

# Skogbasert bioenergi til oppvarming - økonomisk potensiale i Norge og effekt av økonomiske virkemidler

Erik Trømborg  
Torjus F. Bolkesjø  
Birger Solberg

INA fagrapport 9

Institutt for naturforvaltning  
Universitetet for miljø- og biovitenskap

2007



## *Forord*

Økt energiforbruk og stor variasjon i innenlands kraftproduksjon skaper behov for økt kraftproduksjon i Norge. Samtidig medfører klimaeffekter og Kyotoforpliktelser behov for økt satsing på fornybar energi. I prosjektet – *Forest based bioenergy in Norway: Economic potential, market interactions and policy means*, har vi studert hvilket potensiale som ligger i bioenergi til stasjonært forbruk og hvordan ulike scenarier for utviklingen i energiprisene og økonomiske virkemidler påvirker produksjonen av bioenergi. Prosjektet er finansiert av Norges Forskningsråd (prosjekt nr 158896), med støtte fra Statkraft SF og Agder Energi as.

Forskerne Erik Trømborg (INA) og Torjus F. Bolkesjø (tidligere INA, nå PointCarbon) har stått for hovedarbeidet i prosjektet. Arild Olsbu i Nettkonsult as har bidratt med data for ulike bioenergiteknologier. Hanne Katrine Sjølie (INA) har bistått med modellanalyser.

Denne rapporten presenterer hovedresultatene fra prosjektet. Tidligere er det publisert resultater i *Scandinavian Journal of Forest Research* og i *Cicerone*. Artikler fra prosjektet er under publisering i *Energy Policy* og *Biomass and Bioenergy*. Videre er det skrevet to hovedoppgaver og en aviskronikk på grunnlag av dette arbeidet.

Vi takker for støtten til prosjektet.

Birger Solberg  
Prosjektleder

## *Sammendrag*

Trømborg, E., Bolkesjø, T. F. & Solberg, B. 2007. Skogbasert bioenergi til oppvarming - økonomisk potensiale i Norge og effekt av økonomiske virkemidler. INA fagrappport 9. 28 sider. [Forst based bioenergy for heating - Economic potential in Norway and effects of policy means].

Økningene i energipriser har sammen med ”kraftmangel” satt fart i debatten om behovet for økt produksjon av energi i Norge. Samtidig har Norge gjennom sin ratifikasjon av Kyotoprotokollen forpliktet seg til å sørge for at de årlige klimagassutslippene i perioden 2008-2012 i gjennomsnitt ikke er mer enn 1 % høyere enn utslippene i 1990. I dette prosjektet har vi basert på data for energibruk, bolig- og befolkningsstruktur i Norge beregnet det tekniske og økonomiske potensialet for bioenergi i Norge og analysert hvordan utviklingen i energiprisene påvirker produksjonen av bioenergi. Effekten av økonomiske virkemidler som investeringstøtte og feed-in på energiprisen, er beregnet under ulike scenarier for utvikling av energiprisene. Det er anvendt en regionalisert partiell likevekstmodell som tar hensyn til transportkostnader, konkurranse om råstoffet fra skogindustrien, samt at økt etterspørsel etter råstoff gir økning i råstoffprisen. Resultatene viser at en fortsatt langsiktig økning i energiprisene gjør det mulig å øke produksjonen av bioenergi fra dagens ca 12 TWh til om lag 20 TWh nyttiggjort energi i Norge innen år 2015. Dette vil tilsvare omlag 14% av det stasjonære energiforbruket dersom energiforbruket fortsetter å øke med dagens takt. Bioenergi vil i første rekke erstatte olje til oppvarming. El-produksjon basert på skogbasert brensel kan på sikt bli aktuelt i Norge, men krever en annen virkemiddelpolitikk enn dagens.

En økning i den langsiktige varmeprisen fra 0,50 kr til 0,70 kr/kWh + mva gir i modellen en økning i bioenergiproduksjon fra dagens 12 TWh til 20TWh i år 2015. Dette gir 20-30% økning i massevirkeprisene for furu og lauv i år 2015. Bruk av mer hogstavfall bidrar til å dempe presset på tømmerprisene. Økningen i tømmerprisene vil påvirke produksjonen av sponplater og kjemisk masse som får svekket lønnsomhet og en beregnet produksjonsnedgang hhv 12 og 4% i 2015 dersom varmeprisen stiger fra 0,50 til 0,70 kr/kWh.

Usikkerhet om utviklingen og svingninger i kraftprisene kan være et hinder for langsiktige investeringer i energisystemer og gjør at økonomiske virkemidler i mange tilfeller er nødvendig for økt bruk av bioenergi. Analysene viser hvordan effekten av økonomiske virkemidler avtar med økende energipriser. Rapporten peker på at de økonomiske virkemidlene knyttet til bioenergi i Norge er relativt begrenset i europeisk sammenheng. Virkemidlene kan også i større grad innrettes slik at de reduserer risikoen ved investeringene ved å garantere en minimum pris for bioenergi. Skal bioenergi utgjøre en viktig del av norsk energiforsyning, trengs en mer offensiv virkemiddelpolitikk, offentlig bevissthet i form av konsesjoner og krav, og mer kompetanse på området.

## *Summary*

Trømborg, E., Bolkesjø, T. F. & Solberg, B. 2007. Skogbasert bioenergi til oppvarming - økonomisk potensiale i Norge og effekt av økonomiske virkemidler. INA fagrapport 9. 28 pages. [Forst based bioenergy for heating - Economic potential in Norway and effects of policy means].

Increased energy prices, issues related to security of electricity supply and net import of electricity have intensified the debate about the need for increased energy supply in Norway. Norway has also through the ratification of the Kyoto protocol committed itself to reduce the GHG emission. This project have, based on data for energy consumption, building statistics and population census, estimated the technological and economical potential for bioenergy for heating in Norway. We have also analysed how the development in energy prices may affect the production of bioenergy. The impact of different policy means like investments subsidies and feed-in tariffs are calculated under different scenarios for the development of the energy prices. The study is based on a regionalized partial equilibrium model covering forestry, forest industries and the bioenergy sector. The advantage of this methodology is that it allows for assessments of the economic potential of bioenergy under different policy alternatives, taking into account the competition for raw materials from the forest industries, regional differences regarding heat demand and wood fiber supply, as well as important spatial aspects connected to interregional transport and trade of wood.

The results show that a continued long-term growth in the energy prices will make it possible to increased the production of bioenergy from the current level of 12 TWh to about 20 TWh net energy by year 2015. This production level corresponds to about 14% of the stationary energy consumption if the total consumption continues to increase at the current level. Increased use of bioenergy in Norway will mainly substitute oil and kerosene in heating. Electricity production based on forest fuels can in the future be feasible also in Norway, but demands more economic incentives compared to what are available at present.

An increase in the long term heat price from NOK 0.50 to NOK 0.70 per kWh + VAT increases the bioenergy production in the model from the current 12 TWh to 20TWh by year 2015. The increased bioenergy production will mainly have an impact on the price of pine and non-coniferous pulpwood, which in the model increase by 20-30% by year 2015 if the long-term heat price increases to NOK 0.70 per kWh. Increased use of harvesting residuals reduces the increase on roundwood prices. This price increase will affect the production of fiberboard and chemical pulp, which get reduced profitability and a reduced production level of 12 and 4% respectively by 2015, if the long term heat price increases from NOK 0.50 to 0.70 per kWh.

Uncertainty about the development and fluctuation in the energy prices might be a barrier for long term investments in energy systems and can justify the use of economic incentives. The results show how the effects of economic incentives are reduced when the energy prices increases. The report describe that the economic incentives in Norway are relatively limited when compared to other European countries. It is also pointed out that the incentives to a larger extent should reduce the risk of the investments by guaranteeing a minimum price for bioenergy. If bioenergy is going to constitute a more important part of the Norwegian energy market, more ambitious economic instruments, public awareness, legal requirements and more competence are needed in this field.

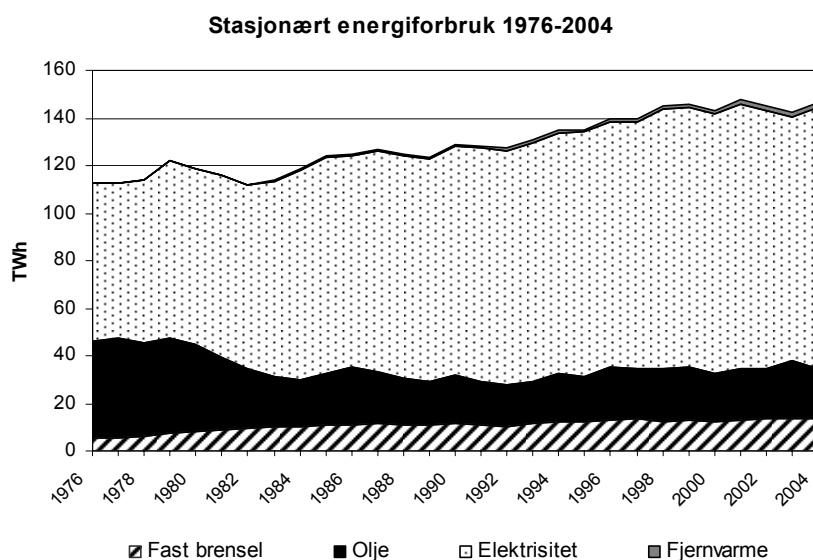
## **Innhold**

<b>1. BAKGRUNN</b>	<b>6</b>
1.1. UTVIKLINGEN I DET NORSKE ENERGIMARKEDET OG FORMÅLET MED ANALYSEN	6
1.2. PRISUTVIKLING PÅ ENERGI	7
<b>2. MATERIALE OG METODE</b>	<b>10</b>
2.1. MODELL	10
2.2. DATA	12
<b>3. RESULTATER</b>	<b>13</b>
3.1. TEKNISK/ØKONOMISK POTENSIALET FOR BIOENERGI I NORGE	13
3.2. EFFEKTER AV ØKT ENERGIPRIS	15
3.3. EFFEKTER I RÅSTOFFMARKEDET	16
3.4. EFFEKTEN AV ULIKE VIRKEMIDLER	17
<b>4. DISKUSJON OG KONKLUSJON</b>	<b>20</b>
4.1. DISKUSJON	20
4.2. KONKLUSJONER	23
LITTERATUR	25
VEDLEGG. TABELLER	26

# 1. BAKGRUNN

## 1.1. Utviklingen i det norske energimarkedet og formålet med analysen

Det norske energiforbruket er høyt i internasjonal målestokk og har økt med nesten 40% fra 1976 til 2005. Kraftkrevende industri står i dag for 30% av energiforbruket i Norge, private husholdninger 25% og annen industri og næringer 45%. Veksten i el-forbruket har flatet ut og var i gjennomsnitt 1% årlig i perioden 1990-2004. Elektrisitet utgjør ca 77% av husholdningenes netto stasjonære energiforbruk, ved 14%, olje og parafin 8% og fjernvarme mindre enn 1% (SSB Energistatistikk). I europeisk sammenheng karakteriseres det norske energiforbruk av høyt energiforbruk per innbygger og høy andel elektrisk kraft. Elektrisitet utgjør 50% av det innenlandske energiforbruket, fossile brensler 43% og bioenergi 7%. Stor tilgang på vannkraft til lave priser har gitt en begrenset satsing på andre fornybare energikilder og vannbåren varme i Norge. Av det stasjonære forbruket, dvs energiforbruk til andre formål enn råstoff, transport og energiproduksjon, er elektrisitet jevnt økende og olje avtagende, se Figur 1.



