistisk målsetting med dagens kraftpris, anslått til ca 25 øre/kWh. [4]. OED har også laget en "[Strategi for økt etablering av små vannkraftverk](#)" (OED, 2003).

NVE har innledet en kartlegging (2004) for å finne potensialet for småskala vannkraft som tidligere ikke er kartlagt. Grunnlaget for disse beregningene er digitale kart, hydrologiske data og NVEs kostnadsgrunnlag for småkraftverk. Aktuelt effektområde er fra 50 kW til 10 MW. Både vernede områder, og prosjekter som er inkludert i figur 7 (tradisjonell vannkraft og OU) er holdt utenom undersøkelsen. Kartleggingen er fullført, men sluttkontroll gjenstår.

Foreløpig potensial er opp til 25 TWh til en kostnad på 45 øre/kWh, se figur 12.



Figur 12: Teknisk økonomisk potensial for kraftproduksjon ved småkraftverk med typisk effektområde er fra 50 kW til 10 MW. Kilde: NVE, 2004.

Samlet potensial for elektrisitetsproduksjon ved vannkraft til kostnader lavere enn 20 øre/kWh er vist i tabell 13.

Tabell 13: Teknisk økonomisk potensial for kraftproduksjon ved vannkraft.

Konklusjon - vannkraft:	2010		2020 (akkumulert, dvs. inkl. 2010)	
	Samlet TWh	øre/kWh	Samlet TWh	øre/kWh
Trad. vannkraft	2	15	5	20
OU-prosjekter	2	15	6	20
Mikro, mini, små	2	15-20	12	20

## 3.2. Vindkraft

Et moderne vindkraftverk produserer elektrisitet når vinden rundt bladene har en hastighet mellom 4 m/s og 25 m/s (lett bris til full storm). Ved høyere vindstyrke låses bladene og ingen elektrisitet blir produsert. En vindturbin klarer å omforme i underkant av 35 % av energien i vinden som passerer vindturbinbladene til elektrisitet.

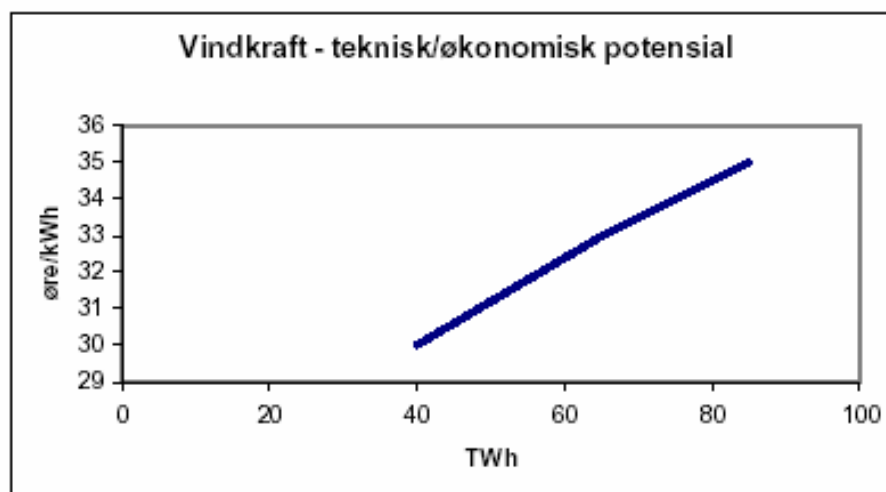
Energibalansen til vindturbiner er god. Den energi en vindmølle produserer gjennom sin 20-årige levetid er 80 ganger [2] større enn den energi som trengs for å produsere, vedlikeholde og avvikle vindmøllen. Det tar med andre ord en vindmølle 2-3 måneder å produsere den mengde energi som det har kostet å fremstille og vedlikeholde den.

Norge har et stort teoretisk teknisk/økonomisk potensial for vindkraftproduksjon på hele 90 TWh som er vist i figur 13 som en funksjon av produksjonspris (NVE, 2004). Det er da ikke tatt hensyn til nettbegrensninger.

Et mer realistisk potensial ligger trolig på rundt 14 TWh. I Energiutredningen (NOU 1998:11 "Om energi- og kraftbalansen mot 2020") er det anslått at det på lang sikt er mulig å bygge ut om lag 12 TWh/år vindkraft i Norge. Norske myndigheter har som målsetting at det skal bygges ut 3 TWh/år vindkraft innen 2010.

Hvis alle konsesjonsgitte vindparker per 2002 realiseres, vil dette gi en årlig produksjon av vindkraft på ca. 1,7 TWh (NVE Status 2002). Regner vi med vindparker som er under planlegging vil man årlig kunne produsere 5,3 TWh. Det synes imidlertid klart at ikke alle vindprosjektene blir realisert.

Produksjonen av vindkraft i Norge hadde et kraftig løft i 2003 og kom opp i 222 GWh, mot 39 GWh året før. Nye vindmølleparker på Smøla i Møre og Romsdal og Havøygavlen i Finnmark står for en stor del av denne økningen. Vindkraft sto for 0,2 prosent av den totale kraftproduksjonen i fjor. NVE, 2005.



Figur 13: Norsk vindkraftpotensial gitt ulike produksjonspriser (i hovedsak styrt av vindforhold). Kilde: NVE 2004.

I de siste 15 årene har investeringskostnadene for vindkraftverk blitt betraktelig redusert samtidig som elektrisitetsproduksjonen per vindturbin har økt betydelig. På steder med gode vindforhold og

moderate utbyggingskostnader er produksjonskostnadene for elektrisitet fra vindenergi antatt til 25-35 øre/kWh. Bransjen mener vi kan regne med investeringskostnader på ca 6000 kr/kW meget snart, noe som vil gi en kWh-pris ned mot ca 20 øre/kWh på steder med gunstige vindforhold. Potensialet til kostnader lavere enn 30 øre/kWh antas likevel å være lavt sett i forhold til det samlede potensialet (figur 13).

**Tabell 14: Antatt teknisk økonomisk potensial for vindkraft produksjon.**

Konklusjon - vindkraft:	2010	2020
	3 TWh til en kostnad på ca 25-30 øre/kWh	12 TWh til en kostnad på 15-20 øre/kWh

### 3.3. Gasskraft

Mens en vindmøllepark har en brukstid på ca. 3000 timer per år, vil et gasskraftverk ha en gjennomsnittlig brukstid på ca. 8000 timer per år. Hvis alle konsesjonsgitte gasskraftverk blir realisert, se tabell 15, vil dette gi en årlig produksjon av elektrisitet på ca. 12 TWh per år:

Kårstø med årlig produksjon på 3 TWh per år, Kollsnes med årlig produksjon på 3 TWh per år og Skogn med årlig produksjon på vel 6 TWh per år.

**Tabell 15: Planlagte men ikke realiserede gasskraftverk i Norge. Status er angitt i egen kolonne. Kilde: NVE v/ TMS, oppdatert 30. april 2004.**

Prosjekt	Fylke	Selskap	Status	MW	TWh/år
Grenland	Telemark	Skagerak Kraft AS	Forhåndsmeldt	400-1000	3,2-8,0
Kollsnes	Hordaland	Naturkraft	Konsesjon gitt	390	3,1
Kårstø	Rogaland	Naturkraft	Konsesjon gitt	380	3,0
Karmøy	Rogaland	Norsk Hydro	Forhåndsmeldt	1300	10,5
Tjeldbergodden	Møre og Romsdal	Nordenfjeldske Energi	Forhåndsmeldt	400	3,2
Tjeldbergodden	Møre og Romsdal	Naturkraft	Forhåndsmeldt	800	6,4
Skogn	Nord-Trøndelag	Industrikraft Midt-Norge	Konsesjon gitt	800	6,4
Melkøya	Finnmark	Statoil	Konsesjon gitt	200	1,6
Hammerfest	Finnmark	Hammerfest Elektrisitetsverk	Forhåndsmeldt	100	0,7-0,8
Sum				4770-5370	36,5-41,4

Anslagsvis gir dette søknader om å bygge mellom 35 og 40 TWh gasskraft. Det er per juni 2004 gitt konsesjon på bygging av 12,5 TWh.

Det er stor usikkerhet rundt økonomien i bygging av gasskraftverk i Norge. Med de prognoser som er utarbeidet for fremtidig kraftpriser fram til 2020 på ca 20-25 øre/kWh (se eget kapittel) er det derfor stor forsiktighet hos aktørene som har fått konsesjon. Stor etterspørsel etter gass på det Europeiske markedet medfører at gassprisene holder seg høye og det er mer lønnsomt å selge gassen enn å anvende den i norske gasskraftverk uten varmeutnyttelse.

Krav om CO<sub>2</sub> rensing kan medføre at utbyggings- og produksjonskostnadene øker ytterligere. Et konservativt estimat er derfor lagt til grunn i tabell 16. SFT og Finansdepartementet har i sine framskrivninger (referansebanen) antatt en større utbygging.

**Tabell 16: Utbygging av gasskraftverk til kostnader lavere enn 25 øre/kWh, konsesjon gitt per juni 2004.**

Konklusjon - gasskraft:	2010	2020
	3 TWh til en kostnad på ca 25 øre/kWh	6 TWh til en kostnad på 25 øre/kWh

### 3.4. Bioenergi

Sverige har innført plikt om kjøp av grønne sertifikater for el-produksjon. Et sertifikat tilsvarer produksjon av 1 MWh fornybar energi. Av de innmeldte sertifikatene er over 75 prosent bioenergi.

Fra mai til september 2003 ble det i Sverige innmeldt 1,4 millioner sertifikater. Dette tilsvarer en produksjon av ny fornybar energi på 1,4 TWh. Det er til nå omsatt 450.820 sertifikater.

Av de tilgjengelige 1.059.213 sertifikatene basert på bioenergi kommer mesteparten fra biofyrte kraftvarmeverk tilkoplede fjernvarmesystemer. De innmeldte sertifikatene fordeler seg slik (fra 1/5-30/9):

Bioenergi: 1.059.123  
 Vannkraft: 254.673  
 Vindkraft: 93.343

Produksjon av elkraft fra biobrensel er et viktig satsingsområde også i USA og EU. Elkraftproduksjonen fra biomasse skal i følge EU's planer økes fra 22,5 TWh i 1995 til 230 TWh i 2010.

Erfaringen fra Sverige og andre EU-land viser at biofyrte kraftvarmeverk kan ha et stort potensial også i Norge. Det ligger imidlertid en stor barriere og begrensning i at det i Norge er et dårlig utbygd med vannbaserte varmesystemer. Det er også lavere varmetetthet med mer spredt utbyggingsmønster i norske byer og tettsteder sammenlignet med Sverige.

