

RAPPORTER

92/3

**KLIMA, ØKONOMI
OG TILTAK (KLØKT)**

AV
KNUT MOUM (RED)

STATISTISK SENTRALBYRÅ
CENTRAL BUREAU OF STATISTICS OF NORWAY

RAPPORTER FRA STATISTISK SENTRALBYRÅ 92/3

**KLIMA, ØKONOMI OG TILTAK
(KLØKT)**

AV
KNUT MOUM (RED)

STATISTISK SENTRALBYRÅ
OSLO - KONGSVINGER 1992

ISBN 82-537-3647-9
ISSN 0332-8422

EMNEGRUPPE

10 Ressurs- og miljøregnskap og ressurs- og miljøøkonomiske emner

EMNEORD

**Energiforbruk
Framskrivning
Klimaavtale
Krafttilgang
Makroøkonomi
Utslipp
Virkningsberegning**

**Omslaget er trykt ved Aasens Trykkerier A.S.
Publikasjonen er trykt i Statistisk sentralbyrå**

FORORD

Denne rapporten drøfter konsekvenser for norsk økonomi av en ensidig stabilisering av de norske utslippene av klimagassen CO₂ (karbondioksyd) som skyldes menneskelig virksomhet (antropogene utslipp), og av en samordnet internasjonal politikk for å redusere slike utslipp globalt.

Beregninger utført v.h.a. SSBs makroøkonomiske modeller indikerer at en ensidig norsk stabilisering av CO₂-utslippene kan oppnås uten sterk nedgang i den økonomiske veksten, selv om deler av industrien vil redusere produksjonen betraktelig. En samordnet internasjonal CO₂-politikk vil i følge beregningene heller ikke føre til en vesentlig reduksjon i produksjonen i Norge. Derimot kan den resultere i et markert fall i verdien av petroleumsformuen. Isolert sett må dette på lang sikt resultere i et klart lavere forbruk i Norge enn det vi ellers kunne ha hatt. En internasjonal CO₂-avtale vil imidlertid i mindre grad enn ensidig norsk stabilisering ramme norsk industri.

Rapporten er en noe bearbejdet versjon av et arbeid utført for Den interdepartementale klimagruppen, som offentliggjorde sin innstilling 22. mars 1991. Referansebanen for de makroøkonomiske beregninger er utarbejdet av Finansdepartementet, som også har laget utkast til tekst i kapittel 3. Resten av rapporten er et fellesarbeid, der Einar Bowitz og Erik Storm har hatt hovedansvaret for kapittel 4 og avsnitt 5.2. Anne Brendemoen, Knut Moum og Haakon Vennemo har hatt hovedansvaret for avsnittene 5.1 og 5.3, og Anne Brendemoen for avsnitt 5.4. Kapittel 6 er utarbejdet av Tor Skoglund, basert på beregninger utført av Knut Ø. Sørensen. Arbeidet med virkningsberegningene har vært ledet av Knut Moum, som også har hatt hovedansvaret for kapittel 1 og 2, og vedleggene.

Statistisk sentralbyrå, Oslo, 7. januar 1992

Svein Longva

INNHold	Side
1. Problemstilling, metode og hovedkonklusjoner	1
1.1 KLØKT-prosjektet	1
1.2 Drivhusproblemet og luftforurensninger	1
1.3 Opplegget for beregningene og bruken av modellapparatet	4
1.4 Hovedkonklusjoner	7
2. En internasjonal klimaavtale	9
2.1 Innledning	9
2.2 Fremskrivninger av globale CO ₂ -utslipp under ulike klimapolitiske forutsetninger	11
2.3 Anslag på en global CO ₂ -avgift	14
2.4 Noen mulige virkninger i internasjonale energimarkeder av en stabilisering av de globale CO ₂ -utslippene	22
3. Fremskrivninger av utviklingen i norsk økonomi	27
3.1 Innledning	27
3.2 Nærmere om enkelte forutsetninger	27
3.3 Utviklingen i en del makroøkonomiske hovedstørrelser	30
3.3.1 Makroøkonomiske utviklingstrekk til år 2000	30
3.3.2 Makroøkonomiske utviklingstrekk til år 2025	32
3.3.3 Energibalansen	33
3.4 Fremskrivninger av utslipp til luft	36
4. Virkninger på norsk økonomi av en politikk for nasjonal stabilisering av CO₂ -utslipp	39
4.1 Innledning og hovedkonklusjoner	39
4.2 Virkemiddelbruk	40
4.3 Makroøkonomiske virkninger	41
4.4 Nærmere om utviklingen i energibruken	44
4.4.1 Energibruk i næringssektorene og husholdningene	44
4.4.2 Transportsektoren	46
4.4.3 Kraftkrevende industri	47
4.4.4 Anslag på reduksjon i utslipp fra norsk kontinentalsokkel	48
4.4.5 Virkningen på samlet energibruk	49
4.5 Utslippsberegninger	51
4.6 Sammenligning med SIMEN	52

5. Konsekvenser for norsk økonomi av en internasjonal klimaavtale som stabiliserer de globale utslippene av CO₂	54
5.1 Innledning	54
5.1.1 Problemstilling og hovedkonklusjoner	54
5.1.2 Implementering av en internasjonal klimaavtale i modellene	55
5.1.3 Tilgang på ny kraft	56
5.1.4 Forutsetninger om nasjonal spareatferd	58
5.2 Virkninger på norsk økonomi i et mellomlangsigte perspektiv	60
5.2.1 Innledning	60
5.2.2 Makroøkonomiske virkninger	60
5.2.3 Energibruken	61
5.2.4 Utslippsberegninger	63
5.3 Konsekvenser for norsk økonomi på lang sikt	64
5.3.1 Innledning og forutsetninger	64
5.3.2 Makroøkonomiske virkninger på lang sikt	65
5.3.3 Virkninger på energiforbruket	67
5.3.4 Virkninger på utslipp til luft	68
5.4 Konsekvenser for nasjonale forurensningsskader	69
6. Regionale virkninger av klimapolitiske tiltak	72
6.1 Innledning	72
6.2 Referansebane	72
6.3 Regionale virkninger av ensidige norske tiltak for å begrense utslipp til luft ...	74
6.4 Regionale virkninger av en internasjonal klimaavtale	75
6.5 Oppsummering av de regionale konsekvensene	76
VEDLEGG A	
Behandlingen av energi i SSBs makroøkonomiske modeller MODAG og MSG ...	78
VEDLEGG B	
Behandlingen av energieffektivisering i MODAG-beregningene.	84
VEDLEGG C	
Endringer i modellstrukturen	91
REFERANSER	94

1. PROBLEMSTILLING, METODE OG HOVEDKONKLUSJONER

1.1 KLØKT-prosjektet

1. Prosjektet Klima, økonomi og tiltak (KLØKT) er gjennomført for Den interdepartementale klimagruppen, og utgjorde en del av det faglige grunnlaget for Klimagruppens tilråinger om norsk klimapolitikk. Formålet for prosjektet har vært å få fram mulige sammenhenger mellom økonomisk utvikling i Norge og norske utslipp til luft under ulike forutsetninger om klimapolitikk. I følge mandatet skulle prosjektet

- tallfeste de norske klimagassutslippene i årene 2000 og 2025 i en referansebane uten nye tiltak på klimagassområdet nasjonalt og internasjonalt
- foreta følsomhetsanalyse for utslippsberegningene ved alternative forutsetninger om makroøkonomisk utvikling
- beregne konsekvenser for norsk økonomi og utslipp til luft av særnorske tiltak mot klimagassutslipp
- beregne konsekvensene for norsk økonomi og norske utslipp til luft av en (tenkt) internasjonal klimaavtale.

2. Finansdepartementet har til KLØKT-beregningene utarbeidet en referansebane for utviklingen i norsk økonomi under forutsetning av at det ikke gjennomføres nye klimapolitiske tiltak. Forskningsavdelingen i Statistisk sentralbyrå har vært ansvarlig for å foreta visse tilpasninger i det makroøkonomiske modellapparatet, og for å gjennomføre beregninger av konsekvenser for norsk økonomi av endringer i nasjonal og internasjonal klimapolitikk. KLØKT-prosjektet bygger så vidt mulig på analyser for Klimagruppen gjennomført i regi av Olje- og energidepartementet, Samferdselsdepartementet, Næringsdepartementet, Miljøverndepartementet og Statens forurensingstilsyn.

3. Den foreliggende rapporten beskriver forutsetninger og resultater fra KLØKT-beregningene. I fortsettelsen av dette kapitlet gir vi en omtale av problemstilling og hovedresultater. Kapittel 2 spesifiserer en hypotetisk internasjonal klimaavtale, og diskuterer noen mulige konsekvenser for verdensøkonomien. Fremskrivningen av en mulig utvikling for norsk økonomi uten gjennomføring av nye klimapolitiske tiltak er beskrevet i kapittel 3. I kapittel 4 gjengir vi beregninger og vurderinger av mulige konsekvenser for norsk økonomi av en ensidig stabilisering av Norges CO₂-utslipp på 1989 nivå i år 2000. Fordi dette ikke kan betraktes som et realistisk politikkalternativ på lang sikt, er denne analysen bare utført som en mellomlangsiktig beregning til år 2000. Kapittel 5 går inn på effekter som kan bli viktige for norsk økonomi dersom det inngås en bindende internasjonal avtale om å redusere utslipp av CO₂. Vi gir også tentative anslag på den økonomiske gevinsten av reduserte utslipp til luft i Norge. I kapittel 6 ser vi nærmere på noen regionaløkonomiske konsekvenser av en omlegging av klimapolitikken i Norge og internasjonalt.

1.2 Drivhusproblemet og luftforurensninger

1. Muligheten for global oppvarming som følge av økt konsentrasjon av såkalte klimagasser i atmosfæren fremstår idag som en av de mest alvorlige trusler mot det globale miljøet.