**Figur 1. Stasjonær energiforbruk i Norge 1976-2005. Kilde: SSB Energiregnskapet.**

Norge står overfor flere store utfordringer knyttet til energibruken. Den sterke avhengigheten av vannkraft, stor årlig variasjon i produksjonen og begrenset overføringskapasitet mot utlandet skaper en usikker kraftforsyning når forbruket er økende. Mens midlere produksjon av el er 120 TWh, varierer kraftproduksjonen i Norge fra 89 TWh til 150 TWh. Netto innenlands sluttforbruk i 2005 var 112 TWh og forventet forbruk i 2015 er 135,5 TWh (NVE Kraftbalansen mot 2020). I tillegg til større overføringskapasitet til utlandet og mellom regioner, er det behov for økt kraftproduksjon og/eller redusert elektrisitetsforbruk for å øke forsyningssikkerheten både på nasjonalt og regionalt nivå i Norge.

Parallelt med dette har Norge gjennom sin ratifikasjon av Kyotoprotokollen forpliktet seg til å sørge for at de årlige klimagassutslippene i perioden 2008-2012 i gjennomsnitt ikke er mer enn 1 % høyere enn utslippene i 1990, mens de reelle utslippene for 2004 viser en 11 % vekst,

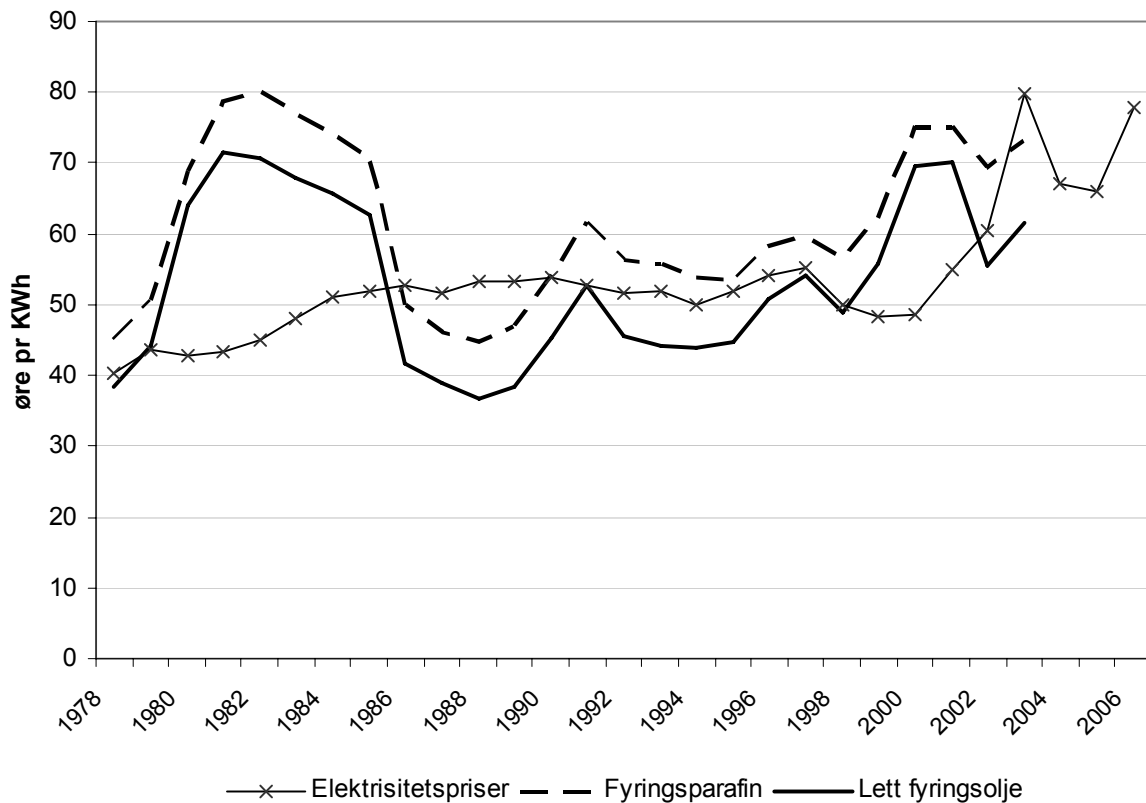
med en stigende trend. Det er CO<sub>2</sub> som dominerer både det totale volumet av klimagasser og utslippsveksten siden 1990. NOU 2006:18 "Et klimavennlig Norge" peker på ulike tiltak som vil gjøre at klimagassutslippene fra norsk territorium reduseres med to tredjedeler fra dagens nivå innen 2050. Overgang til CO<sub>2</sub>-nøytral oppvarming gjennom økt bruk av biomasse, bedre utnyttelse av solvarme, varmepumper o.l er et av tiltakene som foreslås i denne utredningen.

Formålet med denne studien er å klargjøre hvilket potensiale som ligger i bioenergi til stasjonært forbruk og hvordan ulike scenarier for utviklingen i energiprisene og økonomiske virkemidler påvirker forventet produksjonen av bioenergi. Virkemidlene som er analysert er (i) prisstøtte (feed-in) til energiproduksjon i fjernvarmeanlegg basert på bioenergi, (ii) investeringstøtte til fjernvarme, og (iii) utskifting av oljekjeler med biokjeler i sentralvarmeanlegg.

Disse scenariene er interessante i den pågående energidebatten i Norge. Regjeringen lanserte i 2006 et mål om 30 TWh fornybar energi innen 2016 og det skal etableres et fond på 20 mrd for å gi støtte til infrastruktur for fjernvarme, tilskudd til husholdning, vrakpant på oljekjeler og subsidiering av energi produsert i anlegg med vannbåren varmedistribusjon. Effekten av de ulike virkemidlene analyseres i denne studien gjennom en partiell likevektsmodell som dekker skogsektoren (dvs skogindustri og skogbruk) og bioenergimarkedet.

## **1.2. Prisutvikling på energi**

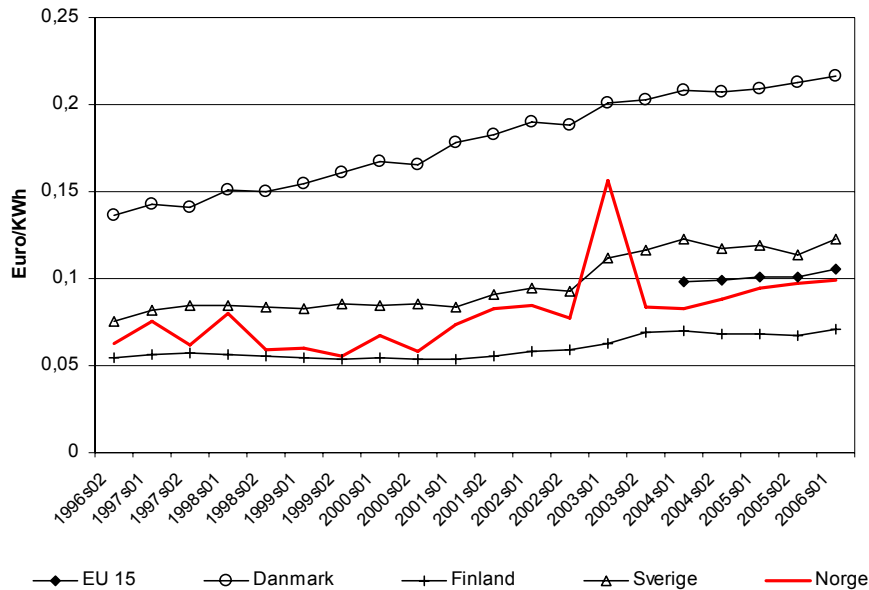
Prisen for nyttiggjort energi basert på konvensjonelle teknologier er en sentral faktor for etterspørselen etter bioenergi og andre fornybare energikilder. De reelle kostnadene for olje og elektrisitetsbasert oppvarming er doblet siden 1976. Høye oljepriser på 70- og 80-tallet gjorde at olje ble erstattet med el til oppvarming. Elektrisitetsprisen var relativt stabil frem til 2002, men har etter dette hatt store svingninger, på linje med prisen på olje, se Figur 2.



**Figur 2. Beregnede priser for nyttiggjort energi til husholdningene 1978-2006. Faste 1998-priser. Øre/kWh. Alle avgifter inkludert. Prisene gjelder ved en virkningsgrad på 100 prosent for elektrisitet, 70 prosent for fyringsolje og 75 prosent for parafin og tungolje. Fra og med 2002 er virkningsgraden for fyringsolje oppjustert til 80 prosent. Kilde: Statistisk Sentralbyrå.**

Figur 3 viser hvordan el-prisen til norske husholdninger har utviklet seg i forhold til prisen i våre naboland. Bortsett fra ekstremnivået vinteren 2003, ligger el-prisen inkludert skatter og avgifter under prisene i Sverige og Danmark, men over prisen i Finland. Hovedårsaken til forskjellene i el-prisene til husholdningene er forskjeller i skatter og avgifter på elektrisitetsforbruk – de utgjør ca 40% i Finland, 50% i Norge, 70% i Sverige og 160% i Danmark. For industrikunder er prisene i Finland, Sverige og Norge relativt like og lave i forhold til Danmark og resten av Europa (Eurostat 2007).





**Figur 3. Elektrisitetspriser for husholdninger inkludert nettleie, skatter og avgifter for konsumenter med årlig forbruk på 20 000 kWh. Kilde: Eurostat 2007.**

I gjennomsnitt har de nominelle el-prisene i de nordiske landene steget med i overkant av 4% i året de siste 10 årene. Det er ikke trivielt å anslå hvordan kraftprisene vil utvikle seg framover, men CO<sub>2</sub> –utslippskvoter i kraftsektoren med kvotepris på anslagsvis 15-25 €/tonn, utfasing av en betydelig del av kjernekraftkapasiteten i Tyskland, og en fortsatt økende europeisk krafttterspørsel, er faktorer som peker i retning av fortsatt økende priser. Utviklingen i prisene på fossile brenslere er også avgjørende fordi gass og kull er en viktig innsats i europeisk kraftproduksjon. Gassprisen er tett korrelert med oljepris og mange forventer stigende oljepriser de neste 10-20 år. Med en reell årlig prisvekst på 3%, vil vi få et prisnivå på 100 øre per kWh i 2010 og 115 øre i 2015 for norske husholdninger i 2006 kr inkludert alle avgifter. I 2006 var samlet elektrisitetspris til husholdningene 91,5 øre inkludert alle avgifter. Det store elektrisitetsforbruket, både til oppvarming og til kraftkrevende industri, gjør konsekvensene av høye elektrisitetspriser relativt store i Norge.