Elproduksjon fra biobrensel i Norge vil trolig selv fram mot 2020 kun være et biprodukt av utvidelser av varmemarkedet. Unntakene kan være biogass fra avfallsdeponier. Dette er likevel et marginalt potensial. I 2001 ble det tatt ut deponigass fra tilsvarende ca 19 000 tonn metan (CH<sub>4</sub>). Bare 41 av 112 deponier tok ut gass. Av den oppsamlede gassen ble 32 prosent energiutnyttet til elproduksjon og fjernvarme, mens 68 prosent ble faket uten energiutnyttelse.

En fersk rapport (Bioelectricity Vision: Achieving 15 % of Electricity from Biomass, in OECD Countries by 2020 [14]) fra AEBIOM og WWF konkluderer med at det er mulig å dekke 15 % av elektrisitetsproduksjonen i OECD-landene innen 2020.

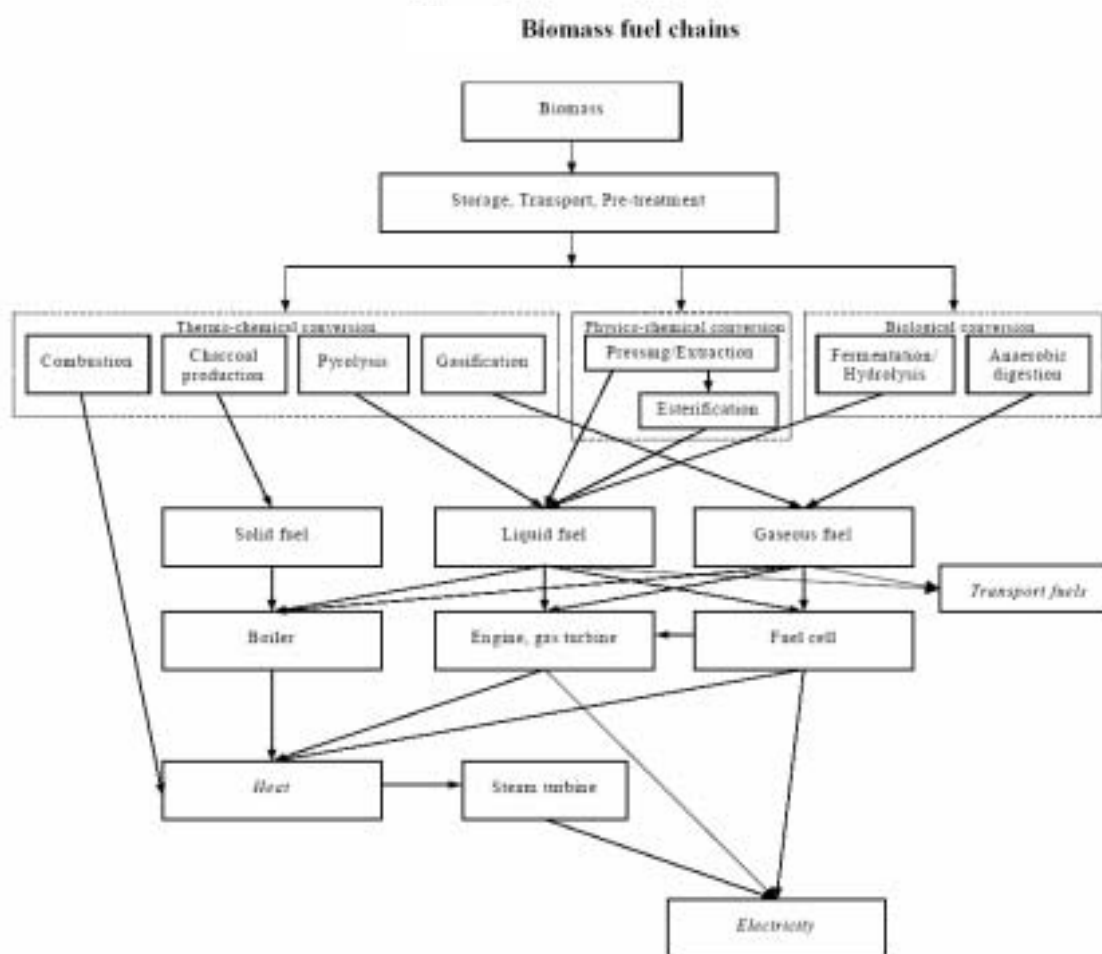
Produsert el. effekt i alle OECD land basert biomasse var 1997 ca 18,4 GW, og utgjorde ca 1 % av totalt effektbehov. Dette tilsvarer omtrent "Norgesrekorden", dvs. maksimalt effekt tak, som er i overkant av 23 GW. ([www.statnett.no](http://www.statnett.no))

Figur 14 viser ulike prosesser for produksjon av elektrisitet ved bruk av biomasse.

OECD konkluderer med at kostnaden for elproduksjon fra biomasse vil ligge i området 50-60 Euro/MWh (40-50 øre/kWh). Og at det vil være behov for 10-40 Euro/MWh (10-40 øre/kWh) i støtte for å få stor utbredelse/anvendelse. Vi har ikke sett på forutsetningene for disse beregningene.

Vår vurdering er likevel at det vil vær varmemarkedet som er det viktigste satsingsområdet for bioenergi i Norge.

Nobio vurderer potensialet til 10 TWh varme i 2015 til en pris lik konkurrerende pris i dag (billigste av el og olje) + 5 øre/kWh. Med jevn utbygging vil dette gi et bidrag på ca 1 TWh per året i perioden 2005-2015.



Figur 14: Infrastruktur og prosess for ulike alternativer for biomasse til elektrisitet [14]

## 4. Tiltakene

### 4.1. Innledning

I Norge produseres varme til oppvarmingsformål hovedsakelig med elektrisitet, olje og ved enten i småskala villaanlegg eller i større varmesentraler. I mindre omfang anvendes også annen biomasse, kull/koks og el/varmepumpeløsninger.

I forbindelse med reduksjon av klimagasser er det viktig å se nærmere på både nivået på sluttforbruket og sammensetningen av energibærere som anvendes. Sluttbruken kan gjennom effektiviseringer og teknologiforbedringer reduseres per oppvarmet areal, men totalnivået kan likevel øke på grunn av at antall m<sup>2</sup> som oppvarmes øker gjennom nybygging og at det blir færre personer per husholdning. Det betyr at boligareal per person øker.

I tillegg til effektiviseringer blir det derfor viktig å se på sammensetning av energikilder i varmeproduksjonen til oppvarmingsformål.

Elektrisitet i Norge produseres nesten utelukkende fra vannkraft, dvs. tilnærmet utslippsfritt. Dette er særnorsk og i Europeisk sammenheng er normalen el-produksjon basert på kull, olje, gass og atomkraft. Noe bioenergi og avfall anvendes også men dette utgjør en liten andel.

Klimaendringer og utslipp av klimagasser er et globalt miljøspørsmål og ved å tilføre det europeiske markedet elektrisitet fra fornybare energikilder vil medføre reduserte klimagassutslipp i en Europeisk målestokk. I det følgende drøftes derfor tre grupper tiltak hvor det å redusere energibehov og konvertere til andre energikilder er et "gode" der det kan frigjøre elektrisitet til eksport. De tre gruppene er:

- Redusert veksten i sluttbruk (energibehovet og anvendt primærenergi) ved effektiviseringer
- Endret fordelingen mellom energibærere, dvs. overgang fra fossile energibærere som olje og kull/koks til fornybare energibærere som biomasse, solvarme, varmepumpe (geovarme, sjøvarme, mm.)
- Økt elektrisitetsproduksjonen fra fornybar energikilder

Pris og kostnadsforutsetninger er vesentlige for vurdering av potensial. Tjenesteytende sektor og husholdningssektoren er inkludert. Prosessindustrien er håndtert i egne delutredninger utført av industribransjene og der det gjennomgås spesifikk informasjon for de enkelte bedrifter og bransjer.

I 2003 ble Klima- og energihandlingspakke for Osloregionen utarbeidet. Denne ble behandlet i Bystyret i Oslo og fylkestingene i Akershus og Buskerud høsten 2004 og våren 2005. I forarbeidet til ble det gjort et grundig arbeid med å beregne tiltak for å redusere utslipp fra stasjonær energibruk. For flere av tiltakene er det tatt utgangspunkt i beregningene for Osloregionen.

Vi har regnet endringer i CO<sub>2</sub>-utslipp både for endringer i bruk av fossile brensler og som følge av redusert el-bruk. Disse beregningene er foretatt hver for seg. SFT har i sin modell videreført denne type beregninger.

#### 4.1.1 Sentralvarmesystemer – en forutsetning for større innfasing av fjernvarme og bruk av biomasse til oppvarming

Sentralvarmesystem (spes. vannbårent) i nye bygg har tradisjonelt vært dyrere enn direkte elektriske varmeanlegg. Hvis man ser bort fra varmesentralen er likevel ikke forskjellen i investeringskostnader så store. Dette skyldes både at man i de senere år velger dyrere elektriske varmeløsninger som varmekabler og investerer i avansert styringssystem. Sentralvarmeløsninger, vannbårne anlegg, har på den annen side blitt billigere fordi omfanget av nybygg som ønsker slike system har økt. Dette skaper kompetanse, rutine, større volumer og ikke minst mer konkurranse.

I NOU om energiutviklingen fram til 2020 av 1998 oppgis følgende investeringskostnader ekskl. mva., tabell 17.

**Tabell 17: Investeringskostnader for oppvarmingssystemer i boliger. NOU, 1998.**

Byggtype	Direkte elektrisk	Vannbårne system inkl. kjel		Merkostnad Vannbårent i fht. direkte elektrisk	
	Inkl. styring (kr/m <sup>2</sup> )	Radiatoranlegg (kr/m <sup>2</sup> )	Olje/El-kjel, tank, rør, pumper og regulering (kr/m <sup>2</sup> )	Radiatoranlegg (kr/m <sup>2</sup> )	Inkl. kjelanlegg (kr/m <sup>2</sup> )
Småhus	180 (160-200)	300 (200-400)	400	120	520
Blokk	160 (140-180)	230 (160-300)	210	50	280

Varmeinfo v/Leif Amdahl har i et foredrag i mai 2003 lagt frem priser på komplett varmeanlegg, radiatorer, kjelanlegg med el og olje. For bygg under 1.000 m<sup>2</sup> anslår han en anleggspris på gjennomsnitt 670 (595 – 744) kr/m<sup>2</sup> inkl. mva. og 540 kr/m<sup>2</sup> ekskl. mva. Dette er i overensstemmelse med tallene fra NOU 1998:12 (tabellen).