Klimagassene lar kortbølget solenergi passere på veg mot jorda, men reduserer utgående varmestraling, slik at jordoverflaten og de lavere lag av atmosfæren varmes opp. Jo større konsentrasjonen av klimagasser er i atmosfæren, desto mer varme fanges opp, og desto høyere blir temperaturen nær jordoverflaten. Dette er den såkalte drivhuseffekten.

Klimagassene skriver seg dels fra naturprosesser og dels fra menneskelig virksomhet. Menneskenes viktigste bidrag til drivhuseffekten er

- frigjøring av CO₂ gjennom avskoging og brenning av fossile energibærere
- utslipp av metan fra risdyrking og husdyrhold
- utslipp av klorfluorkarboner (KFK).

De enkelte drivhusgassene bidrar med ulik styrke til global oppvarming. Det er vanlig å korrigere for dette, og måle utslipp av alle gasser i CO₂-ekvivalenter¹.

2. Det er holdepunkter for at den atmosfæriske konsentrasjonen av klimagasser målt i CO₂-ekvivalenter kan bli doblet i forhold til førindustrielt nivå omkring midten av det neste århundret, dersom en ikke gjør noe for å begrense utslippene. FNs klimapanel IPCC regner med at dette sannsynligvis vil føre til en økning i den globale gjennomsnittstemperaturen på 1°C i forhold til dagens nivå innen år 2025 og på 3 °C før slutten av neste århundre (IPCC (1990)). Det bør understrekes at anslagene må betraktes som usikre. En slik temperaturøkning vil høyst sannsynlig føre til en heving av havnivået, økt fordampning og endret nedbørsmønster.

En heving av havnivået vil skape problemer for lavtliggende øynasjoner og kystområder. Innenfor et tidsperspektiv på 100 - 150 år kan økningen i havnivået føre til at store arealer går tapt og dermed til betydelige endringer i bosettingsmønsteret. Klimaendringene kan allerede innenfor en kortere tidshorisont føre til en regional omfordeling av jordas potensiale for matproduksjon og til omfattende endringer i nåværende økosystemer. Effekten på samlet matproduksjon er imidlertid usikker, men vil ikke nødvendigvis være negativ. Den mangelfulle kunnskapen omkring virkningene på menneskenes livsvilkår av global oppvarming gjør det svært vanskelig å tallfeste kostnadene ved de forventede endringene.

3. Stilt overfor trusselen om global oppvarming foreligger det grovt sett tre mulige handlingsalternativer for det internasjonale samfunnet:

- (A) En kan la være å gjøre noe som helst ("laissez faire")
- (B) En kan søke å bremse eller stoppe oppvarmingen ved å regulere utslippene av drivhusgasser til atmosfæren²
- (C) En kan treffe tiltak for å tilpasse seg temperaturøkningen.

¹ I denne rapporten er slik omregning basert på Isachsen (1990).

² Noe mer hypotetisk kan en tenke seg en mulighet for å redusere oppvarmingen ved å påvirke jordas evne til å reflektere varme, eller havets evne til å oppta CO₂ (Se for eksempel Nordhaus 1990). Slik form for klimastyring blir ikke nærmere drøftet i denne rapporten.

Ved det første alternativet må en ta kostnadene ved global oppvarming. Disse er usikre, men kan potensielt være meget store. De to andre alternativene er interessante i den grad de kan bidra til en reduksjon i de samlede kostnadene i forhold til "laissez faire". De utelukker ikke hverandre, og det er nærliggende å tro at en optimal respons vil bestå i en kombinasjon av begge.

Tilpasning til et varmere klima kan pågå parallelt med oppvarmingen og kan langt på veg betraktes som en nasjonal problemstilling. Tiltak for å redusere utslippene må imidlertid komme i forkant, og krever tilslutning fra mange land. Dette henger sammen med at potensialet for global oppvarming er knyttet til beholdningen av klimagasser i atmosfæren. Bidraget til den globale oppvarming fra utslipp av klimagasser er derfor uavhengig av hvor utslippene finner sted. Alle land vil følgelig være interessert i at noen andre tar kostnadene ved utslippsreduksjonen. Problemet kompliseres ytterligere ved at kostnadene ved reduksjoner av utslipp, konsekvensene av en global temperaturheving og mulighetene for tilpasning til et varmere klima varierer mellom land.

Siden oppvarmingspotensialet er knyttet til beholdningen av klimagasser, vil en stabilisering av antropogene utslipp av slike gasser ikke være tilstrekkelig til å eliminere ytterligere antropogene bidrag til global oppvarming. Utslippene må stabiliseres på et nivå som er forenlig med uendret beholdning. Dette momentet er understreket av Haavelmo (1972) i en generell kontekst.

Tabell 1.2.1:
Norske forpliktelser og målsettinger for reduksjoner i utslipp til luft

	Forpliktelser	Målsettinger
SO ₂	Reduksjon i utslippene med 30% av 1980-nivået innen 1993. Dette representerer en øvre grense for utslipp på omlag 99 kilotonn.	Reduksjon i utslippene med 50% av 1980-nivået innen 1993. Dette representerer en øvre grense for utslipp på omlag 70 kilotonn.
NO _x	Stabilisering av utslippene på 1987-nivå innen 1994. Dette representerer en øvre grense for utslipp på omlag 232 kilotonn.	Reduksjon av utslippene med 30% av 1986-nivået innen 1998. Dette representerer en øvre grense for utslipp på omlag 155 kilotonn.
KFK	Stabilisering av utslippene på 1986-nivå innen 1992, 20% reduksjon innen 1993, 85% reduksjon innen 1997 og full utfasing innen år 2000.	Reduksjon i utslippene med 50% i forhold til nivået i 1986 i løpet av 1991, og en reduksjon på minst 90% innen 1995.
CO ₂		Stabilisering av utslippene på 1989-nivå i år 2000. Dette representerer en øvre grense for utslipp på omlag 35 mega-tonn.

4. Selv om drivhuseffekten kanskje representerer den alvorligste trusselen mot det globale miljøet, er det også andre miljøproblemer som bare kan løses ved omfattende internasjonalt samarbeide. Dette gjelder faren for nedbrytning av ozonlaget i stratosfæren og forsuringen av vann og luft. Nedbrytningen av ozonlaget skyldes først og fremst utslipp av KFK. Forsuringen skyldes dels lokale utslipp, dels sur nedbør som følge av langtransporterte utslipp til luft av svoveldioksyd (SO₂) og nitrogenoksyd (NO_x).

På bakgrunn av de alvorlige miljøtruslene som luft-forurensinger representerer, har flere land forpliktet seg til å gjennomføre reduksjoner i utslipp til luft. Norge har således sluttet seg til avtaler om å redusere utslippene av KFK, SO₂ og NO_x. (KFK og NO_x er også klimagasser.) I tillegg opererer noen land, herunder Norge, med nasjonale målsettinger for utslipp av disse gassene og for utslipp av CO₂. Siden NO_x også er en klimagass, og utslipp av SO₂ og NO_x i stor grad er knyttet til forbruk av fossile energibærere, er det naturlig å se dem i sammenheng med utslippene av CO₂. Spesielt vil tiltak som tar sikte på å redusere CO₂-utslippene kunne ha gunstige bieffekter for utslipp av NO_x og SO₂.

Tabell 1.2.1 gir en oversikt over norske ambisjoner for reduksjoner i de viktigste typer av skadelige utslipp til luft. Ambisjonene er klassifisert som målsetting dersom de er uttrykt av Stortinget. De er klassifisert som forpliktelser dersom de er nedfelt i en internasjonal avtale undertegnet av Norge³. En nærmere omtale av målsettinger og forpliktelser er gitt i avsnitt 3.4.

1.3 Opplegget for beregningene og bruken av modellapparatet

1. Både en internasjonal klimaavtale og ensidige norske tiltak mot utslipp av klimagasser vil føre til endringer i rammebetingelsene for aktørene i norsk økonomi, og derved ha konsekvenser for relative priser, konsum- og produksjonsbeslutninger, inntektsfordeling m.m. Vi kan begrepsmessig skille mellom effektene av at

- 1) Norge gjennomfører tiltak mot utslipp av klimagasser,
- 2) andre land (også) gjennomfører tiltak mot slike utslipp.

Konsekvensene for Norge vil variere over tid og avhenge av hvor omfattende det klimapolitiske ambisjonsnivået er og av den internasjonale oppslutningen om klimapolitikken.

2. I tråd med KLØKT-prosjektets mandat er det gjennomført to sett av beregninger for å tallfeste virkninger på norsk økonomi av en endret klimapolitikk. I det første forutsettes det at norske myndigheter etter egne overveielser tar i bruk de virkemidler som er nødvendige for å stabilisere de norske utslippene av CO₂. I disse beregningene ser vi bort fra virkninger på norsk økonomi av de endringer i internasjonale rammebetingelser som kan følge av en mer aktiv klimapolitikk i andre land.

³ I tråd med vanlig praksis er utslippene fra utenriks sjøfart ikke regnet med i beregningsgrunnlaget for utslippsmålsettingene i tabell 1.2.1.

Norske CO₂ utslipp betyr svært lite i internasjonal sammenheng. Bidraget til redusert global oppvarming av en stabilisering av disse utslippene er derfor ikke stort. Det hevdes imidlertid at ensidig stabilisering av de norske CO₂-utslippene kan bidra positivt til mulighetene til å realisere en global avtale. Å vurdere realismen i dette ligger utenfor problemstillingen for denne analysen. Dersom det ikke rimelig raskt blir inngått internasjonale avtaler om stabilisering eller begrensning av CO₂-utslippene i flere land, er det imidlertid åpenbart liten grunn til å fortsette en slik politikk i Norge, selv om en reduksjon i CO₂-utslippene også vil trekke med seg reduserte utslipp av SO₂ og NO_x. På denne bakgrunn er beregningene av virkninger av ensidig stabilisering av norske CO₂-utslipp bare ført fram til år 2000.