Et annet kjennetegn ved energimarkedet er forskjellene i energipriser til ulike sektorer. Spesielt gjelder dette elektrisitet hvor forskjeller i kontraktstype, overføringstariffer og avgifter skaper store forskjeller. Kraft til industriproduksjon har fritak for el-avgiften som i 2007 er på 10,23 øre. Til oppvarming i sentral- og fjernvarmeanlegg brukes også delvis uprioritert kraft med utkoblbar overføring av kraft. En utkoblbar overføring er en overføring av elektrisk kraft som umiddelbart kan erstattes av en brenselfyrt reserve. En typisk installasjon for utkoblbart forbruk er en el-kjele med mulighet til å bytte til olje på kort varsel. Nettleie for utkoblbar el er under en tredjedel av standard energitariff. I 2006 var kraftprisen til husholdningene 41,3 øre eks mva, mens kraftkrevende industri hadde en kraftpris på 13 øre som følge av eldre fastpriskontrakter og ikke-markedsbestemte priser. I 2004 var el-prisen til husholdningene inkludert alle avgifter 70% høyere enn prisen til industrien. Mellom tjenesteytende sektor og husholdningene er forskjellene begrenset (SSB Elektrisitetsstatistikk 2006). For fyringsolje kan forskjeller i avansen til store kunder og små privatkunder gi forskjeller på innkjøpsprisen på opptil 30%.

## 2. MATERIALE OG METODE

### 2.1. Modell

I dette prosjektet er det anvendt en oppdatert versjon av den partielle likevektsmodellen NTM II. NTM II tilhører same klasse modeller som skogmodellen *the Global Trade Model* (GTM) som ble utviklet ved IIASA i 1980-årene (Kallio et al., 1987), og senere partielle skogsektormodeller som *the Global Forest Products Model* (GFPM) (Buongiorno et al., 2003), EFI-GTM (Kallio et al., 2004) og den norske skogsektormodellen NTM (Trømborg and Solberg, 1995). NTMII er en videreutvikling av NTM som tidligere har blitt brukt for ulike analyser av marked og rammevilkår (Bolkesjø, Trømborg & Solberg, 2004; Bolkesjø, 2005 og Bolkesjø, Trømborg & Solberg; 2006). Utviklingen av NTM II sammenlignet med tidligere skogsektormodeller er inkluderingen av bioenergisektoren. Varmemarkedet er modellert mer detaljert i denne studien sammenlignet med tidligere versjoner av NTM II.

NTM II maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet i hele skogsektoren (konsumentoverskuddet pluss produsentoverskuddet minus transportkostnader), under det gitt produksjonsbegrensningene. Den optimale løsningen gir markedslikevekten under fri konkurranse, som vist av Samuelson (1952). Likevekstpriser, produksjon, forbruk, produksjon av mellomprodukter og handel blir kalkulert for alle produkter, regioner og perioder. Strukturen i denne klassen av modeller er godt dokumentert i tidligere publikasjoner som Kallio et al. (1987), Ronnila (1995), Trømborg and Solberg (1995) og Kallio et al. (2004). Den spesifikke modellstrukturen i NTM II er beskrevet i Bolkesjø (2004). Den matematiske spesifikasjon av objektfunksjon og restriksjoner er også presentert i Bolkesjø, Trømborg & Solberg (2006). I det følgende avsnitt gir vi en kort oversikt over modellen.

Modellen kan deles inn i fire komponenter eller delmodeller; (I) tilbudet av råstoff, (II) produksjon av skogindustriprodukter og bioenergi, (III) etterspørselen etter skogindustriprodukter og varme, og (IV) interregional handel:

**I Tilbudet av råstoff:** Tømmertilbudet, spesifisert gjennom eksogent bestemte priselastisiteter og observerte priser og kvantum i basisåret (2003), definerer nivået på tilbudsfunksjonene i basisåret. Tilbudet skifter årlig som følge av endringer i stående tømmevolum, kalkulert som årlig tilvekst minus årlig avvirkning. Seks rundvirkesortimenter er inkludert i denne versjonen av NTM II; sagtømmer og massevirke av gran, furu og lauv. Modellen inkluderer også hogstavfall (GROT) som et mulig råstoff for bioenergi, men priser og volum for basisåret er ikke tilgjengelige fordi omsetningen i Norge er begrenset. Tilbudet av hogstavfall er i stedet definert som en trinnvis funksjon som reflekterer økende transportkostnader. Tilgjengelig hogstavfall med varierende transportdistanser er basert på Aalde og Gotaas (1999). Sagflis og bark, som er biprodukter fra skogindustriens, representerer det gjenværende råstoffet for bioenergi i modellen. Avsnittet "Produksjon av skogindustriprodukter og bioenergi" under beskriver hvordan biproduktene behandles i modellen.

**II Produksjon av skogindustriprodukter og bioenergi:** Produksjon av skogindustriprodukter og bioenergi er modellert gjennom en aktivitetsanalyse hvor input-output koeffisienter definerer ulike input for å produsere en enhet av et produkt/output. Det

forutsettes at skogindustrien maksimerer sin profitt, noe som innebærer at hver fabrikk produserer opp til et nivå hvor marginale kostnader er lik marginale inntekter. Konkurransen til skogindustrien vil da avhenge av inputkoeffisientene og de eksogent angitte prisene på innsatsfaktorene (arbeidskraft, energi, kapital, returpapir og andre variable kostnader), endogene råstoffpriser, endogene produktpriser og transportkostnader. Produksjonen begrenses av kapasitetsgrensene (se detaljer in Bolkesjø, Trømborg & Solberg; 2006).

NTM II definerer industriflis levert i massevirkemarkedet som et biprodukt fra trelastproduksjonen. I tillegg kan overskuddet av sagflis og bark om ikke brukes til oppvarming og tørking på fabrikken leveres til ekstern bioenergiproduksjon eller til andre formål (sagflis brukes som råvare av plateindustrien og bark brukes i hager, til sanitærformål etc.). Prisene på biprodukter fra skogindustrien bestemmes endogen i modellen.

Basert på en analyse av tilgjengelige teknologier og tilhørende kostnader, er 7 hovedtyper av bioenergianlegg spesifisert. Teknologiene representerer segmenter som til sammen danner markedet for varme basert på biomasse i Norge og er beskrevet i avsnitt 3.1. For hver teknologi er det samlet inn data for som er validert av energikonsulenter i Norge. Tabell 1 bak i rapporten viser inputdata for hvert segment.

**III Etterspørsel:** Etterspørsel etter skogindustriprodukter er modellert som en avtagende funksjon av produktprisen hvor formen på etterspørselskurven er basert på økonometriske studier og hvor faktisk pris og kvantum for basisåret bestemmer nivået på etterspørselskurven (referanseverdier). Basert på referanseverdiene er det anvendt en lineær tilpasning av etterspørselsfunksjonen. Etterspørselen etter skogindustriprodukter skifter årlig med eksogent angitt vekst i BNP og produktspesifikke BNP elastisiteter.

Det er forutsatt at varmeproduksjonen basert på biomasse, som er svært begrenset i forhold til varmeproduksjonen basert på elektrisitet og olje i Norge, ikke påvirker det generelle varmeprisnivået. Dette innebærer at etterspørselen etter bioenergi er forutsatt å være helt elastisk eller å ha horisontal etterspørselskurve. Bioenergiproduksjonen i NTM øker altså helt til marginalkostnaden når den eksogent angitte varmeprisen som bestemmes av prisene på elektrisitet og olje. Slik bestemmes produksjonen av bioenergi endogen i modellen, og er avhengig av de spesifikke forutsetningene om energipris og produksjonskostnader i hvert markedssegment og region.

Alle bioenergiteknologiene har et bestemt teknisk potensial som bestemmes av det totale energikonsumet, befolknings- og bygningsstruktur, oppvarmingssystem og nybyggingsaktivitet. Kapasitetsgrensene vises i Tabell 2 bak i rapporten og er definert for hver teknologi og region ihht til regionalt befolkningsmønster basert på befolknings- og bygningsstatistikk fra SSB (2002). Kvantifiseringen av disse kapasitetsgrensene er i noe grad basert på *ad hoc* vurderinger, siden det ikke finnes historiske estimater for nye energikilder.

**IV Handel:** NTM II har en regionalisert struktur med 21 regioner, en region for hver av de 19 fylkene, en region som dekker handel med Sverige og en som dekker handel med resten av verden. Alle tømmer- og skogindustriprodukter kan handles mellom regionene. I tråd med likevektsteorien om perfekt fungerende romlige markeder, vil handelen mellom to regioner øke inntil prisdifferansen mellom regionene er lik transportkostnadene.

## 2.2. Data

Modellen bruker omfattende data for skogsektoren og bioenergimarkedet. Data for skogsektoren slik som basisårpriser, produksjon, kapasiteter og teknologi er basert på offisiell statistikk (SSB) og spørreundersøkelser i skogindustrien og bioenergibransjen. Siden hovedfokuset her er på bioenergisektoren, rettes hovedoppmerksomheten mot teknologiene for bioenergi og forutsetninger knyttet til varmemarkedet. År 2003 er bruk som basisår i denne studien.

Analysene tar utgangspunkt i hovedtypene vi har av bioenergiteknologi i Norge og vi gjør følgende forutsetninger:

**Vedovn:** Begrenses av antall hus og leiligheter med pipe. Punkt-oppvarming og behov for ilegg begrenser realistisk årsproduksjon (badet kan ikke fyres varmt fra stua). Vi har i analysene forutsatt gjennomsnittlig maksimal årsproduksjon til 7000 kWh for eneboliger og 4000 kWh i leiligheter, noe som tilsvarer forbruk av hhv 1,9 og 1,0 favner ved. Eksisterende ovner har en forutsatt virkningsgrad på 60%, ny kapasitet 75%.

**Pellets-kamin:** Automatisk innmating muliggjør høyere årsproduksjon enn for vedovner og er satt til 9000 kWh. Kan erstatte 90% av forbruket av parafin i husholdningene og i tjenesteytende sektor, vil ellers konkurrere med vedovner. Forutsatt effektivitet 90% og investeringskostnad på 25 000 kr inkludert montering.

**Biokjel i eneboliger:** Biokjel kan erstatte oljebrenner i eksisterende og nye eneboliger med sentralvarme. Gjennomsnittlig maksimal årsproduksjon i nye boliger er satt til 15000 kWh. Forutsatt effektivitet 80%, investeringskostnad 40-50 000 kr. Kan fyres med ved, flis eller pellets. Potensialet er 90% av energiproduksjonen basert på lett fyringsolje i husholdninger og landbruk.