For næringsbygg over 1000 m<sup>2</sup> blir investeringen per m<sup>2</sup> omlag som for blokk i tabell 17, dvs. ca 280 kr/m<sup>2</sup>.

Kostnadene antas av bransjen å bli redusert i årene framover på grunn av større volum og effektiviseringer. Erfaringstall fra tidligere år tilsier en kostnadsreduksjon på ca. 5 % fram til 2010 og ca 12 % fram til 2020 i forhold til dagens kostnadsnivå.

De videre beregningene forutsetter 4 % rente og 20 – 40 års levetid på investeringen, dvs. annuitetsfaktor 0,07358 – 0,05052.

For større bygg (blokk og næringsbygg) gir dette en kapitalkostnad på investeringen sammenlignet med direkte el på mellom 2,4 – 3,5 øre/kWh i 2010 og 2,2 – 3,3 øre/kWh i 2020 for et sentralvarmesystem uten egen fyrkjel, men med varmeveksler for mottak av fjernvarme. Systemet har en driftskostnad på ca 0,5 øre/kWh.

Inkluderes egen fyrkjel (f.eks. biokjel eller gasskjel) ligger merkostnaden på 13,5 – 19,7 øre/kWh i 2010 og 12,6 – 18,4 øre/kWh i 2020. Ved egen fyrkjel vil det i tillegg til investeringskostnadene være en økt driftskostnad. Denne er anslått til ca 2,5 øre/kWh.

Samlet merkostnad sentralvarmesystem infrastruktur uten fyrkjel ligger rundt 3 øre/kWh, med fyrkjel ca 15 øre/kWh. Da er ikke energibesparelser inkludert. Hvis tiltaket skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt må energibesparelsene være minst på 3 til 15 øre/kWh uten avgifter.

Energikostnader ved fjernvarmeforsyning ligger minst 3 øre/kWh lavere enn i forhold til olje/el. Dette er gitt gjennom prisreguleringssystemet for fjernvarme.

I SSBs vurdering av framtidige priser (2012-2020) så er differansen mellom el og olje angitt til 3,5 øre/kWh med olje som laveste. Se kapittel 3 for drøfting av fremtidige energipriser og prisforskjeller.

Kostnadene ved vannbårne system er delvis lagt inn som et kostnadselement under noen av tiltakene der dette er nødvendig forutsetning for tiltaket. Dette er oppgitt i tiltaksbeskrivelsen.

## 4.2. Tiltak 1 – Enøk i eksisterende byggmasse

Tiltaket: Enøk-tiltak i eksisterende bygninger utover ”normal” effektivisering (dvs. mer enn det som normalt forventes og er inkludert i framskrivningene).

### 4.2.1 Utslippskilden

Eksisterende bygningsmasse i Norge er 212 mill. m<sup>2</sup> boligareal og 118 mill. m<sup>2</sup> næringsareal (Enova, 2002).

Energibruk i bygningsmassen er 87 TWh hvorav boliger anvender ca. 51 TWh og næring/industribygg ca. 36 TWh. Det betyr i gjennomsnitt ca 305 kWh/m<sup>2</sup> i næringsbygg og ca. 240 kWh/m<sup>2</sup> i boliger. Bygningsareal, energibruk og utslipp er angitt i tabell 18.

Utslipp av klimagasser fra stasjonær energibruk var i 2000 det laveste på 10 år (1990-2000), se tabell 19. I nasjonalt utslippsregnskap er det ikke beregnet utslipp fra el-bruk.

**Tabell 18: Bygningsareal og energibruk (2000-tall). Kilde: Enova, SFT, SSB.**

	Bygnings-areal	Energibruk	Energibruk	Elektrisitet	Bioenergi	Fossil	Fjernvarme
	mill m <sup>2</sup>	gj.snitt kWh/m <sup>2</sup> (innfyrt)	TWh (innfyrt)	TWh (innfyrt)	TWh (innfyrt)	TWh (innfyrt)	TWh (innfyrt)
Annen industri	118	305	16,14	8,1	2,1	5,8	0,14
Andre næringer			26,72	21,4	0	4,3	1,02
Boliger	212	240	44,44	33,6	6,7	3,9	0,24
Sum	330	264	87,3	63,1	8,8	14	1,4

**Tabell 19: Utslipp (2000-tall). Kilde: SFT, SSB.**

	Klimagasser 1000 tonn CO <sub>2</sub> -ekv./år	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	VOC
Annen industri	881	1.334	1.445	304	223	772
Andre næringer	929	1.066	559	61	46	126
Boliger	879	1.740	637	42.569	42.552	8.235
Sum	2.689	4.140	2.641	42.934	42.821	9.133

### 4.2.2 Tiltaksbeskrivelse

Tiltaket 'Enøk' består av en rekke fysiske tiltak som kan utføres samlet eller hver for seg. Det vil variere hva som er formålstjenelig å iverksette i ulike bygg. Eksempler på tiltak er etterisolering, utskifting av vinduer, varmegjenvinning på ventilasjonsluft, varmestyringssystemer, etc. Det er nærmere redegjort for innholdet i Enøk-tiltaket i rapporten Klimagassreduksjoner fra energitiltak i bygg, Geoenergi AS, 2004; Enova SF, 2002, 2003, 2004; Sintef, 2004; Civitas m.fl. 2003, 2004.

I en eksisterende gjennomsnittlig bolig det et potensial på 40-50 prosent reduksjon i energibruken ved å gjennomføre lønnsomme energieffektiviseringer, dvs. Enøk.

Lønnsomheten i denne type tiltak er også årsaken til at det kontinuerlig gjennomføres energieffektivisering i eksisterende bygninger. I en makrofremskrivning basert på historiske tall for utviklingen i energibruk i bygningsmassen vil dette til en viss grad være innbakt som generell effektivisering. Imidlertid er det et tilleggspotensial for effektiviseringer som på grunn av ulike barrierer ikke automatisk gjennomføres. Kapitalbehov og/eller kunnskapsmangel kan være to av flere barrierer. Det er dette tilleggspotensialet som er forsøkt kvantifisert her.

I Oslostudien (Civitas, 2003) ble det foretatt en grundig gjennomgang av enøk-potensialet i Oslo, Akershus og Buskerud. Dette var basert på erfaringstall som er verifisert gjennom stikkprøvekontroll utført av Oslo Energi Enøk.

Stikkprøvekontrollen av Enøk-tiltak i gjennomført i 1989 omfattet 100 småhus prosjekter, 63 blokk prosjekter og 80 næringsbygg prosjekter. Kontrollen viste at de oppnådde resultatene var noe lavere enn det som ble beregnet på forhånd (se tabell 20).

**Tabell 20: Målt besparelse etter gjennomført tiltak i forhold til beregnet besparelse.**

	Forhåndsberegnet besparelse (kWh/m <sup>2</sup> )	Målt besparelse (kWh/m <sup>2</sup> )
Småhus (100 stk.)	91	53
Blokker (63 stk.)	40	27
Næringsbygg (80 stk.)	53	50

Differansen mellom målt og beregnet har mange forklaringer. De skyldes primært økt komfort og at tiltakene ble gjort i forbindelse med eierskifte (fra færre eldre til flere yngre beboere). Konservativt kan man legge seg på laveste verdi for boligsektoren, 27 kWh/m<sup>2</sup> og 50 kWh/m<sup>2</sup> for næringsbygg. Imidlertid representerer de nevnte eksemplene trolig en gruppe som har et større potensial enn gjennomsnittet. Vi må regne med at bygg eldre en 1970, samt en rehabilitert andel av den eldre bebyggelsen har vesentlig lavere sparepotensial og gjennomføringsvilje enn de kontrollerte byggene.

Det ble i Oslostudien derfor antatt at kun ½ parten av bygningsmassen vil kunne oppnå en slik energieffektivisering. Det tilsvarer ca 7 % av årlig brutto forbruk i Osloreionen.

Studien konkluderte med at effektiviseringstiltak som kan defineres som samfunnsøkonomiske Enøk-tiltak kan gi energibesparelser på ca. 7 % per år.

Det er antatt at samme prosentsats kan overføres på nasjonalt nivå.

### 4.2.3 Effekten av tiltaket

Full effekt av tiltaket, dvs. 7 % reduksjon per år, oppnås både i 2010 og 2020.

Vi forutsetter at energibesparelsene fordeler seg mellom olje og el som angitt i tabell 21. Utslippsreduksjoner er vist i tabell 22. Beregningene og reduksjonene er angitt basert på energibruk og utslippsnivå som i 2000. Makroøkonomiske fremskrivninger (referansebanen) tas det hensyn til i SFTs hovedanalyse.

**Tabell 21: Energibesparelser ved Enøk, full effekt, gitt samme samlet energibruk som 2000. Angitt som GWh per år.**

	Fossilt (olje, parafin, gass)	Ved, avlut, avfall	Fjernvarme	Elektrisitet	Sum alle
1038; Annen industri	403	145	10	567	1.124
104; Andre næringer	300	-	71	1.499	1.870
105; Boliger	272	468	17	2.352	3.109
Sum 1038, 104 og 105	975	613	98	4.418	6.104

**Tabell 22: Utslipsreduksjon som følge av enøk tiltak gitt samme energibruk/utslipp som i 2000.**

	Sum CO <sub>2</sub> -ekv.	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>	NMVOC
1038; Annen industri	61.667	93	101	21	16	54
104; Andre næringer	64.145	75	39	4	3	9
105; Boliger	61.471	122	45	2.980	2.979	576
Sum 1038, 104 og 105	187.283	290	185	3.005	2.997	639
Prosent reduksjon i forhold til nasjonalt utslipp i 2000	0,35 %	1,09 %	0,08 %	4,55 %	5,00 %	0,17 %

En høyere energipris enn 20 øre, for eksempel 25-30 øre/kWh, vil øke enøk-potensialet utover de 7 % som her er angitt. Det er ikke beregnet hvor mye det vil øke, men det kan være betydelig.

#### 4.2.4 Kostnader og virkemidler

All erfaring opp til i dag viser at en effektivisering innenfor 7 % av energiforbruket er lønnsomt, dvs. reelle ENØK-tiltak. Merkostnaden for gjennomføring dette tiltaket er satt til null.

Energibesparelsen på 7 prosent per år kan samfunnsmessig forsvare en maksimal investering på 3 kr/kWh (forutsatt 4 prosent rente, 20 år levetid, og en fremtidig energipris uten avgifter på 22 øre/kWh).