I det andre settet av beregninger forutsettes det at Norge sluttet seg til en (hypotetisk) internasjonal avtale om begrensninger av utslipp av CO₂. Målsettingen for utviklingen i de globale utslippene av CO₂ er hentet fra IPCCs Control Policy Scenario. (Se IPCC (1990).) Som virkemiddel anvendes en internasjonal CO₂-avgift. De enkelte land beholder avgiftsprovenyet selv. I disse beregningene ser vi på mulige konsekvenser for norsk økonomi av at både Norge og andre land innfører den spesifiserte CO₂-avgiften.

De to beregningsalternativene beskriver ikke realistiske utviklingsforløp. De kan imidlertid brukes som et utgangspunkt for å analysere mer sannsynlige miljøpolitiske scenarier. Et slikt scenario kan være at både Norge og andre land i Vest-Europa legger opp til en politikk som (eventuelt i varierende grad) tar sikte på å realisere de enkelte landenes uttrykte målsettinger, herunder målsettingen om stabilisering av utslippene av CO₂ på 1989-nivå fra møtet mellom miljøvernministere i EF og EFTA i november 1990. De internasjonale konsekvensene av et slikt samarbeide vil trolig bli mindre omfattende enn konsekvensene av en global klimaavtale.

3. For å klargjøre hva vi mener med økonomiske konsekvenser av reduserte CO₂-utslipp, vil vi forenkle litt og tenke oss at alle utslipp skyldes brenning av fossile energibærere. Utslippsreduksjoner kan en under denne forutsetningen bare oppnå ved å minske forbruket av slike energibærere. Fossil energi er en innsatsfaktor i produksjonen som per idag ikke kostnadsfritt kan erstattes av andre innsatsfaktorer. En reduksjon i CO₂-utslippene må derfor føre til lavere produksjon enn det en ellers kunne ha hatt.

I de makroøkonomiske beregningene er vi imidlertid mer opptatt av samlet bruttoprodukt (BNP) enn av samlet produksjon. BNP er lik differensen mellom verdien av produksjon og vareinnsats og kan betraktes som et mål på samlet verdiskapning i økonomien. En reduksjon i forbruket av fossil energi reduserer både produksjon og vareinnsats. Dersom økonomien er optimalt tilpasset i utgangspunktet, vil en marginal reduksjon i bruken av fossil energi ikke gi lavere BNP. Ved store reduksjoner i bruken av fossil energi vil imidlertid de ressursene som fristilles fra energiproduksjon (eller som finansierte en eventuell energiimport) normalt ikke være tilstrekkelige til å kompensere produksjonstapet som følger av redusert energibruk, og BNP vil gå ned. Hvor stor reduksjonen i BNP blir er avhengig av hvor enkelt det er å erstatte fossil energi med andre produksjonsfaktorer.

En reduksjon i BNP gir (isolert sett) reduserte konsummuligheter. Videre kan endringer i sammensetningen av privat konsum (for eksempel via redusert bilbruk) resultere i et velferdstap selv for uendret konsumnivå. Slike velferdstap kommer ikke eksplisitt fram i de foreliggende beregningene.

Ved ensidige norske tiltak mot utslipp av klimagasser kan (de langsiktige) kostnadene ved politikken identifiseres som verdien av reduksjonen i produksjonen, gitt at aktørene fullt ut utnytter mulighetene for tilpasning til den nye situasjonen. Dersom andre land også begrenser sine utslipp av klimagasser, får vi ytterligere en effekt via de endringene i *relative verdensmarkedspriser* (og dermed i Norges bytteforhold) som dette eventuelt fører med seg. En *forverring* av bytteforholdet innebærer at Norge får mindre igjen for hver ressursenhet brukt til produksjon av eksportvarer, og innebærer derfor en ytterligere *reduksjon* i konsummulighetene. For Norge har det spesielt stor betydning dersom en omlegging av klimapolitikken fører med seg endringer i realprisen på olje eller gass.

4. Vi har ovenfor forsøkt å identifisere hva kostnadene ved en begrensning i utslippene av klimagasser består i på lang sikt. I beregningene i denne rapporten bruker vi en versjon av SSBs generelle likevektsmodell MSG (kalt MSG-TAX) til å belyse mulige langsiktige konsekvenser for norsk økonomi av en omlegging av klimapolitikken. (For en nærmere beskrivelse av MSG, se Offerdal et. al. (1987). MSG-TAX er kort omtalt i Glomsrød et. al. (1990)). En må regne med at tilpasningen til den nye situasjonen er tidkrevende. Det er videre sannsynlig at begrenset kapitalmobilitet, innslag av imperfekt konkurranse, prisrigiditeter mm, bidrar til at tiltak mot utslipp av klimagasser på kort og mellomlang sikt kan resultere i en mindre gunstig ressursbruk enn det vi ellers ville ha observert. Tilpasningen på mellomlang sikt blir analysert ved hjelp av den makroøkonometriske modellen MODAG (se Cappelen (1991)). Forutsetningen om full resursutnyttelse og eksistensen av tregheter i tilpasningen er imidlertid ikke den eneste forskjellen mellom de to modellene MSG og MODAG. Modellene gir også ulik beskrivelse av substitusjonsmulighetene i norsk økonomi, der MSG fremstår som en mer lukket modell enn MODAG. (En nærmere diskusjon av behandlingen av energi i de to modellene kan finnes i vedlegg A.) De to modellene kan i en viss grad sies å utspenne et mulighetsområde, som det vil være av interesse å undersøke.

5. Norske utslipp til luft fremskrives ved en ettermodell der hovedregelen er proporsjonalitet mellom utslipp og utslippsgenererende faktorer (se vedlegg C). Utslippsgenererende faktorer er forbruket av fossile energibærere, vareinnsats på produksjonssektornivå og privat konsum. Modellen tar hensyn til effektene av vedtatte tiltak mot utslipp til luft. Utslippene fra utenriks sjøfart i norske og internasjonale farvann er i tråd med forutsetningene for KLØKT-prosjektet holdt utenfor utslippsberegningene. I andre etterberegninger belyser vi noen regionaløkonomiske konsekvenser av en endret klimapolitikk ved hjelp av SSBs REGION-modell (se Sørensen og Toresen (1990)). Vi gir også tentative anslag på reduksjonen i forurensingskostnader ved de reduksjonene i utslipp av NO_x og SO_2 som følger av endringene i klimapolitikken.

6. Beregningene søker også å ta hensyn til enkelte sentrale sammenhenger i norsk økonomi som ut fra den foreliggende problemstillingen ikke er tilfredstillende beskrevet i modellapparatet. Dette gjelder først og fremst

- Sammenhengen mellom energipriser og tilgangen på ny ikke-forurensende energi.
- Sammenhengen mellom energipriser og energiforbruket per produsert enhet m.m. i MODAG.
- Sammenhengen mellom inntektsutviklingen og husholdningenes forbruk av bensin.
- Sammenhengen mellom forbruket av fossile energibærere og utslipp i sektoren oljeutvinning og i en fremtidig gasskraftsektor.

1.4 Hovedkonklusjoner

1. Uten særskilte klimapolitiske tiltak kan de norske utslippene av CO₂ øke fra omlag 35 millioner tonn CO₂ i 1989 til nær 43 millioner tonn i år 2000 og til omlag 68 millioner tonn i år 2025. For perioden fram til år 2000 står oljevirksomheten for vel 50 prosent av økningen i utslippene, mens gassbasert produksjon av elektrisk kraft bidrar med omlag 70 prosent av økningen fra 2000 til 2025. Disse tallene bør ikke tolkes som en prognose, men de illustrerer likevel den sentrale betydning petroleumsutvinning og petroleumsbasert virksomhet har for utviklingen i de norske CO₂-utslippene framover.

2. En politikk for ensidig stabilisering av norske CO₂-utslipp kan utformes på forskjellige måter. I den foreliggende analysen er det lagt til grunn at virkemidlet er en generell CO₂-avgift. Beregningene indikerer at stabilisering av de norske CO₂-utslippene på 1989-nivå i år 2000 kan oppnås uten sterk reduksjon i den økonomiske veksten, mens vridningen i nærings-sammensetningen kan bli betydelig. Sektorer som bruker mye fossil energi eller har store prosessutslipp må enten legge om aktiviteten eller innskrenke produksjonen. Dette gjelder i særlig grad kraftkrevende industri. Behovet for omstillinger i fastlandsøkonomien er imidlertid avhengig av hvor kostnadskrevende det er å redusere CO₂-utslippene i oljesektoren. De makroøkonomiske konsekvensene vil bli større enn anslått her, dersom det ikke lykkes å føre en økonomisk politikk som sikrer full utnyttelse av arbeidskraftressursene gjennom omstillingsprosessen.

3. Ensidig stabilisering av de norske CO₂-utslippene oppnås ved en avgift på all bruk av fossile brensler og alle prosessutslipp tilsvarende kr. 800 per tonn CO₂ i år 2000. Avgiften innebærer i utgangspunktet en inntektsøkning for det offentlige på omlag 28 milliarder kroner. Denne inntekten forutsettes tilbakeført til privat sektor i form av reduserte skatter for bedrifter og privatpersoner.

Kombinert med forutsetningene om utviklingen i oljeprisen i referansebanen resulterer avgiftsøkningene i en realpris på bensin på vel 9 kroner per liter i år 2000. Prisen på fyringsolje vil også stige betydelig, slik at oppvarming med elektrisitet i år 2000 vil være billigere enn oppvarming basert på fyringsolje, regnet per enhet nyttiggjort energi.