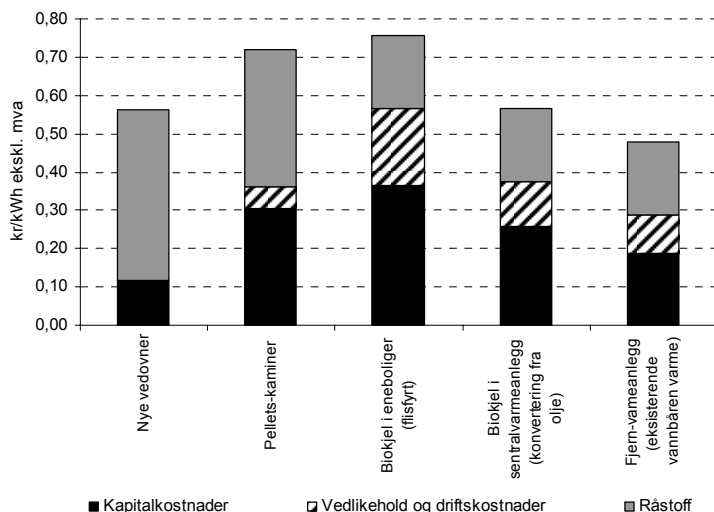
**Biokjel i sentralvarmeanlegg:** Utskifting av oljekjeler i sentralvarmeanlegg. Effektivitet 80%, kapitalkostnader på 0,25-0,30 kr/kWh + mva. Kan fyres med flis eller pellets. Potensialet satt til 90% av dagens (stasjonære) oljeforbruk i leiligheter og tjenesteytende sektor. I bygg uten vannbåren varme er investeringskostnaden for varmedistribusjonssystem er satt til 500kr/m<sup>2</sup>. I nye bygg kan investeringskostnaden for el trekkes fra i kalkylene (250kr/m<sup>2</sup>)

**Biobasert fjernvarme:** Fjernvarme er distribusjon og bruk av varmt vann via rørrnett med minst tre kunder og et samlet årlig energibehov på mer enn 1 GWh. Forutsatt effektivitet 80% levert kunde. Kapitalkostnader er ca 0,20 kr/kWh for fjernvarme til bygg med eksisterende vannbåren varme. Potensialet er satt lik potensialet for sentralvarme i tettbygd strøk og er konkurrerende med biokjeler i sentralvarmeanlegg. Eneboliger er ikke forutsatt å være en del av dette potensialet. Større anlegg fyres med flis fra rundvirke, sagflis eller hogstavfall. El-produksjon i varmekraftverk (CHP) er analysert som en variant av fjernvarmeanlegg i modellen.

**Biokjel i industrien:** Oljekjeler i industrien kan byttes ut med biokjeler som fyres med flis eller pellets med 80% effektivitet. Potensialet er satt til 75% av det stasjonære oljeforbruket i industrien. Varmeprisen er satt til 70% av varmeprisen for husholdninger og tjenesteytende sektor for å reflektere lavere energikostnader.

**Bioenergi i skogindustrien:** Skogindustrien bruker bark, avlut og sagflis til oppvarming og tørking direkte knyttet til vareproduksjonen. Potensialet for økt energiproduksjon er derfor begrenset.

Figur 4 viser kostnadene fordelt på kostnadstyper for et utvalg bioenergi teknologier som brukes i modellen.



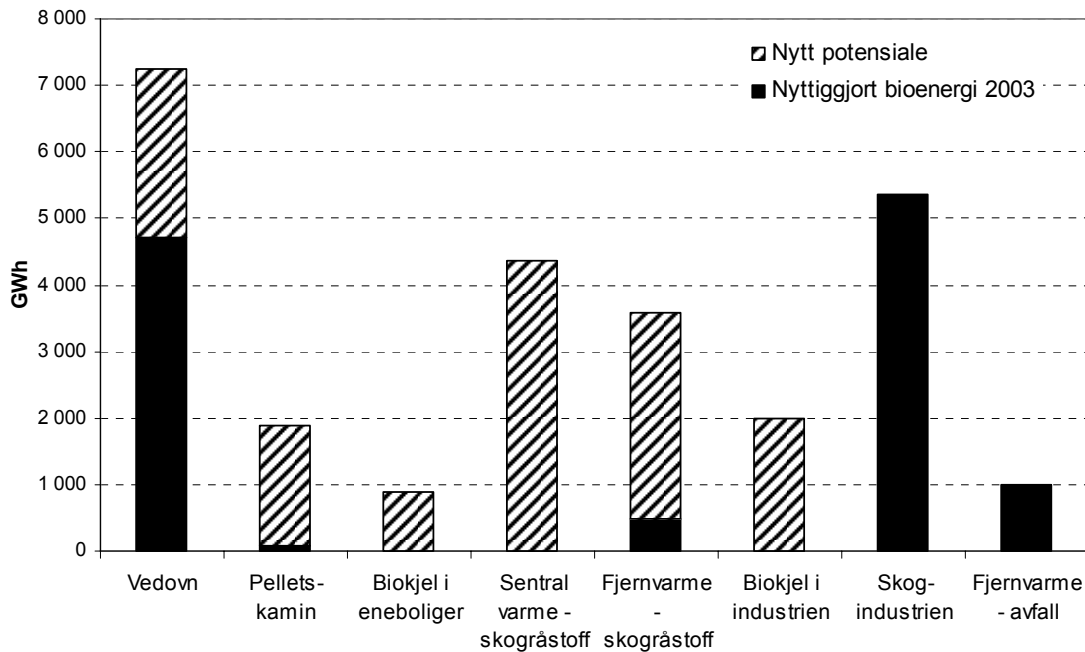
**Figur 4. Fordeling av kostnader for ulike bioenergiteknologier. Kalkylene er basert på bruk av massevirke furu (pris høsten 06) til produksjon av ved, pellets og flis og 7% kalkulasjonsrente. Råstoffkostnadene inkluderer tømmer, transport og råstoffbearbeiding.**

### 3. RESULTATER

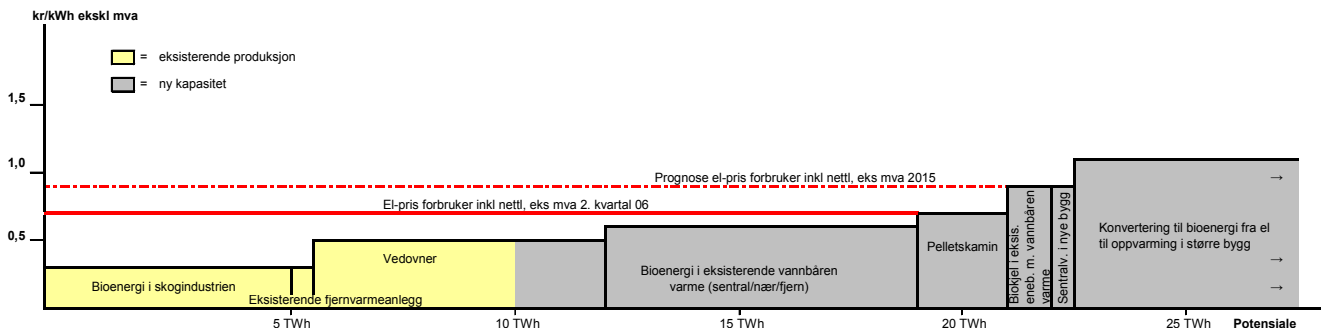
#### 3.1. Teknisk/økonomisk potensialet for bioenergi i Norge

Som vist i Figur 1 utgjør fast brensel/bioenergi en økende, men fortsatt lav andel av det norske energiforbruket. I prinsippet kan all stasjonær energibruk dekkes av bioenergi. Innenfor realistiske energiprisscenarier er imidlertid økt bruk av bioenergi i eksisterende bygg avhengig av at bygget har vannbåren varmedistribusjon, i tillegg til punktoppvarming med ved- eller pelletsovn (Bolkesjø, Trømborg and Solberg 2006). Vi har beregnet det teknisk-økonomiske potensialet for bioenergi til oppvarming. Beregningene er basert på data fra SSB for energibruk, bolig- og befolkningsstrukturen i Norge. Bioenergiproduksjonen basert på avfall fra industri, husholdninger og jordbruk i eksisterende fjernvarmeanlegg kommer i tillegg og hadde en samlet produksjon på 1 TWh i 2005 (SSB Fjernvarmestatistikk 2005).

Figur 5 viser hvordan eksisterende produksjon og potensialet for bioenergi fordeler seg på hovedtypene av bioenergi til oppvarming i Norge. I Figur 6 er potensialet og kostnadene for ulike teknologier og markedssegmenter vist i en kostnadskurve. I NTM spesifiseres det lignende kostnadskurver for hver enkelt region og med ulike råstofftyper.



**Figur 5. Nettoproduksjon av bioenergi i 2003 og estimert teknisk/økonomisk potensial for økt bioenergiproduksjon i Norge. Merk at potensialet for fjernvarme og biobasert sentralvarme ikke kan summeres fordi begge teknologiene inkluderer utskifting av oljekjeler i tettbygde strøk. Potensialet for pelletskaminer er isolert sett større en vist her, men vil da på bekostning av potensialet for vedovner.**



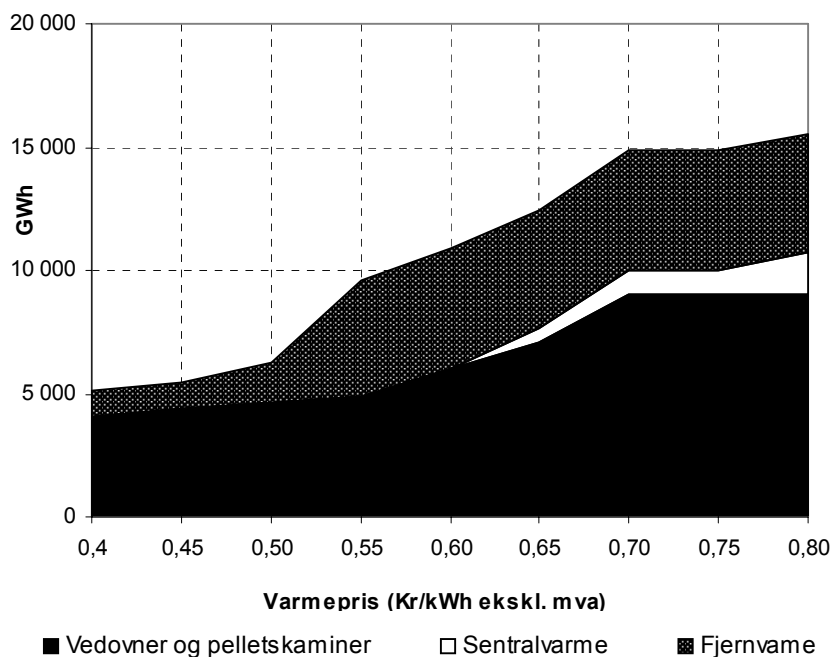
**Figur 6. Teknisk-økonomiske potensiale i Norge for bioenergi til oppvarming basert på skogråstoff. Kostnadene inkluderer alle kostnader (råstoff, kapitalkostnader, drift og vedlikehold). Råstoffkostnadene er basert på dagens priser (vil stige med økende etterspørsel).**

Nyttiggjort energi basert på biobrensel utgjorde til sammen ca 11,6 TWh i 2003. Av dette utgjorde avfall i fjernvarmeanlegg ca 1 TWh. Potensialet for bioenergi til oppvarming av eksisterende bygningsmasse med vannbåren varme eller med punktoppvarming, samt i nye bygg, er omlag 23 TWh inkludert dagens produksjon i skogindustri og avfallsanlegg. Dette gir en mulig økning på ca 11 TWh, og vil kreve en økt råstofftilgang tilsvarende ca 5,5 mill kubikkmeter tømmer, tilsvarende i overkant av halvparten av årlig tømmeravvirkning i Norge.