Som et eksempel på bedriftsøkonomisk kostnad/nytte beregning viser vi til en tiltakspakke i et konkret hotellprosjekt i Osloregionen som ble gjennomført våren 2003. Her beregnet man en energibesparelse på 16 prosent. Merinvestering for bedriften gir 6 år inntjeningsstid pga. sparte energikostnader og avgifter.

Hele dette samfunnsøkonomisk lønnsomme enøkpotensialet vil ikke utløses uten ekstra incentiver. Det antas derfor at det må settes av virkemidler tilsvarende 10 øre/kWh for å få utløst potensialet.

### 4.3. Tiltak 2 – Redusert energibehov i nye og rehabiliterte bygninger.

Tiltaket: En rekke enkelttiltak for mer energieffektive nye og rehabiliterte bygg.

#### 4.3.1 Beskrivelse av utslippkilden som omfattes av tiltaket

Ved beregning av energisparepotensialet er det antatt en viss grad av årlig netto nybygging, se tabell 23. Som underlag er det tatt utgangspunkt i byggearealstatistikk fra Statistisk Sentralbyrå (SSB). Det er anvendt statistikk for de 10 siste årene.

Anslag over årlig rehabilitert areal er svært usikkert. Vi forutsetter at rehabilitert areal utgjør 1/3 av nybyggarealet per år, tabell 24.

Fordelingen mellom boliger og næringsbygg er antatt prosentvis like stor som dagens fordeling av samlet antall m<sup>2</sup> bygningsareal. I 2000-2003 er arealene fordelt med ca 35 prosent næringsbygg og 65 prosent boliger.

Uslippene er de samme som beskrevet i tabell 19.

**Tabell 23: Bygningsareal i Norge i dag og framskrevet til hhv. 2010 og 2020.**

	Dagens bygningsareal		Fremskrevet <sup>1</sup> til	Fremskrevet til
	Andeler	mill m <sup>2</sup>	2010	2020
			mill m <sup>2</sup>	mill m <sup>2</sup>
Annen industri	36 %	118	127	148
Andre næringer				
Boliger	64 %	212	229	265
Sum	100 %	330	356	412

<sup>1</sup>Fremskrivningen tilsvarer en netto tilvekst på ca 1 % per år (nybygg minus avgang)

**Tabell 24: Nybygg og vesentlig rehabilitert areal per år og akkumulert fram til hhv. 2010 og 2020. Rehabilert areal er beregnet til å være ca 1/3 av areal med nye bygg.**

	Areal (mill. m <sup>2</sup> )			Andel av tot. bygningsvolum
	Bolig	Næringsbygg	Sum	
Nybygg+rehab. per år. Basert på siste 10 år [1] (4,97 + 1,66 =)	4,3	2,3	6,6	2 %
Nybygg+rehab. i 2010 basert på 1 % vekst pr år (5,33 + 1,77 =)	4,6	2,5	7,1	2 %
Nybygg+rehab. i 2020 basert på 1 % vekst pr år (5,88 + 1,96 =)	5,1	2,7	7,8	2 %
Akkumulerte areal påvirket av tiltaket i 2010 (forutsatt start 1.1.06)	22,6	12,2	34,8	10 %
Akkumulerte areal påvirket av tiltaket i 2020 (forutsatt start 1.1.06)	71,4	38,4	109,8	27 %

### 4.3.2 Tiltaksbeskrivelse

For nybygg og vesentlige rehabiliteringer stilles det i dag krav om maksimalt energibehov - Byggeforskriften 1997. Tiltaket innebærer at nye og rehabiliterte bygg kan bygges med et vesentlig lavere energibehov enn eksisterende krav BF97, all energibruk inkludert.

Basert på utredninger i forbindelse med implementering av EU-direktivet om energiprestasjoner i bygg er det antatt at energibehovet kan reduseres med 20 % til 50 % i forhold til BF97. (SINTEF, 2004; Civitas, 2004).

For å oppnå slike energibesparelsene forutsettes gjennomføring av følgende tiltak:

- a. Energisparing ved bedre tetthet
- b. Energisparing ved lavere U-verdier for vinduer
- c. Energisparing pga. varmegjenvinning fra ventilasjonsluft i boliger
- d. Energisparing pga. økt temperaturvirkningsgrad for varmegjennvinnere (ikke boliger)
- e. Energisparing pga. lav SFP i ventilasjonsanlegg (ikke boliger)
- f. Redusert kjølebehov, spesielt i kontorbygg
- g. Moderate luftmengder i energirammen (pga forutsetning om normalemitterende materialer og lav solbelastning)
- h. Endrede krav til U-verdier for delvis oppvarmede bygg, inkludert glassgårder
- i. Økt krav til dokumentasjon av energibehovet, som gir større ansvar mht realistisk energibehov

### 4.3.3 Effekten av tiltaket

Sintef har i forbindelse med innføring av EU-direktiv om energibruk i bygninger gjennomført en analyse for å vurdere hvilket energirammenivå man bør legge nye krav på (Ref. "Nye forskriftskrav til bygningers energibehov", Sintef, STF A03524 (2003)). Det er foreløpig ikke konkludert hvor nivået bør ligge og det forutsettes ikke i fremskrivningene noen endring i forhold til BF97.

Tiltakene som er beskrevet (a-e ovenfor) kan i følge Sintef gi besparelser på ca 20 % i forhold til BF 97 i netto energibehov. Vurdert i forhold til det som ble bygget nytt og rehabilitert i 2003 vil dette medføre en besparelse på 333 GWh, fordelt på 250 GWh besparelser for nybygg og 83 GWh for rehabilitering. Omregnes dette til gjennomsnittlig innfyrt blir besparelsen noe større, ca 350 GWh per år.

Sintefs anslag er svært forsiktig (konservativt). På bakgrunn av måleresultater fra gjennomførte prosjekter, både i inn- og utland, er det i løpet av få år realistisk å oppnå opp til 50 % lavere energibehov i bygninger i forhold til BF97.

For den eksisterende bygningsmassen foreligger det dårlig statistikkunderlag når det gjelder energieffektivitet, samt omfanget av og typen enøktiltak som iverksettes ved rehabilitering. I mangel på statistikkunderlag er det i beregningene regnet samme potensialet pr m<sup>2</sup> som for nybygg. Dette er et svært forsiktig anslag og potensialet er trolig mye større, men vi har her for lite erfaringstall å bygge på til å gi noe annet anslag enn dette.

Direkte utslippsreduksjoner fra kildegruppene "boliger" og "andre næringer og annen industri" vil komme i den grad oljeforbruket og annen fossil energibruk reduseres.

**Tabell 25: Beregnet energibesparelse i 2010 og 2020 ved redusert energibehov i ny og rehabilitert bygningsmasse.**

Tiltak 20 % redusert energibehov	Energibesparelsen i GWh		
	Bolig	Næring og industri	Sum
Nybygg+rehab. per år. Basert på siste 10 år [1] (4,97 + 1,66 =)	206	140	347
Nybygg+rehab. i 2010 basert på 1 % vekst pr år (5,33 + 1,77 =)	221	153	373
Nybygg+rehab. i 2020 basert på 1 % vekst pr år (5,88 + 1,96 =)	245	165	410
Akkumulerte i 2010 (forutsatt start 1.1.06)	1 085	744	1 829
Akkumulerte i 2020 (forutsatt start 1.1.06)	3 427	2 342	5 770

Tiltak 50 % redusert energibehov	Energibesparelsen i GWh		
	Bolig	Næring og industri	Sum
Nybygg+rehab. per år. Basert på siste 10 år [1] (4,97 + 1,66 =)	516	351	867
Nybygg+rehab. i 2010 basert på 1 % vekst pr år (5,33 + 1,77 =)	552	381	933
Nybygg+rehab. i 2020 basert på 1 % vekst pr år (5,88 + 1,96 =)	612	412	1 024
Akkumulerte i 2010 (forutsatt start 1.1.06)	2 712	1 861	4 573
Akkumulerte i 2020 (forutsatt start 1.1.06)	8 568	5 856	14 424

**Tabell 26: Utslippsreduksjon fra de kildene som omfattes av tiltaket. Det er forutsatt samme samlede utslippsmengde som i 2000. Den prosentvise effekten på utslippet er avhengig av framskrivningen og energimiksen i de gitte årene.**

Tiltak	Akkumulert 2010			Akkumulert 2020		
		direkte	Inkl. utslipp fra el-gasskraft <sup>1)</sup>		direkte	Inkl. utslipp fra el-gasskraft <sup>1)</sup>
	%	ktonn CO <sub>2</sub> -ekv.	ktonn CO <sub>2</sub> -ekv.	%	ktonn CO <sub>2</sub> -ekv.	ktonn CO <sub>2</sub> -ekv.
20 % redusert energibehov	2,0	52,7	489	5,3	166,3	1 546
50 % redusert energibehov	4,9	131,8	1 225	13	415,5	3 862

<sup>1)</sup> Elektrisitet fra gasskraft er gitt en utslippsfaktor på 367 g CO<sub>2</sub> per kWh (SFT).

#### 4.3.4 Kostnader

Dokumentasjon gjelder kostnader forbundet med forslag om nye krav (forskrift) som i følge Sintef reduserer energibruken med inntil 20 % i forhold til BF97 [10]. Det har ikke vært mulig innenfor rammen av dette prosjektet å vurdere om en videre skjerpning fra 20 til 50 % reduksjon vil ha investeringsmessige konsekvenser. Det er derfor forutsatt at ytterligere skjerpelse fra 20 til 50 %

av BF97 ikke medfører ekstra kostnader. En drøfting er gitt nedenfor basert på beregninger av dagens kjente priser og prosjekteringskostnader.

### **Investeringskostnader**

Energisparetiltak som er forutsatt i nye energirammer, er i ulike undersøkelser vist å være lønnsomme når det tas hensyn til energisparing. Lønnsomhetskriteriene varierer for de ulike undersøkelsene, både når det gjelder nedbetalingstid, rente og energipris. Det har ikke vært en del av prosjektet å foreta nye analyser for å få etablert samme lønnsomhetskriterier. Tiltakene vil ikke nødvendigvis betraktes som privatøkonomisk lønnsomme, dersom det tas hensyn til alternativ plassering av investert kapital. I forskriftssammenheng er det imidlertid vanlig å forutsette en levetid tilsvarende økonomisk levetid for de tiltakene som vurderes. For tiltakshaver er det ikke bare lønnsomhet over tiltakets levetid som er interessant. Viktigere er ofte selve investeringskostnaden for tiltaket. Under er det forsøkt å gi en oversikt over hva ulike energisparetiltak innebærer mht til både økte og reduserte investeringskostnader, sett i forhold til BF97. I hvilken grad disse er tatt hensyn til ved eventuell omsetning av bygget, er ikke vurdert.