Ifølge analysen medfører CO₂-avgiften på prosessutslipp en markert reduksjon i produksjonen i kraftkrevende industri. Dermed oppstår det et kraftoverskudd, som gjør det mulig både å utsette videre utbygging av vannkraft til etter sekelskiftet og å redusere elektrisitetsprisen til alminnelig forsyning. En skjerming av kraftkrevende industri vil innebære at andre sektorer må ta en større del av utslippsreduksjonen. Det vil kreve en høyere CO₂-avgift, resultere i høyere kraftpriser, og dermed trekke i retning av ytterligere kraftutbygging.

4. En internasjonal CO₂-avgift vil øke kostnadene ved bruk av CO₂-holdige energibærere og råvarer i alle land, og dermed bidra til lavere økonomisk vekst både i Norge og hos våre handelspartnere. I tillegg vil en få endringer i relative priser internasjonalt som dels er en ulempe for Norge og dels en fordel. Prisene på produktene fra kraftintensiv industri vil øke mer enn andre priser på verdensmarkedet, slik at denne sektoren i betydelig mindre grad vil rammes enn ved en ensidig norsk stabilisering. Andre lands betalingsvillighet for norsk vannkraft vil sannsynligvis også øke.

Den viktigste økonomiske konsekvensen for Norge ligger imidlertid trolig i det forhold at en internasjonal CO₂-avgift kan føre til en svakere prisutvikling på petroleum enn det en ellers kan regne med. Dermed blir Norges petroleumseksport mindre verd. Både langsommere økonomisk vekst og bytteforholdstapet bidrar til at de langsiktige konsummulighetene blir redusert. Med de forutsetninger som er lagt til grunn i analysen vil innenlandsk anvendelse av varer og tjenester i år 2025 ligge om lag 6,5 prosent under nivået i referansebanen, mens BNP bare er redusert med 3,2 prosent. Innenfor denne tidshorizonten betyr bytteforholdstapet følgelig vel så mye for konsummulighetene, som nedgangen i produksjonen.

5. På lang sikt må omstillingene bli omfattende, og det vil være en utfordring for den økonomiske politikken å sikre god ressursutnyttelse gjennom omstillingsperioden. Tilpasningen til en internasjonal CO₂-avgift vil føre med seg en markert reduksjonen i samlet energibruk per produsert enhet både i Norge og i utlandet, samtidig som vannkraft vil dekke en større del av energibehovet. I analysen er det antatt at ytterligere vannkraft kan bygges ut etter år 2000. Med den CO₂-avgiftsbanen som vi har lagt til grunn, er gassbasert elektrisk kraft dyrere enn ny vannkraft gjennom hele beregningsperioden.

6. Grovt sett kan en si at for en gitt norsk klimapolitikk vil konsekvensene for fastlandsøkonomien bli mindre, desto mer omfattende de internasjonale klimatiltakene blir. På den annen side vil verdien av fremtidig norsk produksjon av olje og gass bli mindre, desto mer ambisiøse de internasjonale målsettingene er. En ensidig stabilisering av de norske CO₂-utslippene eller ukoordinerte internasjonale klimatiltak vil derfor stille Norge overfor andre omstillingsproblemer enn en (tilnærmet) kostnadseffektiv internasjonal klimaavtale. Det er fra denne synsvinkel ikke åpenbart at en ensidig norsk stabilisering representerer et fornuftig skritt i retning av en internasjonal klimaavtale.

7. Innføring av en CO₂-avgift gir både lavere CO₂-utslipp og reduserte utslipp av en rekke andre skadelige gasser som svoveldioksid (SO₂) og nitrogenoksider (NO_x). Dette bidrar blant annet til redusert forsurening. Som følge av minsket transportomfang reduseres også samfunnsøkonomiske kostnader som veislitasje og ulykker. Tentative beregninger antyder at fordelene ved å reduserte forurensingsskader oppveier omlag halvparten av det BNP-tapet som de skisserte klimatiltakene gir opphav til.

8. Regioner som i utgangspunktet har en stor andel industri som slipper ut mye CO₂, får de største reduksjonene i produksjon og sysselsetting som følge av de to mulige scenariene for klimapolitikk. Beregninger på REGION tyder imidlertid på at sysselsettingsvirkningene på landsdelsnivå samlet sett kan sies å være moderate.

2. EN INTERNASJONAL KLIMAAVTALE

2.1 Innledning

1. Dette kapitlet tar opp hvordan vi i KLØKT beregningene tenker oss utformingen av en internasjonal klimaavtale, og hva slags virkninger denne avtalen kan tenkes å få for utviklingen i verdensøkonomien. Betrachtingene er svært tentative, fordi vi ikke har tilgang til noe modellapparat som gjør det mulig å foreta en konsistent og rimelig detaljert beregning av konsekvensene for internasjonal økonomi av en slik avtale. Våre anslag på virkningene for verdensøkonomien er derfor basert på en gjennomgang av noen partielle analyser.⁴

2. Internasjonale tiltak mot utslipp av drivhusgasser bør ideelt sett utformes slik at en bestemt ønsket reduksjon i fremtidig oppvarming kan oppnås på billigst mulige måte. Litt upresist betyr dette at det ikke skal være mulig å omfordele utslippsreduksjoner mellom klimagasser eller aktører på en slik måte at den samlede drivhuseffekten reduseres, uten at verdens BNP-nivå også reduseres. For å oppnå kostnadseffektivitet i denne forstand må en internasjonal klimaavtale utformes slik at

- alle aktører blir stilt overfor samme kostnad ved en marginal reduksjon i utslippene av en bestemt klimagass
- denne kostnaden må variere mellom gassene på en måte som gjenspeiler de enkelte gassenes relative bidrag til den globale oppvarmingen.

I tillegg bør den samlede reduksjonen i utslipp av klimagasser bestemmes slik at kostnadene ved en ytterligere liten reduksjon ikke er større enn verdien av den tilhørende reduksjonen i fremtidig oppvarming. Siden kostnadene for verdenssamfunnet av fremtidig oppvarming er svært usikre, er det allerede av denne grunn vanskelig å fastlegge en optimal størrelse på begrensningen i klimagassutslippene. Problemstillingen kompliseres ytterligere av at kostnadene ved utslippsreduksjoner heller ikke er særlig grundig kartlagt, selv om en på dette området er på noe sikrere grunn.

3. I tråd med mandatet vil vi ikke veie ulempene ved å redusere utslipp av klimagasser mot fordelene, men ta ønsket utslippsreduksjon som gitt. I tillegg vil vi innskrenke diskusjonen til internasjonale tiltak for å begrense de globale utslippene av CO₂. En mulig tolkning av dette er at en internasjonal klimaavtale på grunn av kontroll-problemer og fordelingskonsekvenser i første omgang ikke vil omfatte alle klimagasser. En annen tolkning er at CO₂-avtalen er en del av en mer omfattende klimaavtale med særskilte målsettinger for utslipp av de enkelte klimagassene og separate mekanismer for implementering. En slik klimaavtale vil imidlertid bare være kostnadseffektiv dersom en på forhånd har kommet fram til de riktige utslippsreduksjoner for de enkelte gassene. Det er for eksempel mye som taler for at en bør gå svært langt i reduksjonene av KFK utslipp, før en innfører særlig strenge begrensninger på utslipp av endel andre klimagasser. Dette henger sammen med at KFK-gasser også er

⁴ Så vidt vi vet finnes det heller ikke et slikt modellapparat, men flere forskningsmiljøer rundt om i verden arbeider med sikte på å utvikle et slikt verktøy. SSB deltar i et slikt arbeid knyttet til V. Leontiefs verdensmodell ved New York University.

ozon-nedbrytende og at det i de fleste anvendelser er billig å erstatte KFK med andre stoffer. (Se Nordhaus (1990)).

4. Det er i økonomisk litteratur vanlig å fremheve at avtaler som tildeler hvert enkelt land en kvote for utslipp av CO₂ som skal oppfylles på individuell basis, normalt ikke vil oppfylle kravet om kostnadseffektivitet. På grunn av ulikheter mellom de enkelte landene med hensyn til energibruk, realkapital, institusjonelle forhold m.m. vil kostnadene ved reduksjoner i CO₂-utslipp variere mellom landene. For å oppnå kostnadseffektivitet bør en avtale ta hensyn til dette.

Anta at den initiale fordelingen av utslippsreduksjoner er bestemt ut fra et eller annet kriterium. Dersom en bestemt omfordeling av kvoter er ønskelig fra et kostnadmessig synspunkt, kan denne i prinsippet (tilnærmet) realiseres ved å innføre fri handel med utslippstillatelser. Begrunnelsen for dette er enkel: Så lenge kostnadene ved ytterligere utslippsreduksjoner ikke er like for alle aktører og transaksjonskostnadene ikke er for store, må det finnes en pris på utslippstillatelser som gjør det lønnsomt å handle med dem. Aktører med relativt sett høye kostnader ved en marginal utslippsreduksjon vil kjøpe utslippstillatelser, og aktører med relativt sett lave marginalkostnader vil selge, inntil fordelingen av utslippsreduksjoner er blitt slik at forskjellene mellom de ulike aktørers marginale reduksjonskostnader er mindre eller lik (den marginale) transaksjonskostnaden ved ytterligere handel med utslippstillatelser. Dersom slik handel er kostnadsfri, vil prosessen pågå inntil alle aktører står overfor samme marginalkostnad ved ytterligere utslippsreduksjon. Denne kostnaden må være lik likevektsprisen på et marginalt CO₂-utslipp.

Den samme fordelingen av CO₂-utslipp kan i prinsippet oppnås ved å innføre en avgift på utslipp som er lik likevektsprisen på utslippstillatelser. Forutsetningen er at avgiftsprovenyet fordeles på en slik måte at inntektsfordelingen blir den samme som under kvoteavtalen. Alternativt kan en avgiftsbelegge bruken av de produkter som fører med seg utslipp av CO₂. I en frikonkurransøkonomi uten forvriddende skatter vil kostnadseffektivitet oppnås dersom avgiften på den enkelte CO₂-bærer er proporsjonal med CO₂-innholdet. Videre må avgiften være så høy at en oppnår den ønskede reduksjonen i de samlede utslipp av CO₂. I optimum skal avgiften være lik verdien av den marginale fordelen av en ytterligere reduksjon i den globale oppvarmingen.