### 3.2. Effekter av økt energipris

Enkelte konsumenter velger bioenergi ut fra spesielle preferanser, men økt bruk av bioenergi er avhengig av at det er lønnsomt for den enkelte kunde. Vi har derfor beregnet produksjonen av bioenergi i ulike teknologier, gitt at bioenergi ikke skal være dyrere enn alternativene, og med ulike forutsetninger om utviklingen i energiprisen. Analysene er gjort i NTM II og tar derfor hensyn til transportkostnader, konkurransen om råstoffet fra skogindustrien, samt at økt etterspørsel etter råstoff gir økning i råstoffprisen.

Figur 7 viser beregnet nettoproduksjon av bioenergi i år 2015 (utenom dagens bioenergiproduksjon i skogindustrien og i avfallsforbrenning). Alle priser i denne rapporten er eksklusive mva dersom ikke annet er angitt.



**Figur 7. Nettoproduksjon av bioenergi i år 2015 under ulike energiprisscenarier. Prisen er levert forbruker eksklusive mva. Bioenergi-produksjonen i skogindustrien (ca 5,3 TWh) er ikke inkludert i figuren. Analysen er basert på et avkastningskrav på 7% (realrente).**

Resultatene viser hvordan konkurranseevnen til bioenergi og dermed produksjonen avhenger av forventet utvikling i energiprisene. Figur 7 viser hvordan bioenergiproduksjonen øker for varmepriser mellom 0,50 og 0,70 kr/kWh. Fjernvarme basert på skogråstoff er lønnsomt ved et prisnivå på 0,55 kr/kWh eks. mva. Dette prisnivået tilvarer gjennomsnittsprisen for fjernvarme til næringsbygg i Oslo i 2006. ([www.vikenfjernvarme.no](http://www.vikenfjernvarme.no)).

Eksisterende vannbåren varme i sentrale strøk vil i år 2015 kunne være fullt utnyttet til fjernvarme dersom den langsiktige økningen i energiprisene vedvarer. Utskifting av oljebrennere med biokjel i store bygninger starter å bli lønnsomt med ved en varmepris på ca 0,60 kr/kWh med våre forutsetninger om tilbud og etterspørsel av skogråstoff. Investeringer i sentralvarme vil primært skje dersom forholdene ikke ligger til rette for fjernvarme, som utenfor tettbygde strøk eller ved manglende koordinering i tettbygde strøk. Konvertering av oljekjeler i eneboliger er lønnsomt ved en varmepris på 0,80 kr/kWh. Prisen til husholdninger

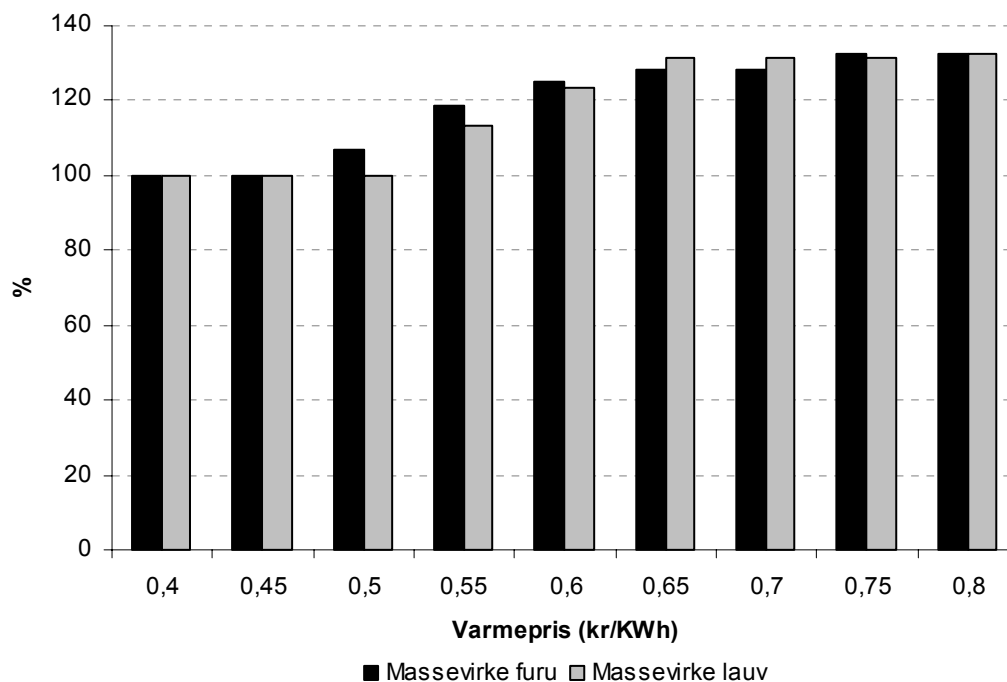
er om lag kr 5,30 pr liter for fyringsolje og 5,82 for parafin i mars 07. Med en virkningsgrad på 80% gir dette en netto varmepris på kr 0,67 kr/kWh for fyringsolje og 0,73 for parafin. Med dette prisnivået for olje og uten tilskudd, vil det i de fleste tilfeller da ikke være lønnsomt å bytte ut oljekjeler med biokjeler i eneboliger. Elektrisitetsprisen inkludert nettleie og el-avgift var i 2006 ca 0,73 kr/kWh eks mva for husholdningene (SSB 2007). Bruk av pelletskamin koster ca 0,70 kr/kWh med en årlig varmeproduksjon på 9000 kWh. For husholdningen kommer olje/parafin, el og pellets dermed relativt likt ut, mens ved gir rimeligst varme. Utskifting av oljekjeler i industrien er ikke lønnsomt uten omfattende økonomiske virkemidler.

Ved en varmepris på 0,70 kr/kWh, gir modellen en likevektsløsning med en netto bioenergiproduksjon basert på skogråstoff på 20 TWh i år 2015 når energiproduksjonen i skogindustrien er inkludert. Produksjonen er begrenset til bygninger hvor vannbåren varme allerede er installert, samt til pelletskaminer og vedovner i husholdningene. Investeringer i elektrisitetsproduksjon basert på skogråstoff er ikke lønnsomt uten mer omfattende virkemidler. Varmeleveranser til industri/egen produksjon eller store fjernvarmeanlegg og/eller lave brenselskostnader gjennom egne ressurser eller ressurser med lav alternativ verdi, kan imidlertid gi lønnsom el-produksjon basert på biomasse. Biokraft har den fordel at det er administrativt mindre krevende å støtte ett stort anlegg enn å håndtere støtteordninger for mange små prosjekter til enkelthusholdninger/ grupper av husholdninger.

### **3.3. Effekter i råstoffmarkedet**

Som beskrevet over er det forutsatt at bioenergiproduksjonen ikke påvirker markedsprisene for energi. Prisene for råstoff påvirkes imidlertid av bioenergiproduksjonen, som vist i Figur 8 for massevirke av furu og lauv. En økning i varmeprisen fra 0,50 kr til 0,70 kr/kWh gir i modellen en økning i bioenergiproduksjon til oppvarming fra dagens 12 TWh til 20TWh i år 2015. Dette gir 20-30% økning i massevirkeprisene i år 2015. Bruk av mer hogstavfall bidrar til å dempe presset på tømmerprisene. Tilveksten i Norge muliggjør en økt avvirkning og utnyttelse av hogstavfall for en produksjon av skogbasert bioenergi på dette nivået. Norsk treforedlingsindustri er i hovedsak basert på massevirke gran som pga pris i liten grad er aktuell som råstoff for bioenergi i Norge. En økning i bioenergiproduksjonen vil i første rekke påvirke produksjonen av sponplater og kjemisk masse som får svekket lønnsomhet og en beregnet nedgang i produksjonen på hhv 12 og 4% i 2015 dersom varmeprisen stiger fra 0,50 til 0,70 kr/kWh.





**Figur 8. Tømmerpris ved ulike scenarier for utviklingen i varmepris som prosent av prisen ved en varmepris på 0,40 kr/kWh.**

### 3.4. Effekten av ulike virkemidler

#### *Behovet virkemidler*

Lave olje- og kraftpriser, høye investeringskostnader for bioenergianlegg eller usikkerhet når det gjelder utviklingen i energiprisene, kan være et hinder for at investeringer i ny teknologi finner sted. Ut fra ønsket om mer og fornybar energi, kan det derfor være riktig å gi støtte til slike investeringer. Regjeringen lanserte i 2006 et mål om 30 TWh fornybar energi innen 2016 og det skal etableres et fond på 20 mrd for å gi støtte til infrastruktur for fjernvarme, tilskudd til husholdning, vrakpant på oljekjeler og subsidiering av energi produsert i anlegg med vannbåren varmedistribusjon.

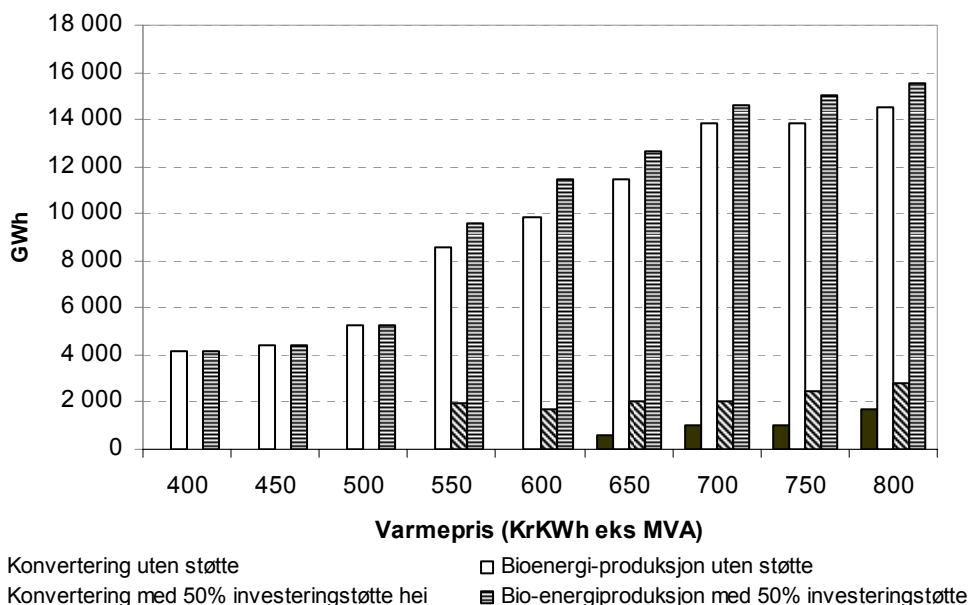
#### *Støtte til investering i fjernvarme*

Basisscenariet viste at fjernvarme er økonomisk lønnsomt ved en varmepris på 0,55 kr/kWh. Med investeringsstøtte vil fjernvarme være lønnsomt også ved lavere varmepris. Ved en varmepris på 0,50 kr/kWh vil en investeringsstøtte på 20% gjøre eksisterende vannbåren varme i sentrale strøk lønnsom for fjernvarme. Installering av fjernvarme i nye bygninger er lønnsom ved en varmepris på 0,65 kr/kWh dersom det gis en investeringsstøtte på 50%.