Tabell 27 viser økte/sparte investeringskostnader forbundet med nye forskriftkrav som reduserer inntil 20 % av forbruket. Undersøkelser viser at tiltakene er privatøkonomisk lønnsomme når en tar hensyn til reduserte energikostnader.

Det er ikke gjort konkrete beregninger i denne utredningen av hva en videre skjerping fra 20 til 50 % vil bety for investeringskostnaden. Beregninger av dette foretas i forbindelse med implementering av EU-direktivet. Nedenfor følger et par korte regneeksempler på merkostnader og privatøkonomiske vurderinger:

I en enebolig med årlig energiforbruk på 20.000 kWh/år med dagens krav (BF97) vil en skjerping på 50 % utgjøre en redusert energikostnad på anslagsvis 6.500 – 7.000 kr/år (energipris på 65-70 øre/kWh inkl. nettleie og mva.). Med en annuitetsfaktor på 0,07358 – 0,05052 (20 – 40 års levetid og 4 % rente) vil dette forsvare en investering på mellom kr 90.000,- og kr. 140.000,-.

Dersom vi forutsetter en tillegginvestering på ca kr 20.000 (inkl mva) vil investeringen for huseier være inntjent på 3-4 år. Den diskonterte kostnaden vil være ca 16 øre/kWh som altså er god økonomi når huseier betaler 60-80 øre/kWh (inkl. nettleie og avgifter) eller ca 20 øre/kWh ekskl. avgifter og nettleie.

Tabell 27: Økte/sparte investeringskostnader for å oppnå lavere energibehov i bygg (20% i fht. BF97) Kilde: Sintef, 2003.

Type tiltak	1997-forskrift	Nye energirammer	Økt/spart kostnad	Kommentar
Vinduer (W/m <sup>2</sup> K)	1,6	1,4	0 [2]	Det tas hensyn til redusert behov for installert effekt for oppvarming. Kostnader ses i forhold til forskrift fra 1997, ikke dagens praksis.
Vinduer (W/m <sup>2</sup> K)	2,0	1,4	Tilnærmet 0 [2]	Det tas hensyn til redusert behov for installert effekt for oppvarming
Bedre tetthet (luftvekslinger per time, 50 Pa)	4,0	2,0	+ ca. 3.000 kroner for en bolig på 150 m <sup>2</sup> [3]	Ikke tatt hensyn til reduserte kostnader for installert effekt til oppvarming
Varmegjenvinning i boliger	Ikke krav	Forutsatt	+ ca. 25.000 kroner [5]	Ikke nødvendigvis økt kostnad, siden dette tiltaket benyttes i utstrakt grad i dag. Ses i forhold til mekanisk avtrekksventilasjon (1997). Ikke tatt hensyn til reduserte kostnader for installert effekt til oppvarming
Temperaturvirkningsgrad 70 % (ikke boliger)	60 %	70 %	0 kroner	I følge NVEF (i referansegruppen) innebærer ikke dette økt kostnad.
SFP (kW/m <sup>3</sup> s)	Ikke krav	Forutsatt 2 dag/1,0 ved redusert luftskifte	+ 20kr/m <sup>2</sup>	Gjelder reduksjon av SFP fra 4 til 2 for 10.000 m <sup>3</sup> /h. Antar areal 1000 m <sup>2</sup> . Kostnad per m <sup>2</sup> blir dermed ca. 20kroner.
Kjøling	Ikke tallfestet krav	Forutsatt lavere kjølebehov i forhold til praksis	Usikkert	Kan representere betydelig <i>sparte</i> kostnader, både for bygg og installasjoner

#### 4.3.5 Virkemiddel

Skjerpede krav i teknisk forskrift til Plan – og bygningsloven.

## 4.4. Tiltak 3 – Fjernvarmeutbygging i Norge

Tiltaket: Fjernvarme (FV) inn til erstatning for olj/parafin fyr.

### 4.4.1 Utslippskilden

Utslippskildene som tiltaket omfatter er beskrevet i tabell 18 og 19.

### 4.4.2 Beskrivelse av tiltaket - bakgrunn, potensial og forutsetninger

#### Bakgrunn

Det produseres og levers i dag (2003) i underkant av 2 TWh fjernvarme i Norge. Gjennomsnittlig virkningsgrad på anleggene er 85 %, dvs. at innfyrt brensel er ca 2,3 TWh. Det anvendes 60 prosent avfall, ca 18 prosent elkjeler, 10 prosent olje/gass, 6 prosent spillvarme og 6 prosent flis/biomasse (SSB, 2004).

Fjernvarmen forsyner ved et gjennomsnittlig energibehov på 250 kWh/m<sup>2</sup> anslagsvis 8 mill m<sup>2</sup> bygningsareal, dvs. 2,5 prosent av dagens bygningsmasse.

#### Potensial

Norsk Fjernvarmeforening har kartlagt planer for utbygging på landsbasis. Disse omfatter en potensiell utbygging på 5,8 TWh fram til 2010 og ytterligere 3,7 TWh fram til 2020, dvs. akkumulert 9,5 TWh fram til 2020. Samlet fjernvarmeproduksjon vil da være i underkant av 8 TWh i 2010 og ca 11,5 TWh i 2020. Om planene realiseres er avhengig av at de *riktige* rammevilkårene er på plass med hensyn til relative prisforhold inkl. avgifter, arealplaner/reguleringsplaner, konsesjonsområder, mm. (Høringsuttalelse fra Norsk Fjernvarmeforening ang. St.meld.nr.9 (2002-2003) Om grønne sertifikater i Norge).

I Sverige forsynes nesten halvparten av bygningsmassen med fjernvarme. I 2002 ble det levert 47 TWh fjernvarme. FV står for 47 % av den samlede oppvarmingen. Fjernkjøling stod for den største økningen i 2003, en økning med 40 % til totalt 595 GWh. I dag er det fjernkjøling i 28 svenske byer (Tekn ukeblad juni 03)

Sammenlignet med Sverige har Norge en svært beskjeden fjernvarmeutbygging. Årsaken er først og fremst forskjell i prispolitikken i Norge og Sverige, og Norges rike tilgang på rimelig elektrisitet fra vannkraft (lave produksjonskostnader). Potensialet for utbygging av fjernvarme i Norge er stort, men for at dette skal realiseres er det avhengig av politisk vilje lokalt og nasjonalt.

Fjernvarmeforeningens kartlegging viser som nevnt at det foreligger planer for utbygging av 5,8 TWh fram til 2010 og ytterligere 3,7 TWh fram til 2020, dvs. samlet 9,5 TWh. Vi tror ikke utbyggingstakten fram til 2010 vil være rask nok til å oppnå 5,8 TWh. Imidlertid tror vi at det fram mot 2020 kan være realistisk å oppnå en utbygging på 9,5 TWh.

Vi bruker 9,5 TWh som mål i 2020 og med en jevn utbygging hvert år i hele perioden 2005-2020 gir det i gjennomsnitt 0,6 TWh ny fjernvarme per år. Det akkumuleres til 3,6 TWh i år 2010 og til 9,5 TWh i 2020.

Ved antatt energibehov i bygninger i 2020 som er ca 50 prosent lavere enn dagens skulle det tilsi 70-80 mill m<sup>2</sup> eller 17-20 prosent av bygningsmassen. Forventet vekst i bygningsmassen fra 2005 til 2020 er 82 mill m<sup>2</sup>. I tillegg vil anslagsvis 20 mill m<sup>2</sup> gjennomgå vesentlig rehabilitering i løpet av denne perioden.

## Forutsetninger

I de videre beregningene av klimagassreduksjoner forutsetter vi at utbygging av fjernvarme erstatter eller kommer i stedet for olje og elektrisitet til oppvarming. Hvor stor andel som vil erstatte el og hvor stor andel som vil erstatte olje kan bare bli anslått da dette er avhengig av hva som ellers ville blitt installert i nye og rehabiliterte bygg. Aktørene i bransjen i dag (fjernvarmeforeningen og enkeltsekskap) antyder at 70 % av fjernvarmen de leverer erstatter olje og 30 % erstatter direkte el-oppvarming.

Utslippsreduksjonen er i tillegg avhengig av hvilken energimiks man har i fjernvarmeproduksjonen. Dagens miks er 60 % avfall, 12 % biomasse og spillvarme, 18 % elektrisitet og 10 % olje/gass. Det betyr at der olje erstattes med fjernvarme så vil utslippet reduseres med anslagsvis 90 %.

Forutsetningene kan oppsummeres som følger:

- Utbyggingstakt på i gjennomsnitt 0,6 TWh (levert) ny fjernvarme per år, dvs. akkumulert til 3,6 TWh (levert) i 2010 og til 9,5 TWh (levert) i 2020. (Med en virkningsgrad 85 % tilsier dette at innfyrt energi vil være hhv. 4,2 TWh og 11,2 TWh.)
- fjernvarmen erstatter oppvarming som ellers ville ha skjedd med 70 % olje og 30 % elektrisitet.
- fjernvarme produseres med samme miks som i dag, dvs. 10 % olje og 90 % fornybart. Det fornybare fordeler seg med 70 % avfall/biomasse/spillvarme (i dag 60 % avfall, 12 % biomasse(flis, pellets, hogstavfall) og spillvarme), og 18-20% elektrisitet og 10 % olje/gass
- ny fjernvarme forsyner:
  - rehabiliterte bygg med sentralvarmesystemer (eller hvor dette installeres uavhengig om det tilføres fjernvarme)
  - nybygg som likevel ville ha installert sentralvarmesystemer (pålegg/statlig krav)
- Kostnader ved bygging av sentralvarmesystemer i bygg regnes ikke som en merkostnad for byggherre fordi det stilles krav til dette gjennom f.eks. teknisk byggeforskrift eller i reguleringsplaner.

### 4.4.3 Effekten av tiltaket

Forutsetningen i beregningen er at ny fjernvarmeproduksjon baserer seg på minimum 70 prosent avfall/biomasse/spillvarme og maksimum 30 prosent olje/gass/el. Vi har beregnet utslippsreduksjonen ved tre ulike forutsetninger om energimiks i FV-systemet, hhv. 10 % olje, 30 % olje og 30 % gasskraftprodusert el (tabell 28).