5. Dersom det i utgangspunktet er flere imperfeksjoner i økonomien enn nullpris på CO₂-utslipp, blir problemstillingen noe annerledes. I dette tilfellet vil en kvotebasert eller ekvivalent skattebasert CO₂-avtale bare gi en kostnadseffektiv fordeling av utslipp dersom de andre markedsimperfeksjonene ryddes av veien. Hvis dette ikke gjøres, må en vanligvis ha avgifter som varierer mellom land, sektorer og/eller energibærere for å realisere full kostnadseffektivitet. Dette er trolig situasjonen i internasjonal økonomi i dag.

6. Selv om både kvote- og avgiftsbaserte avtaler kan være eksempler på kostnadseffektive avtaletyper, håndterer de inntektsfordelingsspørsmål på forskjellig måte. Ved en kvotebasert avtale avgjøres fordelingsvirkningene mellom land når kvotene fordeles. Ved en avgiftsbasert avtale vil fordelingsvirkningene avhenge av hvordan avgiftsprovenyet fordeles. Et ytterpunkt er at hvert land beholder egne avgiftsinntekter. En annen mulighet er at (deler av) inntektene går inn i et internasjonalt fond og tilbakeføres til de enkelte land etter bestemte regler. For de enkelte land er det naturligvis av stor betydning hvordan provenyet fordeles. Det vil i

praksis trolig være vanskelig å få fattige land med på en kostnadseffektiv CO₂-avtale, dersom ikke avtalen innebærer sterke elementer av inntektsoverføring fra rike land.

7. Den videre drøfting vil ta utgangspunkt i en tenkt internasjonal CO₂-avtale basert på avgifter. På grunn av markedsimperfeksjoner og irrasjonelle elementer i den nåværende energipolitikken vil en slik avtale i praksis ikke være kostnadseffektiv. Det er imidlertid grunn til å tro at den vil være bedre enn en avtale som foreskriver samme prosentvise utslippsreduksjoner i alle land, eller stabilisering av nasjonale CO₂-utslipp. Hvert land antas å beholde provenyet av de avgiftene de selv innkrever. Vi underforstår at dette ikke fører til noen omgåelser av avtalens intensjon gjennom manipulering av andre deler av skatte- og avgiftssystemet. Våre forutsetninger impliserer at de største CO₂-forbrukerne vil få det største avgiftsprovenyet. Selv om en fra et inntektsfordelingssynspunkt kan argumentere mot en slik fordeling av provenyet, er denne forutsetningen trolig mest i overenstemmelse med det som implisitt er lagt til grunn i tidligere empiriske studier. Det blir dermed lettere for oss å bygge på resultater fra disse.

2.2 Fremskrivninger av globale CO₂-utslipp under ulike klimapolitiske forutsetninger

1. FNs klimapanel IPCC har utviklet en rekke scenarier for utslipp av klimagasser fram til år 2100. (Se IPCC (1990).) Fire hovedscenarier er konstruert med utgangspunkt i den globale IEA/ORAU energi-modellen utviklet av Edmonds og Reilly. (Se Edmonds and Reilly (1983) og Reilly et.al (1987) for en nærmere omtale av modellen.) Scenariene er basert på et felles sett av anslag for befolkningsvekst og vekst i produksjon per capita. Energiforbruk per produsert enhet, fordeling av energiforbruk på energibærere, avskogingen i tropene og utslipp av KFK, metan og nitrogenoksyd varierer imidlertid mellom scenariene. I tillegg er det konstruert et scenario for utslipp av CO₂ fra energisektoren med utgangspunkt i nasjonale utslippsfremskrivninger for i alt 21 land (IPCCs såkalte referansescenario).

Både IPCCs referansescenario (REF) og det modell-baserte Scenario "Business as Usual" (BAU) kan betraktes som mulige referansebaner. I disse scenariene gjøres det lite for å begrense utslippene av klimagasser. De tre andre modellbaserte hovedscenariene bygger alle på forutsetninger om en eller annen begrensning i utslippene av klimagasser. I "Low Emission Scenario" (LES) og "Control Policies Scenario" (CPS) ligger utslippsbanene nokså nær hverandre gjennom perioden fram til 2025. "Accelerated Policies Scenario" (APS) beskriver en kraftigere reduksjon i utslippene, basert på mer omfattende inngrep.

IPCC anslår at klimagasskonsentrasjonen målt i CO₂ ekvivalenter vil fordobles i forhold til førindustrielt nivå rundt år 2025 i scenario BAU og henholdsvis rundt år 2040 og år 2050 i scenariene LES og CPS. I scenario APS vil klimagasskonsentrasjonen målt i CO₂ ekvivalenter stabiliseres på det dobbelte av førindustrielt nivå mot slutten av neste århundrede.

2. Tabell 2.2.1 gjengir totale utslipp av CO₂ og energirelaterte utslipp av CO₂ i de fem IPCC scenariene for utvalgte år i perioden 1985 - 2025. Tabellen gjengir også energirelaterte utslipp for den samme perioden fra noen andre studier. De gjengitte banene for utviklingen i ener-

girelaterte CO₂-utslipp kan betraktes som alternative referansebaner, siden ingen av dem er basert på forutsetninger om særskilte tiltak mot utslipp av CO₂.

Tabell 2.2.1:

Alternative fremskrivninger av CO₂-utslipp fra energisektoren og totalt (bare for IPCC) for perioden 1985 - 2025. Milliarder tonn karbon.

	1985	1987	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Forbruk av fossile energibærere								
IEA	5,10		7,03	7,88				12,40
ECON		5,67	7,03	7,63	8,33	9,48	10,93	12,67
ER	5,50		6,90					12,30
REGB			6,60					11,70
WRI			6,10					12,00
IPCC REF	5,15		7,30					12,40
IPPC BAU	5,10		6,50	7,09	7,61	8,22	8,97	9,90
IPPC LES	5,10		5,60	5,86	5,93	6,15	6,42	6,60
IPPC CPS	5,10		5,60	5,88	5,96	6,15	6,42	6,55
IPPC APS	5,10		5,70	5,75	5,73	5,79	6,10	5,40
Totalt (inklusive avskoging og sementproduksjon)								
IPPC BAU	5,90		7,65	8,35	8,96	9,65	10,48	11,50
IPPC LES	5,90		5,50	5,68	5,64	5,74	6,11	6,40
IPPC CPS	5,90		5,60	5,70	5,66	5,79	6,10	6,30
IPPC APS	5,90		5,60	5,57	5,44	5,35	5,27	5,10

Kilder:

IPCC-scenariene er hentet fra IPCC (1990).

"IEA" er en studie utført av Det internasjonale energibyrået, se Kouvaritakis (1990).

"ECON" er en studie utført for Klimautvalget ved OED av Senter for økonomisk analyse, se ECON (1990).

"ER" refererer seg til Edmonds og Reillys (1983) pioneranalyse av utviklingen av fremtidige utslipp av CO₂ til atmosfæren.

"WRI" referer seg til en studie utført for World Resource Institute, se Mintzer (1987).

REGB refererer seg til Reilly et.al. (1987).

3. Tabellen illustrerer noen sentrale forhold. For det første er det rimelig samsvar mellom beregnede CO₂ utslipp i analysene til ECON, Edmonds og Reilly (1983) (ER), Reilly et.al. (1987) (REGB) og IPCC REF gjennom hele perioden. Videre ligger IEAs og ECONs fremskrivninger nær opp til hverandre til og med år 2005. Dersom en legger til grunn den samme vekstraten for utslipp i perioden 2005 til 2025 som IEA har for perioden 1995 til 2005, vil IEA få omlag samme utslippsnivå i år 2025 som ER. WRI-scenariet er også bygget opp ved hjelp av Edmond og Reillys energimodell. Utslippene av CO₂ er imidlertid antatt å ligge 15 prosent lavere i år 2000 i WRI-banen enn i Edmond og Reillys bane. I år 2025 er forskjellen mellom utslippsanslagene i de to banene redusert til 2,5 prosent.

De fleste referansescenariene legger til grunn en større vekst i utslippene etter år 2000 enn før. For ECONS vedkommende går det også frem av tabellen at vekstraten for utslipp er økende gjennom perioden 2000 - 2025.

Tabell 2.2.2:

Forutsetninger om regional BNP vekst bak IPCCs, ERs og ECONS studier.

	1985-2000		2000-2025		1985-2050	
	IPCC	ECON	IPCC	ECON	IPCC	ER
USA	2,50	2,50	2,00	2,70	1,60	2,00
Vest Europa	2,50	2,40	2,00	2,50	1,90	2,30
Rest OECD	3,00	3,20	2,00	3,00	2,00	3,00
USSR/Øst Europa	3,60	1,10	3,10	3,70	2,90	2,00
Kina	4,50	5,40	4,00	5,00	3,90	3,20
Midt Østen	3,70	3,30	3,70	4,00	3,40	3,90
Afrika	3,80	3,30	3,30	4,00	3,20	3,60
Latin Amerika	3,70	4,20	3,20	5,00	3,10	3,80
Rest Asia	4,30	4,90	3,80	5,00	3,70	3,50

For det andre ser vi at de energirelaterte utslippene i IPCCs Scenario BAU er høyere enn utslippene i WRI-banen i år 2000, men lavere enn utslippene i de fem andre banene. I 2025 ligger utslippene i IPCCs BAU Scenario lavest av alle og nesten 20 prosent under utslippene i fremskrivningen til ECON.

Tabell 2.2.1 illustrerer videre at forskjellen mellom energirelaterte utslipp i IPCCs LES og CPS scenarier er små, mens utslippene i det radikale tiltaksscenarioet APS i år 2025 er antatt å komme ned i omlag 83 prosent av utslippene i Scenario CPS.