#### *Støtte til konvertering av oljekjeler*

Figur 9 viser effekten av en 50% investeringsstøtte for utskifting av oljekjeler med biokjeler i sentralvarmanlegg og i eneboliger med vannbåren varme. Investeringsstøtten gjør at

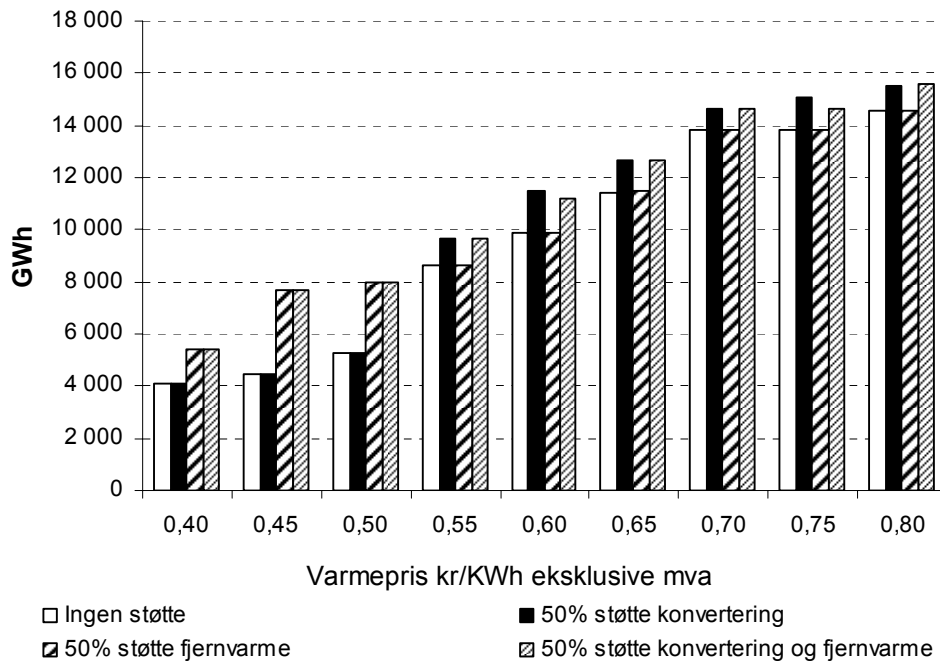
konvertering av oljekjeler i sentralvarmeanlegg er lønnsomt ved en varmepris på 0,55 kr/kWh, sammenlignet med 0,65 kr/kWh uten investeringsstøtte. Med en investeringsstøtte på 50% vil en varmepris på 0,65 kr/kWh gjøre at potensialet for konvertering vil være fullt utnyttet i husholdningene og i tjenesteytende sektor, mens varmeprisen må nå et nivå på 0,75 kr/kWh for at konvertering skal finne sted i industrien, fordi industrien i modellen er forutsatt å ha en 30% lavere alternativpris enn andre sektorer.



**Figur 9. Effekten av 50% investeringsstøtte til konvertering av oljekjeler med biokjeler ved ulike varmepriser.**

### *Støtte til både fjernvarme og til konvertering av oljekjeler*

Støtte til fjernvarme kan kombineres med støtte til konvertering av oljekjeler med biokjeler. Figur 8 illustrerer at investeringsstøtte er mest effektivt når varmeprisene er i intervallet 0,45-0,60 kr/kWh. Fjernvarme er mest økonomisk fordelaktig i tettbygde strøk. Støtte både til fjernvarme og konvertering gir høyere bioenergiproduksjon utenfor tettbygde områder, og ved høye energipriser også i industrien. Støtte til konvertering kan imidlertid redusere mulighetene for fjernvarme dersom biokjeler installeres i mest fordelaktige byggene i et område som er aktuelt fjernvarme. Mulighetene for fjernvarme bør derfor vurderes før det gis støtte til sentralvarme i tettbygde områder, noe som er praksis i dag.



**Figur 8. Effekt av investeringsstøtte til konvertering av oljekjeler og fjernvarme og til begge teknologier, under ulike energiprisscenarier.**

### *Feed-in*

Et alternativ til investeringstøtte er subsidiering av energiprisen gjennom såkalte *feed-in* mekanismer, det vil si at myndighetene gir en støtte pr produsert energienhet. Prisen til produsenten vil da være summen av markedspris og *feed-in* støtten. Slik støtte vil øke lønnsomhet og produksjon av bioenergi. *Feed-in* kan være enklere å administrere enn investeringsstøtte og er direkte knyttet til faktisk produksjon. *Feed-in* kan utformes som et fast tillegg til markedsprisen, eller som en garantert energipris og som dermed reduserer usikkerheten ved investeringene mer direkte. For fjernvarme vil *feed-in* være mest effektiv når varmeprisen er under 0,55 kr/kWh, mens for sentralvarme vil *feed in* i hovedsak påvirke produksjonen når varmeprisen er under 0,70 kr/kWh. *Feed-in* er ikke vanlig i varmemarkedet. I Norge gis det en *feed-in* til el-produksjon basert på biomasse på 10 øre pr kWh.

## 4. DISKUSJON OG KONKLUSJON

### 4.1. Diskusjon

#### *Resultater*

Resultatene fra basisscenariet viser at det norske bioenergimarkedet er ved et vendepunkt når det gjelder lønnsomhet og at bioenergi kan spille en betydningsfull rolle i det norske energimarkedet fremover. Analysene viser også at energipolitikken er en viktig forklaring på hvorfor bioenergi utgjør en mindre andel av energimarkedet sammenlignet med Sverige og Finland. Sverige har høyere elektrisitetspriser enn Norge pga avgifter og en mer aktiv virkemiddelpolitikk. Både i Finland og i Sverige er også skogsektoren betydelig større enn i Norge med en avvirkning på 5-6 ganger norsk nivå. Videre gir treforedlingsindustrien i disse landene mer overskuddet av biomasse som kan nyttes til energiformål, fordi den har høyere virkesforbruk pr produsert tonn papir (mer kjemisk masse).

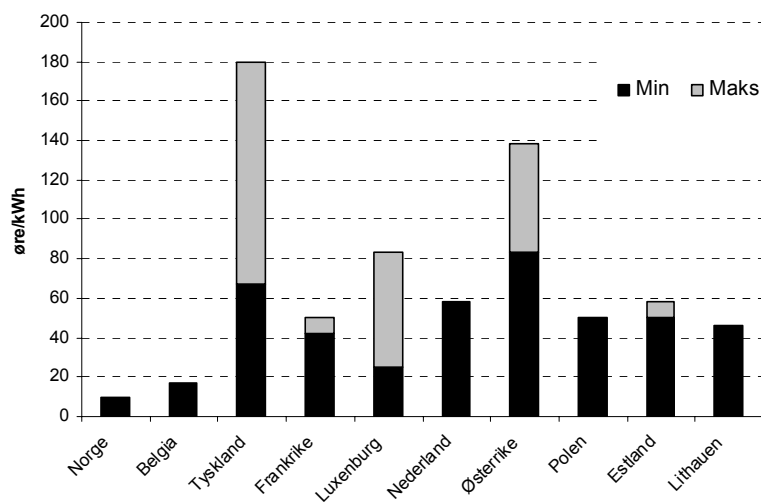
Energiprisene varierer, men har også hatt en stigende trend siden tidlig på nittitallet. Prisnivået for el og olje gjør at investeringer i sentral- og fjernvarme basert på biomasse er i ferd med å bli lønnsomme. Samtidig er en forventning om fortsatt økende energipriser nødvendig dersom konsumenter og investorer skal satse på bioenergi. Økende forbruk og liten utbygging av ny kapasitet, gjør sammen med klimapolitikk og dyrere fossilt brensel som er hovedråstoffet for el-produksjon i Europa, gjør at vi må forevente en fortsatt stigende trend på el-prisene. Historisk sett lave elektrisitetspriser har gjort det norske samfunnet sårbart for høye elektrisitetspriser. I kraftkrevende industri er konkurransevnen i stor grad avhengig av lave kraftpriser. Mange husholdninger har begrensede muligheter for andre energikilder enn elektrisitet fordi huset eller leiligheten er bygd uten pipe eller tilgang til vannbåren varme.

Skifte til bioenergi innebærer i de fleste tilfellene langsiktige investeringer. Økonomiske virkemidler er viktige for å reduseres usikkerheten knyttet til utviklingen i energiprisene og vil dermed redusere tregheten i konvertering til mer klimavennlige energikilder. De analyserte virkemidlene er effektive ved dagens energipriser fordi de gjør investeringer i bioenergi lønnsomme. Effektiviteten reduseres når den langsiktige forventede varmeprisen passerer 650 kr/MWh. I tillegg til økonomiske incentiver, er informasjon og økt oppmerksomhet om mulighetene innen bioenergi viktig dersom det estimerte potensialet skal kunne realiseres. Konkurransen mellom sentralvarme og fjernvarme i tettbygde strøk innebærer at samtidig støtte til begge teknologier kan redusere effekten av støtten. Energiplanlegging er derfor viktig for å unngå at bioenergi i sentralvarmeanlegg reduserer mulighetene for mer omfattende fjernvarme i samme område.

El-produksjon basert på skogråstoff er ikke lønnsomt i våre scenarier. Dette skyldes at kraftprisene er for lave og effektiviteten i mindre anlegg for lav til å gi lønnsomhet basert på innkjøpt råstoff. Tilskuddet som gis av ENOVA til el-produksjon basert på biomasse er på 10 øre pr kWh, men er ikke tilstrekkelig for å skape lønnsomhet når råstoffet må kjøpes inn til markedspris. Ordningen med grønne sertifikater gir i Sverige et tillegg på markedsprisen som per april 07 er på NOK 0,17/kWh, ville alene ikke være tilstrekkelig for å gjøre el-produksjon basert på skogråstoff lønnsomt i Norge.

### *Virkemidler for økt bioenergi i Europa*

Av biomassen som i dag brukes til energiproduksjon i Europa (EU-15), går ca 86% til varmereproduksjon, 10% til el-produksjon og 4% til produksjon av biodrivstoff. EU har satt som mål å øke andelen av fornybar elektrisitet fra 12.9% i 1997 til 21% i 2010 (EU direktiv 2001). Medlemslandene står fritt i å velge hvilke virkemidler som de ønsker å bruke for å nå målene. De fleste landene (76%) støtter produksjon av elektrisitet fra biomasse gjennom investeringstøtte og feed-in tariff. Halvparten av landene bruker skatteincentiver istedenfor eller sammen med andre virkemidler. Det betyr at investeringene blir trukket fra skattbar inntekt eller at el-produksjonen basert på biomasse har fritak fra elavgifter, mva, CO<sub>2</sub> avgift osv. 30% av landene har etablert kvoteordninger eller sertifikater. Nivået på feed-in tariffene for elektrisitet basert på biomasse vises i Figur 10. I de fleste landene varierer tariffen med størrelsen på anlegget, type biomasse og noen ganger med region og tidspunkt på døgnet. Tariffen er som oftest garantert for en viss periode (7-20 år). Det gjennomsnittlige tillegget er fra 5 til 7 eurocents pr kWh, dvs fra 42-59 øre pr kWh, mens den enkelte land som Tyskland er betraktelig høyere (opp til 21,5 eurocents eller kr 1,75 pr kWh). Investeringstøtten til bioenergiproduksjon varierer fra 20-40%. For varmereproduksjon finnes det ikke EU direktiv. En doubling av bruken av biomasse fra 1995 til 2010 brukes indirekte som et mål i EU. Dersom dagens trend fortsetter vil dette målet imidlertid ikke nås. Virkemidlene for økt produksjon av varme fra biomasse er investeringstøtte og skatteincentiver som brukes i de aller fleste land, mens feed-in for varme ikke er i bruk i EU. (Institute for Energy and Environment 2006).