Olje/parafin til oppvarming i kjelanlegg eller direktefyring slipper ut omlag 275.000 tonn CO<sub>2</sub> ekv. per TWh (innfyrt). Virkningsgraden er i gjennomsnitt satt til 90 % (SSB). 1 TWh innfyrt gir 0,9 TWh nyttiggjort.

Levert fjernvarme er hhv. 3,6 TWh i 2010 og 9,5 TWh i 2020 og hvor 70 % av erstatter desentralisert olje fyring. Innfyrt i oljekjel eller parafinbrenner tilsvarer dette ca 2,8 TWh i 2010 og ca 7,4 TWh i 2020. Utslippsgevinsten vil være differansen mellom oljekjeler (enkelstående) og FV-systemets utslipp (10 % olje, 30 % olje eller 30 % gass og noe fra fossile avfallsfraksjoner). Se tabell 28.

**Tabell 28: Utslippsreduksjoner der 70 % levert fjernvarme erstatter desentralisert olje/parafin .**

	Utslippsreduksjoner - ktonn CO <sub>2</sub> -ekv.		
	ved 10 % olje i FV	ved 30 % olje i FV	ved 30 % gass/el i FV
per år	109	70	51
2010-akkumulert	654	421	304
2020-akkumulert	1 725	1 110	801

#### 4.4.4 Kostnader, merkostnader og kostnad per redusert CO<sub>2</sub>-utslipp.

Viktige faktorer som avgjør utbyggingskostnadene er:

- Geografiske og geologiske forhold
- eksisterende bygningsmasse og infrastruktur som berøres
- nytt utbyggingsvolum
- varmetetthet
- energikilde/bærer som er tenkt anvendt (flis/brikett/pellets, avfall, spillvarme, gass, olje, el, etc.)

Anslagene på utbyggingskostnadene (investering) fra de store fjernvarmeselskapene varierer mellom 2 og 3 kr/kWh årsproduksjon. Som et gjennomsnitt anvender vi i beregningene 2,50 kr/års-kWh.

Ved en utbyggingstakt på 0,6 TWh per år tilsier det en gjennomsnittlig investeringskostnad på 1,5 mrd. per år. Med 20 års levetid og 4 prosents rente gir det en årlig kapitalkostnad på 142 mill. kr per år eller ca 24 øre/kWh.

Driftskostnaden settes til 6 øre/kWh, dvs. 36 mill. kr per år.

Energikostnad (brenselkostnad) på 5-10 øre/kWh. Denne kostnaden er et gjennomsnitt for avfall, flis, pellets, spillvarme, olje og el. Med mer enn 60 % avfall i fjernvarmesystemet er nok 10 øre en noe høy kostnad sammenlignet med dagens kostnad for avfall. Framover mot 2020 må vi imidlertid påregne at denne kostnaden øker noe, og med større innslag av biomasse (flis, hogstavfall og pellets) vil gjennomsnittskostnaden øke. Vi bruker 5 øre/kWh i beregningene for både 2010 og 2020.

Samlet gir dette en produksjonskostnad for fjernvarme inkl. distribusjon på omlag 35 øre/kWh.

Alternativet for mange bygg vil være elektrisitet. Energikostnaden for el er fram mot 2010 anslått til 22 øre/kWh og til 2020 ca 25 øre/kWh. I tillegg kommer nettleie på omlag 20 øre/kWh inkl. el-avgiften. Kostnaden for oljefyring er antatt å ligge på omlag samme nivå som el-kostnaden. Historisk har el og olje ligget svært nær hverandre i kostnader (inkl. nettleie, transport og avgifter)

Vår konklusjon er at merkostnaden for fjernvarme vil være 10 øre/kWh i forhold til direkte el. eller oljefyring ekskl. nettleie og transportkostnader for el/olje [(ca 35 øre/kWh for FV) – (ca 25 øre/kWh+nettleie) < 10 øre/kWh]. Hvis vi inkluderer nettleie/transportkostnad blir FV under disse forutsetningene lønnsomt for sluttbruker. Energikostnaden reduseres med 7 til 10 øre/kWh.

Merinvestering i sentralvarmesystemet i bygningene der dette ikke er planlagt som standardløsning/krav kan komme i tillegg. Denne merkostnaden er ovenfor beregnet til ca 3 øre/kWh (uten fyrkjel men med varmeveksler). Vi har ikke inkludert dette i våre beregninger.

#### 4.4.5 Virkemidler, ansvar og samarbeidsaktører

Skal fjernvarmeutbyggingen i Norge øke noe i tempo må forbruksavgift på elektrisitet til oppvarming opprettholdes. Som enkeltpremiss oppfattes dette som den absolutt viktigste. I tillegg kan både staten og kommunene bidra med styringssignaler og tilrettelegging.

Stat:

- Plan og Bygningsloven bør endres og Energiloven må samkjøres bedre med Plan og bygningsloven slik at planmyndigheten i større grad kan påvirke utbyggers valg av energiløsninger. Dette er inkludert i planlovutvalgets forslag til ny plan- og bygningslov, men utfallet etter høring og behandling er uvisst.
- Det bør innføres krav til sentralvarme i bygg over 500-1000 m<sup>2</sup>, dvs. ikke bare i statlige bygg.
- Statlige støtteordninger (nivå) må vurderes heves. Med dagens rammebetingelser gir tilbudt støtte ofte for dårlig lønnsomhet til å kunne realisere nye fornybare varmeprosjekter

Kommunene:

- Kreve energiutredning for alle reguleringsplanforslag før 1.gangs behandling Gjennom dette kravet signaliseres det holdninger om at kommunene har fokus og målsettinger om fleksible energiløsninger (f.eks. sentralvarmesystemer og nye fornybare energikilder)
- I aktuelle områder bidra til smidig effektiv fremdrift og gjennomføring av utbygging, bla. gjennom å sørge for at det avsettes nødvendige areal for fjernvarmetraseer og energisentraler i kommuneplanens arealdel og/eller i reguleringsplaner
- Skaffe seg oversikt over muligheter for lønnsomme lokale anlegg for varmeproduksjon og råvareproduksjon (bio). Utarbeide energiplaner knyttet til de Lokale energiutredninger som nettselskapene skal utarbeide ila 2004. (Jfr. ny forskrift til energiloven om energiutredninger.)

## 4.5. Tiltak 4 - Varmepumpe

I 2003 brukte varmepumper i Norge 1,6 TWh og leverte 5 TWh varme. Spart elektrisitet pga disse varmepumpeinstallasjonene var 3,4 TWh. Forutsetningen for dette regnestykket er at det dette oppvarmingsbehovet alternativt ble dekket av elektrisitet. Vår vurdering er at en viss andel av varmebehovet levert fra varmepumpene ville vært fyrst med olje, vårt anslag er 20 %

NOVAP- Norsk varmepumpeforening, har på bakgrunn av omsetningsutvikling siste årene gjort en framskrivning av varmepumpeinstallasjoner i 2010 og 2020. Bransjeorganisasjonen vurderer 10 % økning per år som en forsiktig vekst mot 2020.

Dette er grunnlagt med at veksten de siste årene har vært til dels mye større og at spesifikk pris på installasjonene fortsetter å gå ned fremover. Et annet forhold som også virker positivt er at effektiviteten til varmepumpene øker, dvs. vi får ut mer varme pr kWh vi bruker til drift av pumpa. I motsatt retning virker det forhold at varmepumpene også kan brukes som kjølemaskiner og at areal kjøles fordi det er installert VP. Disse arealene ville ikke hatt mekanisk kjøling hvis det ikke var installert VP. Vi bruker en årlig vekst på 10 % frem til 2020 i beregningene.

**Tabell 29: Energiomlegging, årlig gjennomsnitt over perioden 2005 til 2020. Kilde: NOVAP, 2004.**

	Årlig gjennomsnitt i perioden 2005 til 2020
Avgitt varme fra varmepumper i Norge i 2003 – 2010 – 2020	5,0 – 9,7 – 25,3 TWh/år
Redusert energimengde fra olje i 2003 – 2010 – 2020	1,0 – 1,9 – 5,1 TWh/år
Redusert elektrisitetsbruk i 2003 – 2010 – 2020	3,4 – 6,6 – 17,2 TWh/år

Vi har forutsatt noe lavere innfasing enn beregnet av NOVAP. Vi har basert på erfaringstall og våre forutsetninger om fremtidig kraftpris. Resultatet av beregningen er vist i tabell 30.

**Tabell 30: Effekten av tiltaket med innfasing av varmepumper. Akkumulert i årene 2010 og 2020. Egne forutsetninger om innfasing. Forutsatt samme energibruk og utslipp som i 2000.**

	2010		2020	
	Erstattet fossilt GWh	Utslipps reduksjon CO <sub>2</sub> –ekv.	Erstattet fossilt GWh	Utslipps reduksjon CO <sub>2</sub> –ekv.
Industri	1000	153	2 000	306
Næring	500	107	1 000	214
Bolig	250	57	500	113
Sum	1 750	317	3 500	633

### Kostnader

NOVAP vurderer potensialet over som privatøkonomisk lønnsomt. For Næringsbygg over 500 m<sup>2</sup> som har behov for kjøling vurderes gjennomsnittlig inntjeningsstid til å være 5-6 år

## 4.6. Tiltak 5 – Konvertering av olje-kjeler til bio-kjeler

Tiltaket: Konvertering av en viss andel oljekjeler til bioenergikjeler

### 4.6.1 Beskrivelse av utslippkilden

Den største andelen av utslippet fra kildene bolig og andre næringer stammer fra oljekjeler. Det er ikke statistikkgrunnlag for å eksakt angi hvor stor andel, men vårt anslag er at 90 prosent av utslippet skjer ved fyring i oljekjeler. De resterende 10 prosent av utslippet skjer ved direkte bruk i parafinbrennere, og noe LPG/LNG.

Uslipp fra kildene som omfattes er beskrevet tidligere i tabellene 18 og 19.

### 4.6.2 Tiltaksbeskrivelse

Vi har basert vurderingen av omfanget av dette tiltaket på en grundig gjennomgang av antall oljekjeler i Osloregionen og hvor stor andel av disse det er realistisk å konvertere. (Forslag til Klima- og energihandlingspakke for Osloregionen, 2003)

Beregningene av antall oljekjeler i Osloregionen som kan konverteres til biokjeler er foretatt ut fra vurderinger av fremtidig (fram til 2012) kjøpekraft, muligheter for kommunalpolitiske og andre offentlige beslutninger samt geografisk plassering. På denne bakgrunn har vi kommet fram til at anslagsvis 3.550 anlegg blir konvertert i perioden fram til 2008-12, dvs. 13 prosent av totalt ca 27.000 anlegg i hele regionen. Fordeling på bygningstype (indirekte kjelstørrelse) og fylke er vist i tabellen nedenfor.