5. Forskjellen mellom IPCCs BAU scenario og de andre fremskrivningene er delvis betinget av ulike anslag for befolkningsvekst og veksten i produksjon per capita. Dels må en anta at utviklingen i energiforbruket per produsert enhet og energiforbrukets fordeling på energibærere er ulikt. Siden detaljeringsnivået i den tilgjengelige dokumentasjonen av de ulike studiene varierer endel, er det vanskelig å fastslå det nøyaktige grunnlaget for forskjellen i utvikling. Det er imidlertid grunn til å tro at ulike forutsetninger om økonomisk vekst er et sentralt punkt.

Tabell 2.2.2 gjengir forutsetningene om regional økonomisk vekst bak undersøkelsene til IPCC, ER og ECON. ER og IPCC opererer med den samme regionale inndelingen i sine analyser, mens ECON skiller seg litt fra de to andre. Tabellen gjengir IPCCs regioninndeling. De refererte anslagene fra ECONS analyse må derfor betraktes som tilnærmelser.

Av tabellen fremgår det at IPCC opererer med omlag den samme økonomiske veksten som ECON fram til år 2000, selv om fordelingen mellom områder er ulik. For perioden 2000 til 2025 er IPCCs anslag klart lavere enn ECONS. På bakgrunn av den forventede eldingen i OECD-befolkningen, er det litt overraskende at ECON regner med en svak økning i veksten

for området sett under ett etter sekelskiftet. Edmonds og Reilly (1983) gjengir bare vekstforutsetninger for perioden 1985 til 2050 under ett. Av tabellen ser vi at disse med unntak for tre regioner ligger høyere enn forutsetningene til IPCC for samme periode.

6. Reilly et. al. (1987) har gjennomført en grundig følsomhetsanalyse for IEA/ORAU modellen. Denne analysen viser at fremskrivningene er svært følsomme for anslagene for økonomisk vekst og for størrelsen på energiforbrukets inntektselastisitet. Fremskrivningene er relativt lite følsomme for endringer i andre eksogene anslag og parametre.

Olsen (1990) har utført følsomhetsanalyser på ECONs globale energimodell som antyder at en reduksjon i vekstraten for BNP i området 0,8 - 1,4 prosentpoeng i OECD området og på 1,2 - 2 prosentpoeng for resten av verden gir en reduksjon i CO₂ utslippene på noe over 20 prosent etter vel 20 år. Dette tilsvarer en reduksjon i vekstraten for utslippene på omlag 1,1 prosentpoeng per år. Den reduksjonen i vekstratene for BNP som Olsen ser på er anslagsvis 40 prosent større enn forskjellen i vekstrater mellom ECON og IPCC for perioden 2000 - 2025. Dersom vi bruker ECONs modell som referanse, trekker dette grovt regnet i retning av at forskjeller i anslag for BNP-vekstrater kan forklare omlag tre fjerdedeler av forskjellen i utslipp i år 2025 mellom banene til ECON og IPCC. Dette illustrerer hvor viktige vekstforutsetningene er for utslippsutviklingen i referansebanen, men antyder også at forutsetningene bak de to beregningene på andre områder kan være rimelig samstemte.

7. Utslippene i de ulike IPCC scenariene representerer et gjennomsnitt av to baner, en med svak og en med sterk økonomisk vekst. IPCC har tatt sine vekstanslag fra en studie utført av Verdensbanken i 1987. ECONs vekstanslag for perioden 2000 - 2025 ligger med unntak for en region høyere enn Verdensbankens høy-vekst alternativ. Dette trekker i retning av at det kan være rimelig å betrakte ECONs bane som illustrasjon på en mulig utslippsutvikling i en situasjon med rask økonomisk vekst i verdensøkonomien, mens IPCCs BAU scenario med en viss rett kan sies å illustrere en mulig utviklingsbane ved moderat økonomisk vekst. I fortsettelsen vil vi ut fra dette betrakte disse to banene som en utspiling av et aktuelt variasjonsområde for utviklingen i globale CO₂-utslipp fra energisektoren.

2.3 Anslag på en global CO₂-avgift

1. I fortsettelsen tar vi utgangspunkt i IPCCs CPS scenario som en beskrivelse av de krav en global klimaavtale vil stille til utslipp av klimagassen CO₂. Vi tenker oss med andre ord at det inngås en internasjonal overenskomst som tar sikte på å holde de globale utslippene av CO₂ fra energisektoren på om lag 5,6 milliarder tonn karbon i år 2000 og på om lag 6,5 milliarder tonn i år 2025. Dette innebærer en tilnærmet stabilisering av de energirelaterte CO₂ utslippene på 1987-nivå i år 2000 og deretter en vekst i utslippene på om lag 0,6 prosent per år.

Vi tenker oss at avtalen implementeres ved hjelp av en global CO₂-avgift og at avgiften fases inn fra 1995. Av diskusjonen i avsnitt 2.1 følger det at den skisserte avtalen ikke vil være kostnadseffektiv med mindre en også greier å eliminere alle andre markedsimperfeksjoner.

2. En avgift på CO₂-utslipp må i praksis håndteres som en avgift på fossile energibærere og på bruken av noen andre karbonholdige stoffer i enkelte anvendelser. Den skisserte avtalen fastlegger en bane for utviklingen i de globale karbonutslippene. Størrelsen på avgiften vil da avhenge av en rekke forhold.

For det første har utslippsnivået i referansebanen betydning. Hvor sterke virkemidler som må brukes for å realisere en gitt utslippsmålsetting avhenger av hva jordens befolkning vil gjøre dersom det ikke blir noen avtale. Det er dette referansebanen prøver å gi en beskrivelse av. Jo større utslippene er i referansebanen, desto høyere må karbonavgiften isolert sett være for å realisere den fastlagte utslippsmålsettingen. Dersom utslippene i referansebanen vokser raskere enn tillatte utslipp over tid, må avgiften også øke over tid.

Fra tabell 2.2.1 ser vi at reduksjonen i CO₂-utslipp relativt til nivået i referansebanen vil være på om lag 14 prosent i år 2000 og på om lag 34 prosent i år 2025 i referansescenario I. De tilsvarende tallene for referansescenario II er 20 og 49 prosent.

3. Når den ønskede reduksjonen i utslipp er gitt, vil størrelsen på avgiften avhenge av hvor fleksibel økonomien er. En karbongradert skatt på fossile energibærere vil isolert sett resultere i en økning i de prisene brukerne av denne energien blir stilt overfor. Dette vil føre til endringer i relative priser på andre produkter, avhengig av hvor mye fossilt brensel som direkte og indirekte går med i fremstillingen av dem. CO₂-intensive produkter vil bli dyrere relativt til andre produkter enn i en situasjon uten avtale. Endringene i relative priser vil føre til en reduksjon i forbruket av fossile energibærere på lang sikt fordi:

- De økonomiske aktørene vil vri sluttforbruket sitt bort fra CO₂-intensive produkter.
- Aktørene vil utvikle og ta i bruk utstyr og prosesser som utnytter energien på en mer effektiv måte (høyere virkningsgrad).
- Aktørene vil vri seg bort fra de mest karbonholdige energibærerne og over mot energi med lavere karboninnhold.

Størrelsen på avgiften og kostnadene ved politikken er avhengig av hvor gode disse omstillingsmulighetene er.

4. På kort og mellomlang sikt er det rimelig å legge til grunn at atferdsendringer som isolert sett er ønskelige ikke blir gjennomført, fordi det tar tid å tilpasse produksjonsutstyret til nye energibærere og nye sluttprodukter, og fordi det tar tid å utvikle og ta i bruk nye teknologiske løsninger. Dette betyr at det kreves en høyere avgift på kort sikt enn på lang sikt for å få til en bestemt (prosentvis) reduksjon i CO₂-utslippene fra en vilkårlig sektor. Det innebærer videre at reduksjonen i produksjonen vil være større på kort sikt enn på lang sikt for en gitt reduksjon i utslipp.

Ut over dette kan gjennomføringen av en CO₂-avtale føre med seg kostnader som følge av at relative priser bare gradvis tilpasser seg den nye situasjonen. Dette kan resultere i ubalanser i økonomien og i dårlig utnyttelse av ressursene. Innslag av markedsrett og tilpasningskostnader trekker videre i retning av at en avgiftsbasert internasjonal CO₂-avtale vil resultere i en raskere generell prisstigning enn det en ellers ville ha sett, i det minste så lenge avgiften reelt sett øker over tid.

Endringene i relative priser vil også gi endringer i inntektsfordelingen, både mellom land i form av bytteforholdseffekter og mellom aktører innen land. Endringer i inntektsfordelingen kan ha betydning både for etterspørselens nivå og sammensetning.

5. En økning i kjøperprisene på fossile energibærere vil videre øke lønnsomheten i utviklingen av energibærere med et lavt CO₂-innhold. Mulige eksempler er fotoelektrisk energi, vind- og bølgekraft, sikker kjernekraft og bioenergi. Dersom en slik energibærer blir tilgjengelig i tilstrekkelig omfang vil den representere en karbonfri "backstop" teknologi, og kostnadene ved å fremskaffe den vil sette en øvre grense for størrelsen på CO₂-avgiften. På lang sikt vil CO₂-avgiften bli bestemt slik at kostnadene per energienhet inklusive avgift ved å bruke en alment tilgjengelig *karbonholdig* energibærer blir lik kostnadene ved å bruke den *karbonfrie* backstop teknologien.

6. Tabell 2.3.1 refererer resultater fra noen tilgjengelige studier av sammenhengen mellom den prosentvise reduksjonen i CO₂-utslipp og størrelsen på den tilhørende karbonavgiften målt i dollar per tonn karbon i 1989 priser. Tabellen gjengir også tilhørende anslag på virkningen på produksjon målt ved BNP. Sammenhengen mellom avgift og utslippsreduksjon er også illustrert i figur 2.3.1.