**Figur 10. Feed-in nivåer for el-produksjon basert på biomasse i en del europeiske land. Kilde: Institute for Energy and Environment, Leipzig 2006.**

### *Data og forutsetninger*

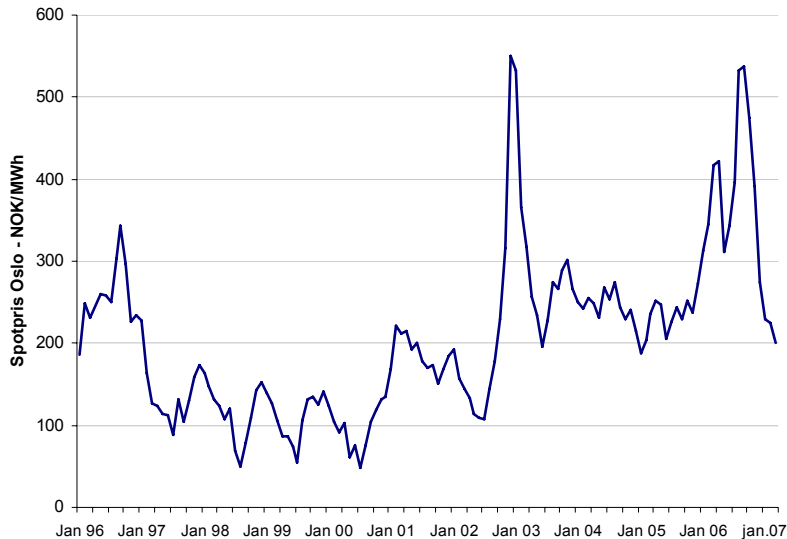
Kostnadsdata for ulike typer bioenergiteknologier er lite tilgjengelige i Norge, både når det gjelder drift og vedlikehold av anleggene. De tekniske og økonomiske forutsetningene for

bioenergi vil ha stor stedlig variasjon. Spesielt gjelder dette for fjernvarme og konvertering til biokjeler i sentralvarmeanlegg. Vi har i analysen tatt utgangspunkt i gjennomsnittskostnader for hovedtypene av bioenergiteknologier. Det vil derfor være eksempler på at enkelte anlegg vil ha lavere kostnader enn forutsatt i modellen. Samtidig vil de fysiske forholdene for investeringer i fjernvarme og sentralvarmeanlegg gi høyere kostnader i andre tilfeller. Geografisk spesifikke data, spesielt på investeringssiden (kostnader og kapasitet) ville gitt høyere presisjon i analysene. Det er vanskelig å få gode data uten omfattende prosjektanalyser. Dataene for bygnings- og befolkningsstruktur og energibruk fra SSB er imidlertid av gjennomgående god kvalitet. Samlet sett gir dataene en god presisjon, men produksjonsnivået for bioenergi kan trolig betraktes som et øvre estimat. Sammen med en treghet energiomleggingen vil i sum vil markedsandelen til bioenergi være relativt høyt vurdert i våre analyser.

Det er bruk en kalkulasjonsrentefot på 7% i modellanalysene. 7 % er et egnet nivå for samfunnsøkonomiske analyser med en viss usikkerhet. Dette er en realrente og ligger godt over dagens nominelle bankrente. Høy aktivitet i bygg og anleggssektoren skaper imidlertid høy etterspørsel etter kapital og kapasitet. Videre er det som nevnt over usikkerhet om hvordan energiprisene utvikler seg. Det er derfor et spørsmål om 7% gir høy nok privatøkonomisk avkastning og slik beskriver faktisk investeringsadferd. En økning i kalkulasjonsrenta fra 7% til 14% øker de årlige kapitalkostnadene med 11-12 øre pr kWh for konvertering av oljekjeler i sentralvarmeanlegg.

Relatert til dette er usikkerheten knyttet til endringer i forbrukeradferden. Enkelte konsumenter velger bioenergi ut fra spesielle preferanser. Disse preferansene er trolig allerede realisert i markedet, slik at økt bruk av bioenergi er avhengig av at det er lønnsomt for den enkelte kunde. Denne lønnsomheten skapes av en differanse mellom kostnaden pr energienhet for eksisterende oppvarming med olje eller el og kostnaden for ny oppvarming med bioenergi. Usikkerhet knyttet til utviklingen i energiprisene skaper gjør at mange forbrukere er avventende til å foreta investeringer i bioenergi. I forhold til el-basert oppvarming kan også oppvarming med vedovn eller pellets gi noe mindre fleksibilitet eller ulemper i form av støv, asketømming, vedlikehold osv. Slik sett er varme ett annet produkt enn el og med en lavere verdi. Dette uttrykkes blant annet ved at fjernvarmeprisen ligger under prisen for el. Eksempelvis har prisen for fjernvarme inkludert alle avgifter for Viken Fjernvarme i perioden 2003-2005 ligget fra 15-25% under el-prisen, mens den i mars 07 reguleres til 95% av el-kostnadene til oppvarming inkludert eller avgifter.

Energiprisene har de siste årene vært historisk høye og det er vanskelig å bruke tidligere data til å estimere hvordan forbrukerne vil tilpasse seg nye energipriser. I modellsammenheng er spørsmålet korrelasjonen mellom de observerte energiprisene på olje og el og varmeprisen som bestemmer investerings- og produksjonsnivået for bioenergi i modellen. Selv om energiprisene er stigende som illustrert i Figur 2, er det usikkerhet om utviklingen i prisene. Utviklingen av spotprisene på el registrert i Nordpool illustrerer dette, se Figur 11. Gjennomsnittlig spotpris i 2006 var 0,40 kr/kWh, men er i april 2007 falt til under 0,20 kr/kWh.



**Figur 11. Månedlige gjennomsnittspriser på el for Oslo registrert på Norpool 1996-2006. Kilde [www.noordpool.no](http://www.noordpool.no)**

### *Ressurstilgang*

Årlig tilvekst av tømmer i Norge er 25,7 mill m<sup>3</sup> under bark (SSB 2007). Samlet avvirkning inkludert ved er nå om lag 10 mill m<sup>3</sup>. Det er derfor tilstrekkelig med skogressurser for en vesentlig økning i bioenergiproduksjonen. De miljømessige effektene av økt uttak av skogressurser til bioenergi er ikke studert i dette prosjektet. I tillegg til det biologiske potensialet, vil tilgangen av skogråstoff til oppvarming være avhengig av utviklingen i skogindustrien og produksjon av 2. generasjons biodrivstoff, som kan ventes å påvirke tømmermarkedet fra om 5-10 år.

### *Modell*

Til tross for usikkerhet knyttet til data, investerings- og forbrukeradferd, er NTM II modellen etter vår vurdering en egnet modell for analyser skogbasert bioenergi. Regionale forskjeller og transport, konkurransen om skogråstoffet mellom ulike teknologier og sammenhengen mellom skogindustrien og bioenergimarkedet er viktige faktorer i forklaringen av markedet om som er sterke sider av NTM modellen. Analysene kan derfor i hovedsak forbedres gjennom bedre data, mens modellen gir konsistente og logiske resultater på grunnlag av de forutsetningene som spesifiseres.

## **4.2. Konklusjoner**

Utviklingen i energiprisene gjør det mulig å øke produksjonen av bioenergi til oppvarming fra dagens ca 12 TWh til om lag 20 TWh nyttiggjort energi i Norge innen år 2015. Dette vil innebære at 12- 14% av det stasjonære energiforbruket kommer fra bioenergi dersom energiforbruket fortsetter å øke med dagens takt. En aktiv virkemiddelpolitikk for å legge til rette for investeringer i fjernvarme og biokjeler i sentralvarmeanlegg kan øke produksjonen med ytterligere 2-3 TWh. Veksten i energiforbruket kan slik dekkes av økt bruk av bioenergi i

en 10-års periode. Utover denne tidshorisonen må imidlertid veksten i energiforbruket reduseres eller dekkes av andre energikilder. Lav tilgang på vannbåren varme er en stor utfordring for omlegging energibruken i Norge. Dette er en utfordring bioenergi har til felles med naturgass fordi utnyttelse av overskuddsvarmen til oppvarming eller kjøling gir langt høyere energieffektivitet enn anlegg uten avsetning for varmen.

Bioenergi til varmeproduksjon er fordelaktig fordi teknologien har høy energieffektivitet. Bioenergi til oppvarming vil i Norge i første rekke erstatte bruk av olje i bygg med vannbåren varme. Substitusjon av olje er viktig for å redusere klimagassutslippene. Økt bruk av bioenergi til oppvarming vil imidlertid i liten grad dempe etterspørselen etter elektrisitet. Økt bruk av ved- og pelletsovn kan samlet redusere elektrisitetsforbruket med 3-4%. Kombinert varme- og el-produksjon i bioenergianlegg krever tilgang på vannbåren varme, rimelig råstoff og andre rammevilkår enn i Norge. Med fortsatt økning i el-prisene, teknologisk utvikling og krav om en økt andel fornybar kraft kan på sikt gjøre slike anlegg aktuelle i Norge. Krav om økt andel fornybar energi ("grønne sertifikater") eller ønske om økt produksjonskapasitet av el i bestemte regioner, vil gi økt pris og lønnsomhet for slike anlegg.

Teknologien for produksjon av biodrivstoff basert på cellulose forventes å bli kommersiell fra omlag år 2010. En slik utvikling vil skape en ny etterspørsel etter skogråstoff og vil påvirke bruken av skogressursene. Effekter på skogsektoren av ulike utviklingsscenarier for biodrivstoff, klimagasseffekter av økt bruk av bioenergi, og analyser av miljø- og produksjonseffekter knyttet til økt bruk av ulike skogråstoff til bioenergi, vil være viktige forskningsoppgaver fremover.