Fram til 2020 er vår vurdering at det er potensial for konvertering av 50 prosent av alle anlegg (oljekjeler) i Osloregionen. Vi tror imidlertid ikke potensialet er like stort for hele landet og reduserer dette til ca 30 % av stasjonær energibruk.

Samlet betyr det at vi antar et potensial på ca 10 prosent av energibruken i 2010 og 30 prosent av energibruken i 2020. Vi har videre forutsatt at det er to prisklasser innenfor dette potensialet. Halvparten av potensialet tas ut til en lav merkostnad investering og halvparten til en høy merkostnad.

Årsaken til kostnadsforskjellen er begrunnelsen for konverteringen. Skjer konverteringen i forbindelse med at oljebrenner likevel må skiftes på grunn av feil eller alder, vil merkostnaden være lav (5 øre kWh). Skjer konverteringen tidligere enn normal utskiftingstakt er merkostnaden være høy (30 øre/kWh).

I tabell 31 har vi sammenstilt fordelingen på anlegg og målsetninger for de ulike anleggsstørrelsene/typene i Osloregionen, og anslåtte merkostnader per kjelanlegg ved konvertering for ulike størrelser av kjelanlegg. De samme forutsetningene antar vi gjelder nasjonalt.

Merkostnadene investering antas å være tilnærmet null for perioden fram til 2010. Grunnen til dette er at disse første 10 % av kjelanleggene som konverteres vil være de som uansett hadde måttet gjennomføre en vesentlig rehabilitering eller nyinvestering i oljekjelanlegg. I stedet velges biokjel, og kostnadene på de to kjelanleggene er relativt like.

I perioden fram til 2020 antas det imidlertid at konverteringen skjer i forhold til oljekjeler som fremdeles kunne ha noen år fortsatt drift ved relativt beskjeden oppgradering. Dermed påløper det en merinvestering som er som angitt i tabell 31.

**Tabell 31: Oppdeling i anlegg på bygningstype/sector, %-vise målsettinger om konvertering i de tre fylkene, regionen og Norge fram til 2008-12 og konverteringskostnad pr anlegg.**

Type	Målsetting Akershus	Målsetting Oslo	Målsetting Buskerud	Målsetning som et Gjennomsnitt for regionen og Norge	Gj.sn konvert. kostnad (merinvestering per anlegg)
	[ % ]	[ % ]	[ % ]	[ % ]	[1000 kr]
Varmef./småhus	15	10	20	15	50
Boligblokker	25	15	30	20	850
Næringsbygg	20	10	25	20	1500
Bilverksteder	0	0	0	0	?
NSB	30	30	30	30	4000
Fylkes-/kommuner	20	5	25	20	1500
Staten	20	20	20	20	1500
Forsvaret	20	5	20	20	4000

Det er for kjelanleggene som konverteres forutsatt at oljeforbruket er noe høyere enn gjennomsnittet for alle anleggene. Dette er realistisk fordi vi må forvente at det vil bli konvertert flere store anlegg innenfor hver gruppe enn små, dvs. de anlegg som har høyest energibruk per gruppe.

#### 4.6.3 Effekten av tiltaket

Energiomlegging (reduksjon i oljebruk) på landsbasis som følge av konvertering til biokjel er i 2010 beregnet til ca 1,4 TWh/år. Det gir en utslippsreduksjon på anslagsvis 376 ktonn CO<sub>2</sub>.

Energiomlegging (reduksjon i oljebruk) på landsbasis i 2020 er beregnet til ca 4,2 TWh/år gir en utslippsreduksjon på anslagsvis 1.128 ktonn CO<sub>2</sub>

Tilsvarende tiltak kan også beregnes for konvertering av elkjeler til biobrensel. SFT har vurdert det slik at redusert elbruk/produksjon skal gi klimagassreduksjoner tilsvarende marginal elektrisitetproduksjon basert på naturgass, dvs. 367 g CO<sub>2</sub> –ekv. per kWh.

#### 4.6.4 Kostnader

Merinvesteringen er splittet i:

Alternativ 1: lav kostnad angitt til ca 5 øre/kWh og

Alternativ 2: høy kostnad angitt til ca 30 øre/kWh.

Drift- og vedlikeholdskostnader for en biokjel er 4-5 øre/kWh høyere enn for olje.

Brenselpris for biomasse er antatt å ligge 5-15 øre/kWh lavere enn olje. Dette er begrunnet i et økende marked for biomasse, kvoteplikt/CO<sub>2</sub>-avgift/div. virkm. på oljeprodukter

Dette gir en samlet merkostnad for konvertering til biokjel på mellom 2 og 11 øre/kWh:

Alternativ 1: redusert kostnad på 10 – 15 øre/kWh

Alternativ 2: merkostnad på 5 – 10 øre/kWh

## 4.7. Tiltak 6 – Utvide ordningen "Effektiv oljefyring" til store anlegg

### 4.7.1 Utslippskilden

Beskrevet under tiltak 1, avsnitt 4.3.1

### 4.7.2 Tiltaksbeskrivelse - forutsetninger for nasjonal tiltaksanalyse

EO-ordningen er et kvalitetssystem for test og kontroll av små oljefyringsanlegg (under 120 kW). Ordningen inkluderer opplæring og godkjenning av fyingsteknikere og feiere, samt nødvendige rutiner for å dokumentere kvaliteten på arbeidet. EO-ordningen skal sikre kundene god kvalitet på servicearbeidet, ivareta effektiv drift av anleggene og også fungere som klageinstans. Oljeselskapene har sluttet seg til EO-ordningen og skal kun benytte EO-godkjente fyingsteknikere. Pr dd er det utdannet ca 360 fyingsteknikere mens 135 er registrert i ordningen. Ordningen er frivillig i dag.

Antall anlegg er tatt ut fra hensyn til kjøpekraft, mulighetene for kommunalpolitiske og andre myndigheters beslutninger og geografisk plassering. Av de totalt 27.000 anlegg er det ca 9.500 anlegg som kan forbedres med 5-15 % til en kostnad på kr 173,5 mill. Dette gir en redusert brutto energimengde pr år på ca 74 GWh som tilsvarer en CO<sub>2</sub>-mengde på 20.200 tonn. Det er de små anleggene som drar ned økonomien i dette tiltaket.

Det finnes imidlertid et mer realistisk tiltak som kun dreier seg om de store anleggene. Av de totalt 27.000 anlegg er det nå ca 3.700 anlegg som kan forbedres med 10-15 % til en kostnad på kr 126,6 mill. Dette gir en redusert brutto energimengde pr år med ca 65 GWh som tilsvarer en CO<sub>2</sub>-mengde på 17.700 tonn.

En reduksjon på 65 GWh tilsvarer en reduksjon på 4,5 % av totalt fyringsoljeforbruk i Oslo, Akershus og Buskerud.

Gjennomsnittlig kostnad for tiltaket ved investeringstidspunktet er 1,9 kr/kWh og 7.100 kr/tonn CO<sub>2</sub>. I denne beregningen er det benyttet et "representativt oljeforbruk" for de kjelanleggene som forbedres gjennom EO-ordningen som er høyere enn gjennomsnittet for alle anleggene. Dette er også realistisk.

**Tabell 32: Oppdeling i anlegg, % -vise målsettinger om konvertering. Konverteringskostnad pr anlegg er også angitt. Kilde: Klima- og energihandlingspakke for Osloregionen.**

Type	Målsetting Akershus [ % ]	Målsetting Oslo [ % ]	Målsetting Buskerud [ % ]	Gj.sn konvert. kostnad [ kr]
Varmeforhandl./småhus	0	0	0	
Boligblokker	50 %	50 %	50 %	25 000
Næringsbygg	50 %	50 %	50 %	40 000
Bilverksteder	40 %	40 %	40 %	25 000
NSB	50 %	50 %	50 %	60 000
Fylkes-/kommuner	60 %	60 %	60 %	40 000
Staten	60 %	60 %	60 %	40 000
Forsvaret	50 %	50 %	50 %	60 000
Gjennomsnitt				

Ved en enkel oppskalering til nasjonalt nivå fra den detaljerte Osloregion analysen, kan vi anta at EO-ordningen medføre en reduksjon i totalt fyringsoljeforbruk på ca 4,5 % per år eller 627 GWh per år. Det tilsvarer en CO<sub>2</sub> –reduksjon på ca 170 ktonn per år.

### **4.7.3 Kostnader**

Tar man hensyn til 10 års levetid og 4 % kalkulasjonsrente, oljepris på 15 – 25 øre/kWh eks. avgifter og distribusjonskostnader og en EO-service kostnad på mellom kr 2.000 og 3.000 per anlegg, får vi en merkostnad på mellom 14 og 20 øre/kWh.

Ved økende energipris vil tiltakets årlige merkostnad reduseres raskt. Ved en oljepris på 35-40 øre/kWh eks. avgifter, vil tiltaket være lønnsomt innenfor en tidshorisont på 10 år.

## **4.8. Tiltak 7 – Boligass – direkte bruk av gass i boliger til erstatning for elektrisitet**

### **4.8.1 Beskrivelse av kilden**

Kilden er en andel av boliger (105). Det finnes i dag ca 240.000 leiligheter større enn 50 m<sup>2</sup> som kun har elektrisk oppvarming (Statoil, 2004; SSB, 2004). Gjennomsnittsförbruket (total el-bruk) av elektrisitet er 15 – 20.000 kWh/år. Oppvarming utgjør ca 50-60% av total elbruk.

Utslipp fra el beregnes ikke i nasjonalt utslippsregnskap i dag, men spart el eller økt elforbruk forutsettes å gi et utslipp tilsvarende en produksjon i et norsk gasskraftverk, dvs. 367 g CO<sub>2</sub> /kWh el.

Vi har ikkje vurdert rørdistribusjon og substitusjon av fyringsolje med naturgass. Rammen for prosjektet har ikkje tillat ten grundig gjennomgang av dette. Det vises til SFTs hovedrapport for en drøfting basert på erfaringar frå Lyse gass i Rogaland.

### **4.8.2 Beskrivelse av tiltaket**

Tiltaket består i å installere gasspeis som punktoppvarming. Dette krever et anlegg for lagring og transport av gass inn i leiligheten. Anlegget krever små inngrep og kan foretas både i bygårder og rekkehus. Det kreves en lagringstank for LPG, et rørsystem(net) fra tank og inn i leilighet/hus, en gasspeis(eller flere), et avgassrør ut av gasspeisen.