Tabell 2.3.1 gir grunnlag for flere viktige observasjoner. For det første er det klart at den CO₂-avgiften som er nødvendig for å oppnå en bestemt reduksjon i utslippene av CO₂, øker progressivt med størrelsen på den ønskede reduksjonen.

For det andre er det relativt store variasjoner i anslagene for hvilken avgift som er nødvendig for å oppnå en bestemt utslippsreduksjon innenfor en region. For eksempel anslår Manne og Richels (1990) at en må legge en avgift på CO₂-utslipp på om lag 30 dollar per tonn karbon for å oppnå en reduksjon i utslippene i USA på 13 prosent. ECON på sin side regner med at en reduksjon i CO₂-utslippene i denne størrelsesorden krever en avgift på over 90 dollar. For utslipp i området 20 - 35 prosent er det noe større grad av overensstemmelse mellom anslagene. Her anslår imidlertid ECON en lavere avgift enn Manne og Richels.

Tabell 2.3.1:

Ønsket reduksjon i CO₂-utslipp, tilhørende karbonavgift (1989 dollar per tonn karbon) og virkningen for BNP i enkelte land/regioner og i verden som helhet.

STUDIE	OMRÅDE	CO ₂ RED. I PROSENT	SKATT 1989 DOLLAR	ENDRING I BNP I PROSENT	TID ANTALL ÅR
ECON	GLOBAL	17	117		5
		20	135		5
		24	157		10
		30	264		15
		39	469		20
		51	813		25
		59	1429		30
IO	GLOBAL	25	116	-1,8	15
IO	GLOBAL	45	232	-2,8	40
WN	GLOBAL	50	475	-1,0	
WW	GLOBAL	50	440	-2,1	
ECON	USA	12	90		5
		21	130		15
		31	245		25
		36	336		30
		56	570		30
MR	USA	13	30		10
		23	200		15
		36	380		20
		56	570	-4,5	30
JW	USA	Stabilisering		-2,4	11
ECON	EF	15	158		5
		21	233		15
		28	363		25
		31	454		30
IEA	OECD	12	50	-3,0	15
BERGMAN	SVERIGE	10	51		15
		20	110		15
		30	221	-4,5	15
		40	379		15
CS	TYSKLAND	12		-0,0	2
		31		-7,5	8
CPBa	NEDERLAND	30		-4,0	20
CPBb	NEDERLAND	30		+0,5	20
SIMEN	NORGE	16		-1,1	9
GJV	NORGE	26		-2,7	10
DRI	V. EUROPA	18	390	-1,5	12

Kilder:

IEAs og ECONs undersøkelser er omtalt under tabell 2.2.1.

WN er hentet fra Nordhaus (1990).

WW referer til Whalley and Wigle (1990).

MR viser til Manne og Richels (1990a) analyse av kostnadene ved begrensninger av CO₂ utslipp i USA.

Bergman referer til en analyse av virkningene for svensk økonomi av å sette en øvre grense for utslipp av CO₂. (Se Bergman (1990).)

JW referer til Jørgenson and Wilcoxon (1990a).

CS referer til en tilsvarende analyse for Tyskland utført av Conrad og Schröder (1990).

GJV referer til en lignende analyse for Norge utført ved hjelp av MSG (se Glomsrød et. al. (1990).)

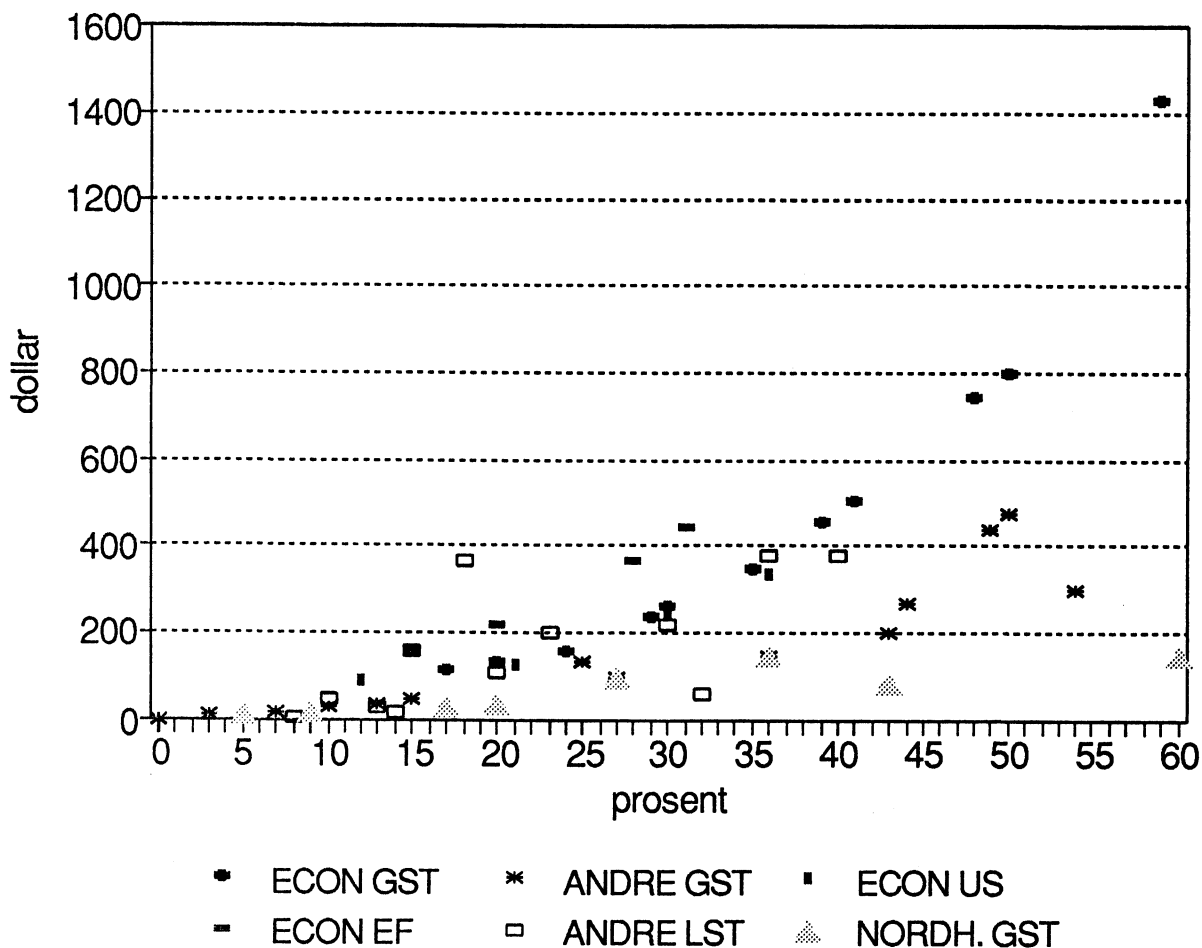
SIMEN referer til en omfattende analyse av utviklings-mulighetene for norsk industri mot år 2000, dokumentert i Bye et. al. (1989).

DRI referer til DRIs analyse virkningene for vest-europeiske økonomier av en mer omfattende miljøpolitikk. (Se DRI (1990).)

IO referer til en beregning av sammenhengen mellom karbonavgift og utslippsreduksjon utført på PC-versjonen av IEA/ORAU-modellen av oss. For en beskrivelse av modellen, se Edmonds and Reilly (1986).

CPB referer til Centraal Planbureau (1989).

Figur 2.3.1:
Sammenhengen mellom CO₂-avgift i 1989-dollar per tonn karbon og prosentvis reduksjon i CO₂utslippene.



GST=global stabilisering.
LST= lokal stabilisering.

Når det gjelder OECD-området som helhet anslår IEA at en karbonskatt på 50 dollar per tonn vil gi en reduksjon i CO₂-utslippene på om lag 12 prosent. ECONs avgiftsanslag for hver av regionene USA, EF og OECD forøvrig ligger betydelig høyere enn dette. (Anslag for den siste regionen er ikke gjengitt i tabellen, men kan finnes i ECON (1990)) Ved interpolering i tabellen følger det at en karbonskatt på om lag 200 dollar per tonn i følge ECON er tilstrekkelig for å redusere CO₂-utslippene i EF med om lag 18 prosent i år 2000. DRI (1990) anslår at for å realisere en slik målsetting må avgiften være i underkant av 400 dollar.

9. Det er også verdt å merke seg at ulike analyser har en ulik ranking av enkeltregioner, når det gjelder hvor stor avgift som er nødvendig for å oppnå en bestemt reduksjon i CO₂-utslipp. I følge Manne og Richels (1990) må USA ha en høyere avgift enn Sovjet og Øst-

Europa sett under ett for å oppnå stabilisering av CO₂-utslippene på 1990-nivå i år 2000, mens resten av OECD ligger lavere. I følge ECON (1990) er rekkefølgen omvendt: Sovjet og Øst-Europa greier seg med en lavere avgift enn USA for å stabilisere på 1989-nivå i år 2000, mens resten av OECD ligger høyest. De store endringene i institusjonelle forhold og økonomisk struktur som er påbegynt i Øst-Europa og Sovjet, innebærer at anslagene for denne regionen må betraktes som meget usikre. For en reduksjon i de globale utslippene på 50 prosent varierer avgiftsanslaget mellom rundt 275 dollar per tonn karbon hos ER til over 800 dollar per tonn hos ECON.