## Litteratur

- Bolkesjø, T.F. 2004. Modeling supply, demand and trade in the Norwegian forest sector. Doctor Scientiarum Thesis 2004:10, Agricultural University of Norway, Ås. p.
- Bolkesjø, T.F., Trømborg, E. & Solberg, B. 2006. *Bioenergy from the forest sector: Economic potential and interactions with timber and forest products markets in Norway*. Scandinavian Journal of Forest Research, 21: 175-185.
- Bolkesjø, T.F. & Buongiorno, J. 2006. *Short- and long-run effects of exchange rates on international forest products trade*. Journal of Forest Economics 11: 205-211.
- Bolkesjø, T.F. Trømborg, E. & Solberg, B. 2005. *Economic consequences of increased forest conservation in Norway*, Environmental & Resource Economics 31(1): 95-115.
- Buongiorno, J., S. Zhu, D. Zhang, J. Turner, and D. Tomberlin. 2003. *The global forest products model: Structure, estimation, and applications*. Amsterdam, Academic Press.
- Christiansen, A. C. 2002. *New renewable energy developments and the climate change issue: a case study of Norwegian politics*, Energy policy 30: 235-243.
- Enova. 2003. *Varmestudien 2003 – Grunnlag for utbygging og bruk av varmeenergi i det norske energisystemet*. Rapport, Mars 2003.
- Eurostat 2007. <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>. European Commission.
- Hole, E. E. (ed.) 2001. *Bioenergi – Miljø, teknikk, marked*. Energigården, Brandbu.
- Institute for Energy and Environment, Leipzig 2006. *Sustainable Strategies for biomass use in the European Context*. Analyses in the charged debate on national guidelines and the competition between solid, liquid and gaseous biofuels.
- Kallio, A.M.I., A. Moiseyev, and B. Solberg. 2004. *The Global Forest Sector Model EFI-GTM - The model structure*. EFI Technical Report. European Forest Institute.
- Kallio, M., D.P. Dykstra, and C.S. Binkley. 1987. *The global forest sector: An analytical perspective*. New York, John Wiley & Sons.
- NVE Kraftbalansen mot 2020.
- Samuelson, P.A. 1952. *Spatial price equilibrium and linear programming*. Am. Econ. Rev. 42: 283-303.
- Statistisk Sentralbyrå 2002. Bygningsstatistikk 2001.
- Statistisk Sentralbyrå 2007. Elektrisitetstatistikk/ [www.ssb.no](http://www.ssb.no) - energi – temaside.
- Størdal, S. 2003. *Biobrensel i Norge: marked, potensial og barrierer*. Østlandsforskning. Lillehammer..
- Trømborg, E, Bolkesjø, T.F. & Solberg, B. 2007. *Impacts of policy means for increased use of forest-based bioenergy in Norway – a spatial partial equilibrium analysis*. - Energy Policy (forthcoming).
- Trømborg, E., and B. Solberg. 1995. *Beskrivelse av en partiell likevektsmodell anvendt i prosjektet "Modellanalyse av norsk skogsektor"*. Rapport 14/95 fra Skogforsk..
- Aalde, H., and P. Gotaas. 1999. *Klargjøring av avvirkningsmuligheter i norsk skogbruk*. Rapport fra Norsk institutt for jord- og skogkartlegging.

## Vedlegg. Tabeller

**Tabell 1. Forbruk av skogbasert bioenergi i 2003 og estimert potensial per fylke. Estimaten er basert på data fra Statistisk Sentralbyrå ([www.ssb.no](http://www.ssb.no)), og for pellets fra Norsk Bioenergiforening ([www.nobio.no](http://www.nobio.no)).**

Fylke	Vedovner		Pellets kaminer (eksisterende parafin-ovner)		Biokjeler basert på skogråst. i eneboliger		Sentralvarmeanlegg (eksisterende vannbåren varme)		Fjernvarme (eksisterende vannbåren varme)		Bioenergi i skog-industrien		Bioenergi i øvrig indust.	Totalt	
	Net prod. 03	Pot. 03	Net prod. 03	Pot. 03	Net prod. 03	Pot. 03	Net prod. 03	Pot. 03	Net prod. 03	Pot. 03	Net prod. 03	Pot. 03	Pot. 03	Net prod. 03	Pot. 03
01 Østfold	263	415	4	150	0	83	0	212	0	165	1 183	1 183	143	1 450	2 186
02 Akershus	301	603	7	176	0	76	0	421	46	372	103	103	86	458	1 465
03 Oslo	53	106	8	119	0	55	0	857	146	944	2	2	71	208	1 210
04 Hedmark	331	413	3	102	0	80	0	166	110	84	381	381	109	824	1 251
05 Oppland	410	513	3	93	0	45	0	162	1	89	113	113	66	527	992
06 Buskerud	325	428	4	142	0	91	0	235	154	180	2 453	2 453	93	2 935	3 442
07 Vestfold	208	368	3	121	0	78	0	212	0	160	49	49	96	260	924
08 Telemark	254	335	3	75	0	12	0	112	0	87	327	327	43	583	903
09 Aust-Agder	178	223	2	46	0	21	0	84	0	52	50	50	32	230	455
10 Vest-Agder	209	274	2	65	0	40	0	133	9	109	20	20	109	241	641
11 Rogaland	330	617	6	124	0	41	0	351	0	277	19	19	145	355	1 297
12 Hordaland	279	558	7	184	0	85	0	383	0	319	74	74	182	360	1 466
14 Sogn og Fjordane	138	215	2	38	0	6	0	74	0	44	14	14	191	154	538
15 Møre og Romsdal	318	453	4	104	0	24	0	167	0	120	39	39	175	360	962
16 Sør-Trøndelag	273	429	4	86	0	41	0	269	24	218	15	15	112	315	952
17 Nord-Trøndelag	343	429	2	38	0	12	0	101	0	58	500	500	60	845	1 141
18 Nordland	249	461	4	127	0	43	0	181	7	131	28	28	219	288	1 059
19 Troms	189	270	2	62	0	38	0	170	0	121	2	2	35	193	578
20 Finnmark	66	132	1	44	0	17	0	66	0	53	0	0	30	67	288
<b>Sum</b>	<b>4 717</b>	<b>7 243</b>	<b>69</b>	<b>1 896</b>	<b>0</b>	<b>889</b>	<b>0</b>	<b>4 358</b>	<b>497</b>	<b>3 584</b>	<b>5 371</b>	<b>5 371</b>	<b>1 996</b>	<b>10 654</b>	<b>21 752</b>

1) Merk at potensialet for fjernvarme og sentralvarme ikke kan adderes fordi begge teknologiene baserer seg på eksisterende vannbåren varme i sentrale strøk. Angitt potensiale for sentralvarme er samlet potensialet for begge teknologiene.

**Tabell 2. Input-output koeffisienter for ulike bioenergi-teknologier analysert i prosjektet. Priser og kostnader er kr/MWh eksklusive mva.**

Teknologi <sup>a</sup>	Type brensel	Råmateriale <sup>b</sup>	Kapital-kostnad <sup>c</sup>	Vedlikeholds-kostnad	Energi-effektivitet %	Bearbeiding-s-kostnad brensel	Virkes-forbruk (fast m3/MWh)	Estimert pris <sup>d</sup>
<b>Vedovn</b>								
	Ved	SPWD	0	0	60%	442	0,88	668
	Ved	PPWD	0	0	60%	382	0,76	516
	Ved	NPWD	0	0	60%	343	0,69	518
<b>Vedovn ny kapasitet</b>								
	Ved	SPWD	91	0	75%	354	0,71	626
	Ved	PPWD	91	0	75%	306	0,61	504
	Ved	NPWD	91	0	75%	275	0,55	506
<b>Pellets kamin</b>								
	Pellets	SPWD	305	56	90%	280	0,59	791
	Pellets	PPWD	305	56	90%	242	0,51	692
	Pellets	NPWD	305	56	90%	217	0,46	695
	Pellets	Hogstavfall	305	56	90%	266	0,56	761
	Pellets	Sagflis	305	56	90%	222	0,56	669
	Pellets	Bark	305	56	90%	356	0,75	806
<b>Biokjel i eneboliger med vannbåren varme (konvertering)</b>								
	Ved	PPWD	366	200	80%	286	0,57	953
	Ved	NPWD	366	200	80%	258	0,52	955
	Flis	SPWD	366	200	80%	66	0,66	801
	Flis	PPWD	366	200	80%	57	0,57	724
	Flis	NPWD	366	200	80%	52	0,52	749
	Flis	Hogstavfall	366	200	80%	63	0,63	780
	Pellets	SPWD	366	100	80%	315	0,66	950
	Pellets	PPWD	366	100	80%	272	0,57	838
	Pellets	NPWD	366	100	80%	245	0,52	842
	Pellets	Sagflis	366	100	80%	249	0,63	813
	Pellets	Bark	366	100	80%	400	0,84	967
<b>Biokjel og sentralvarme i nye eneboliger</b>								
	Flis	PPWD	640	200		57	0,57	998
<b>Biokjel i sentralvarmeanlegg – konvertering fra oljekjeler (i blokker, servicebygg og industri)</b>								
	Flis	SPWD	256	120	80%	66	0,66	612
	Flis	PPWD	256	120	80%	57	0,57	534
	Flis	NPWD	256	120	80%	52	0,52	559
	Pellets	SPWD	256	60	80%	315	0,66	800
	Pellets	PPWD	256	60	80%	272	0,57	689
	Pellets	NPWD	256	60	80%	245	0,52	692
	Pellets	Hogstavfall	256	60	80%	299	0,63	767
	Pellets	Sagflis	256	60	80%	249	0,63	663
	Pellets	Bark	256	60	80%	400	0,84	818
<b>Biokjel i sentralvarmeanlegg – nye bygninger</b>								
	Flis	SPWD	531	120	80%	66	0,66	886
	Flis	PPWD	531	120	80%	57	0,57	808
	Flis	NPWD	531	120	80%	52	0,52	834
	Pellets	PPWD	531	60	80%	272	0,57	963
	Pellets	NPWD	531	60	80%	245	0,52	967
	Pellets	Sagflis	531	60	80%	249	0,63	938
<b>Fjernvarme basert på bioenergi til eksisterende bygninger med vannbåren varme</b>								
	Flis	SPWD	189	100	80%	66	0,66	574
	Flis	PPWD	189	100	80%	57	0,57	496
	Flis	NPWD	189	100	80%	52	0,52	522

Pellets	Hogstavfall	189	100	80%	299	0,63	789
Pellets	Sagflis	189	100	80%	249	0,63	686
Pellets	Bark	189	100	80%	400	0,84	840
<b>Fjernvarme basert på bioenergi til bygninger uten vannbåren varme</b>							
Flis	PPWD	661	100	80%	57	0,57	968
Flis	NPWD	661	100	80%	52	0,52	994
<b>Fjernvarme basert på bioenergi til nye bygninger</b>							
Flis	SPWD	425	100	80%	66	0,66	810
Flis	PPWD	425	100	80%	57	0,57	732
Flis	NPWD	425	100	80%	52	0,52	758
Pellets	Sagflis	425	100	80%	249	0,63	922

Merknader: <sup>a</sup> Bare ny kapasitet med beregnet pris under 1000 kr/MWh er tatt med i tabellen <sup>b</sup>SPWD = massevirke gran; PPWD = massevirke furu; NPWD = massevirke lauv. <sup>c</sup> Kapitalkostnadene er basert på gjennomsnittlige investeringskostnader, full kapasitetsutnyttelse, 15-20 års avskrivningstid (avhengig av teknologi) og 7% kalkulasjonsrente. For eksisterende kapasitet blir kapitalkostnadene regnet som sunk costs (dvs ikke tatt med). For nye bygninger er investeringskostnaden de ekstra kostnadene sammenlignet med elektrisk oppvarming <sup>d</sup> Beregnet pris er med utgangspunkt i råstoffkostnader på 2003-nivå.