En slik punktoppvarming vil ikke kunne ta hele oppvarmingsbehovet i en leilighet, men en betydelig andel. Basert på erfaringer og beregninger fra Statoil er det forutsatt at det i gjennomsnitt vil kunne redusere el-bruken med 10.000 kWh/år per leilighet.

I 2010 antas det at 25 % av leilighetene med kun el til oppvarming omfattes av tiltaket, dvs. 60.000. Det medfører en energiomlegging av 0,6 TWh per år.

I 2020 antas denne andelen å kunne øke til 50 %, dvs. 120.000 leiligheter og en energiomlegging av ca 1,2 TWh per år.

Det er stor skepsis til at man oppnår så store reduksjoner i elektrisitetsbruken ved supplerings av gasspeis. Spesielt er det avhengig av effekten peisen gir og størrelsen på leiligheten. Skepsisen og misnøyen over at man ikke har fått det man er blitt lovet er blant annet kommet til uttrykk i en rettssak mellom Korpelia boligsameie og ABBL (Asker og Bærum boligbyggelag).

Vi har i våre beregninger ikke tatt hensyn til denne skepsisen/usikkerheten.

### **4.8.3 Effekten av tiltaket**

Siden leilighetene kun bruker elektrisitet representerer ikke denne energibruken noe utslipp av klimagasser eller andre forbindelser. I de siste årene (2000-2004) har vi imidlertid kommet i en situasjon der vi er netto importør av el. Importen skjer først og fremst fra Sverige og Danmark. Markedet er imidlertid mer og mer et felles Europisk marked og her skjer produksjon på marginen (en ny kWh) ved gasskraft eller kullkraftverk. Det vil også være tilfelle i Norge.

En spart kWh el vil derfor kunne sies å representere sparte utslipp fra norsk gasskraftverk, dvs. 367 g/kWh hvis det ikke er CO<sub>2</sub>-håndtering. (SFT, 2005).

LPG i en gasspeis gir imidlertid utslipp av klimagasser, beregnet til ca 232 g/kWh.

I dette tiltaket legger vi til grunn at introduksjon av boligass (LPG) reduserer el produsert fra gasskraft. Utslippsgevinsten vil da være differansen mellom utslipp fra gasskraftverk og utslipp fra LPG i gasspeis.

I 2010 er denne gevinsten beregnet til 85 ktonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter og i 2020 til 190 ktonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Andre utslipp er ikke beregnet. Utslippsgevinsten avhenger ikke av framskrivningene da dette er beregnet ut fra et antall leiligheter/boliger som substituerer elektrisitet med gass. Effekten av tiltaket vil kunne øke hvis antall leiligheter som tar i bruk boligass øker.

#### **4.8.4 Kostnader**

Kostnadene er forbundet med gassanlegg, gasspeis og brenselpris.

Investeringer i gassanlegg, dvs. lagringstank og rørgnett, og gasspeis er oppgitt fra Statoil til å ligge mellom 3,5 og 4,7 kr/kWh nyttiggjort. Antatt forbruk per enhet ca. 10.000 kWh/år. Kostnadene for gassanlegget er beregnet til ca 10.000 per leilighet, og prisen på en gasspeis er anslagsvis 25.000,-.

Med en beregnet levetid på 15 år og 4 % gir det en kapitalkostnad på 31 til 42 øre/kWh. Det inkluderer en nettleie på ca 12 øre/kWh eks. mva.

Brenselkostnaden for LPG er i dag ca 40 øre/kWh eks. mva.

Samlet kostnad 71 til 82 øre/kWh eks. mva.

Merkostnaden for substitusjon fra el til gass kan da beregnes ved å trekke fra antatt elpris. Denne er i perioden fram til 2020 antatt å ligge i gjennomsnitt på 25 øre/kWh eks. mva. + nettleie på ca 20 øre/kWh eks. mva. men inkl. el-avgift. Det gir en merkostnad på omlag 26 til 37 øre/kWh.

Dette gir en kostnad per utslippsreduksjon på omlag 1.840 kr/tonn CO<sub>2</sub>-ekv.

#### **4.8.5 Virkemidler**

Virkemidler er ikke vurdert.

## 4.9. Tiltak 8 – Innfasing av solvarme

### 4.9.1 Beskrivelse av utslippskilden

Utslippskilden er beskrevet i avsnitt 4.3.1

### 4.9.2 Tiltaksbeskrivelse og vurdering av potensial i forhold til kostnad

Bevisst bruk av solenergi (varme) er beskjedent i Norge i dag. Vi skiller mellom passiv og aktiv solvarme. Passiv solvarme er knyttet til bruk av bygningskonstruksjoner for å utnytte innstrålt solenergi mot en bygning til oppvarming, lys eller kjøling. Aktive solvarmeanlegg består av en solfanger som absorberer solstrålingen, et varmelager for lagring av varmen til perioder med lav innstråling og et varmefordelingssystem i bolig (for eksempel et sentralvarmeanlegg). Aktiv solvarmeanlegg krever elektrisitet til pumper/vifter/varmevekslere for å drive fordelingsystemet og utnytte temperaturforskjellene.

I Norge er det i dag installert ca 7.000 m<sup>2</sup> solfangere for oppvarming av tappevann og bygninger. Dette gir ca 2 GWh varme per år. I hovedsak dreier det seg om kontorbygg og større boligkomplekser. En produksjon på 1 TWh varme per år krever om lag 2,5 mill m<sup>2</sup> solfangerareal.

Samlet sett er det et lite antall anlegg og solfangerareal i Norge i forhold til i Sverige og Danmark. I Danmark er det i dag ca 300.000 m<sup>2</sup> solfangere og det installeres ca 2.500 nye anlegg hvert år.

Potensialet for fremtidig utnyttelse av solenergi i Norge er beregnet til i overkant av 10 TWh i 2010 og i overkant av 20 TWh i 2020 (Veritas, 1990). Bakgrunnen for estimatet er forutsetninger om nybygging og rehabilitering av bygningsmassen og at en viss andel av dette kan varmforsynes med solvarmeanlegg. Det har etter 1990 vært relativt beskjedent nybygging med aktive solvarmere og det angitte potensial for 2010 vil ikke nås. Det må også bygges betydelig større areal med solfangere hvert år enn det det gjøres i dag hvis man skal komme opp mot 20 TWh i 2020. Det synes per i dag ut til å være lite realistisk.

Basert på Danske og Svenske erfaringer og kostnadstall for solfangeranlegg har NVE (1996) beregnet at kostnadene varierer mellom 30 og 120 øre/kWh for komplette anlegg. Norske produsenter oppgir en investeringskostnad på mellom 800 og 2 000 kr/m<sup>2</sup> for ferdig installert solvarmeanlegg med et forventet energiutbytte på mellom 100 og 450 kWh/m<sup>2</sup>, dvs. en varmekostnad for sluttbruker på mellom ca 15 og 200 øre/kWh (ca 15 år og 4 % rente).

De nevnte potensialene for fremtidig utnyttelse av solvarme baserer seg på kostnader under 100 øre/kWh. Ved en kostnadsgrense 70 øre/kWh reduseres potensialene betydelig, dvs. til om lag 4 TWh i 2010 og 8 TWh i 2020. Basert på opplysninger fra den norske produsenten er det å anta at ca halvparten av dette igjen (2 og 4 TWh) kan realiseres til en kostnad på mellom 15 og 50 øre/kWh. I NOU 1998:11 angis det et potensial på 1,4 TWh til kostnad lavere enn 45 øre/kWh.

Vi antar at om lag 600 GWh (350 i næringsbygg og 250 i boliger) ny varme installeres fram til 2010 til en kostnad lavere enn 45 øre/kWh. Det gir en merkostnad på om lag 5 øre/kWh sammenlignet med elektrisitet (kraftpris og nettleie).

Fram til 2020 øker dette til 1,2 TWh (700 i næring og 500 i bolig) til en kostnad under 45 øre/kWh. Det gir en merkostnad på mellom 0 og 5 øre/kWh sammenlignet med elektrisitet.

### **4.9.3 Utslippseffekten av tiltaket**

Det antas at solvarme kommer i stedet for oljefyring. Da vil utslippsreduksjonen bli 131,3 ktonn CO<sub>2</sub> i 2010 og 262,5 ktonn CO<sub>2</sub> i 2020.

Erstatter solvarmen elektrisitet med utslipp beregnet fra norsk gasskraftverk blir reduksjonene 220 ktonn CO<sub>2</sub> i 2010 og 440 ktonn CO<sub>2</sub> i 2020.

## 5. Referanser

- Bioelectricity Vision: Achieving 15% of Electricity from Biomass, in OECD Countries by 2020) AEBIOM og WWF - <http://www.panda.org/downloads/europe/biomassreportfinal.pdf>
- Bygningsnettverkets årsrapport 2001, Enova
- Civitas, 2004. Nye krav til bygningers energibehov. Supplerende konsekvensvurderinger og alternative prinsipper for fastsettelse av rammekrav til energibehov. Civitas, Emendo og Gurigard på oppdrag fra Statens byggtknisk etat, BE. Oslo, november 2004.
- ECON, 2003. Samfunnsøkonomi i fjernvarme og aktørenes incentiver. ECON-rapport 2003-100, pr. nr. 40570. Oslo, oktober 2003
- Energifakta, EBL. [www.ebl.no](http://www.ebl.no)
- ENOVA, 2003. Bygningsnettverkets energistatistikk 2002. Trondheim juni 2003.
- Enova, 2005. [www.enova.no](http://www.enova.no)
- Foreninga for norske småkraftverk - <http://www.smakraftverk.com/>
- SSB, 2004. Ny statistikk publisert 08.06.04 for husholdninger/boliger, referanse: <http://www.ssb.no/husenergi/>
- NOU 1998:11 "Om energi- og kraftbalansen mot 2020"
- NTB, 2005. Presseklipp.
- NVE, 2004. Grønne sertifikater. Utredning om innføring av et pliktig sertifikatmarked for kraft fra fornybare energikilder. Revidert utgave NVE-rapport 11/2004.
- NVE, 2005. [www.nve.no](http://www.nve.no)
- Sintef 1999. Tokle, T., Tønnesen, J, Enlid, E. Status for energibruk, energibærere og CO2-utslipp for den norske bygningsmassen. Rapport A 4887. SINTEF, 1999
- Sintef, 2003. Nye forskriftskrav til bygningers energibehov, Sintef , STF A03524 (2003)
- SSB, 2005. [www.ssb.no](http://www.ssb.no)
- Statoil, 2004. Statoil boligass. Et foredrag, pp-presentasjon.
- Zero fakta. Zero Emission Resource Organisation