10. ECON er den studien av virkningene av en global CO₂ avgift som er best dokumentert (se ECON (1990) og Olsen (1990b)). Denne dokumentasjonen trekker i samme retning som sammenligningen i tabell 2.3.1, nemlig at avgiftsanslaget til ECON kan være noe høyt i et langsiktig tidsperspektiv. ECON har for eksempel lagt til grunn at det ikke er mulig å gå over fra kull eller olje til gass i eksisterende varmekraftverk. Videre har de sett bort fra tilbakevirkninger på energietterspørselen av den reduksjonen i økonomisk vekst som kan følge av innføringen av en CO₂-avgift.

Når ECONs anslag på CO₂-avgifter ligger høyt, kan det også ha sammenheng med utformingen av referansebanen. Det kan se ut til at ECONs anslag for økonomisk vekst i referansebanen ligger relativt høyt i forhold til andre analyser. I avsnitt 2.2 så vi at anslagene for utviklingen i CO₂-utslipp i ECONs referansebane likevel ikke skilte seg særlig ut fra hovedstrømmen. Forutsetninger om autonom energieffektivisering kan ha betydning for dette, men anslagene for utvikling i energiprisene i referansebanen kan også spille inn. I ECONs referansebane øker realprisen på råolje med 1,9 prosent per år gjennom perioden 2000 til 2025, mot 1,6 prosent per år i den banen som er lagt til grunn i Edmonds og Reillys IEA/ORAU modell. ECON har også sett bort fra mulige tilbakevirkninger via produsentprisene på energi, men dette trekker isolert sett i retning av at avgiften er undervurdert.

11. Resultatene til Nordhaus (1990), Whalley og Wigle (1990) og en analyse foretatt på Edmonds og Reilly IEA/ORAU modell antyder et lavere nivå på en global CO₂-avgift for en gitt reduksjon i utslipp, enn ECONs anslag. Når det gjelder regionale analyser trekker resultatene til IEA (1990) i samme retning, mens DRI (1990) og Manne og Richels (1990b) opererer med høyere anslag på regionale avgifter enn ECON. Forskjellene kan delvis skyldes ulike antagelser om økonomisk vekst og utviklingen i energipriser i referansebanen, men kan også henge sammen med ulike antagelser om substitusjonsmuligheter og tilgang på energi med et lavt CO₂-innhold.

12. DRIs studie skiller seg ut når det gjelder størrelsen på avgiften. En viktig grunn til dette er at de andre modellene må antas å beskrive langsiktige likevektsløsninger. (Dette gjelder til en viss grad også ECONs modell, selv om det i denne er lagt inn tregghet i tilpasningen av faktisk energibruk i retning av ønsket.) DRIs analyse er på den annen side delvis basert på landspesifikke makroøkonomiske modeller med en mellomlangsigtig orientering. Ved konstruksjonen av disse modellene er det lagt vekt på å fange opp tilpasningstreggheter på mange områder i økonomien. Det samme er tilfelle med SSBs MODAG-modell som ble brukt i SIMEN-prosjektet. I SIMEN beregningene la en separate avgifter på bensin og andre oljeprodukter for å stabilisere utslippene av CO₂. I gjennomsnitt tilsvarte disse særavgiftene en CO₂-avgift på i underkant av 1000 1989 dollar per tonn karbon i år 2000. Avgiften ga en

reduksjon i CO₂-utslippene på om lag 16 prosent, dvs 2 prosentpoeng mindre enn i DRIs studie.

13. Som en oppsummering av de tilgjengelige analysene synes det rimelig å konkludere med at det foreløpig ikke hersker generell enighet om hvor stor CO₂-avgift som må til for å realisere en bestemt bane for de globale CO₂-utslippene. Dette er illustrert i tabell 2.3.2. I tabellen har vi kombinert et høyt og et lavt anslag for sammenhengen mellom CO₂-avgift og prosentvis utslippsreduksjon med et høyt og et lavt anslag på hvor stor den prosentvise reduksjonen i de globale CO₂-utslippene må være dersom IPCCs Control Policy bane skal realiseres. (Sammenlign omtalen i avsnitt 2.2.) Ved oppstillingen av tabellen har vi ikke benyttet anslag fra mellomlangsigtede makroøkonomiske modeller (SIMEN, DRI og CPB). I år 2000 er det høyeste avgiftsanslaget 2,7 ganger så stort som det laveste. I år 2025 er det høyeste anslaget over 4 ganger så høyt som det laveste.

Tabell 2.3.2:
Anslag på nødvendig CO₂-avgift for ønsket utslippsreduksjon i de to tiltaksscenarioene

	2000	2005	2010	2015	2020	2025
Scenario I						
Prosentvis reduksjon i CO ₂ -utslipp						
Lav avgift	14	17	22	25	28	34
Høy avgift	50	61	84	101	123	181
	90	120	147	175	223	337
Scenario II						
Prosentvis reduksjon i CO ₂ -utslipp						
Lav avgift	20	23	29	35	41	48
Høy avgift	74	89	131	193	284	475
	135	155	240	350	510	750

14. En måte å forholde seg til den store usikkerheten på er å gjøre beregninger for norsk økonomi for en lang rekke avgiftsbaner, for dernest å vekte resultatene. Dette har det ikke vært anledning til innenfor rammen av prosjektet. Vi har derfor konstruert et høy-avgifts scenario for å kartlegge mulige konsekvenser for norsk økonomi i et ugunstig tilfelle. I konstruksjonen av avgiftsbanen har vi tatt utgangspunkt i IPCCs BAU scenario (se avsnitt 2.2.). For å lage anslag på avgiftsnivået på lang sikt har vi tatt utgangspunkt i resultatene til ECON (1990). På bakgrunn av betraktningene i dette avsnittet mener vi imidlertid at det er rimelig å legge til grunn at de globale energimodellene undervurderer størrelsen på den nødvendige CO₂-avgift i et mellomlangsigte perspektiv. For å anslå et rimelig avgiftsnivå for stabilisering i år 2000 har vi derfor tatt utgangspunkt i DRIs analyse for Europa. Vi tenker oss dernest en gradvis innfasing av avgiften mot ECONs bane slik at denne nås i år 2025. I en vurdering av størrelsen på avgiften må en ta i betraktning at vi regner med lavere vekst i oljeprisen ved aktiv klimapolitikk, enn i en situasjon uten nye tiltak mot utslipp av CO₂. Dette bidrar til å redusere priseffekten av CO₂-avgiften noe.

15. De analysene som er gjengitt i tabell 2.3.1 antyder at en reduksjon i CO₂-utslippene på 1 prosent gir en reduksjon i BNP på lang sikt på om lag 0,1 prosent. Det er store variasjoner i anslagene. På dette området er det imidlertid ingen klar tendens til at mellomlangsiktige makromodeller gir kraftigere utslag enn modeller med langsiktig innretning. De høyeste anslagene på virkningen på produksjonsnivået (på 0,25 prosent) er hentet fra IEAs energimodell og fra Conrad og Schröder (1990). Den sistnevnte er basert på en generell likevektsmodell.

Vi argumenterte tidligere i dette avsnittet for at virkningene på den økonomiske veksten på grunn av immobil realkapital og markedsimperfeksjoner vil være større på mellomlang enn på lang sikt. På den annen side er det mange land som i utgangspunktet har en lite rasjonell energipolitikk. For eksempel kan Vest-Tyskland muligens redusere CO₂-utslippene sine med omlag ti prosent ved å gå over fra kullfyrte til gassfyrte varmekraftverk. (Anslag basert på opplysninger i DRI (1990).) Siden landet idag subsidierer kullproduksjonen vil dette til og med kanskje være lønnsomt.

Tilsvarende er det grunn til å tro at nedbygging av energisubsidier og innføring av et mer rasjonelt kraftmarked i Europa i en periode kan bremse veksten i CO₂-utslipp noe. Eventuelle effektiviseringsgevinster kan i prinsippet også høstes i en situasjon uten endringer i klimapolitikken. Det er imidlertid mulig at det er nødvendig med en ny energipolitisk dagsorden og et sterkt ytre press for å sette prosessen i gang. Uansett vil gevinster av denne typen ha en engangskaraktter. Når alle varmekraftverk fyres med gass og alle energisubsidier er bygget ned, må en finne nye metoder for å koble veksten i energiforbruket fra den økonomiske veksten. Vi står da igjen med de substitusjonsmulighetene som ble omtalt tidligere i dette avsnittet.

16. I et 20-30 års tidsperspektiv vil vi legge til grunn at en reduksjon i CO₂-utslippene på 1 prosent fører med seg en reduksjon i BNP internasjonalt på 0,15 prosent. Dette er i samsvar med Bergmans (1990) likevektsmodellbaserte analyse for Sverige, og en litt sterkere virkning enn gjennomsnittet for de modellene som er representert i tabell 2.3.3. For perioden fram til år 2000 vil vi følge DRIs anslag for Europa, fordi om lag 70 prosent av Norges utenrikshandel med tradisjonelle varer er med land i denne regionen. Anslagene for virkningen på BNP-utviklingen i utlandet er gjengitt i tabell 2.3.3⁵.

17. Ingen av de refererte analysene gir anslag for virkningen på verdenshandelen. På dette punktet er det flere forhold som har betydning. For det første utgjør vareinnsatsprodukter en betydelig del av internasjonal handel. Det er ikke åpenbart at en reduksjon i BNP-veksten som følge av en begrensing av CO₂-utslippene, vil føre til en (like sterk) reduksjon i vareinnsatsen. Dette vil blant annet avhenge av om en reduksjon i bruken av energi påvirker den internasjonale spesialiseringen og av i hvilken utstrekning energi vil erstattes med vareinnsats

⁵ Etter at arbeidet for Klimautvalget var avsluttet har vi blitt kjent med nok en analyse av virkningene for USAs økonomi av skranker på utslippene av CO₂, se Jorgenson and Wilcoxon (1990b). Her anslås følgende sammenheng mellom karbonskatt, CO₂-reduksjon og BNP-reduksjon etter 30 år:

Karbonskatt (1989-dollar pr. tonn karbon)	9	18	60
Prosentvis reduksjon i CO ₂ -utslipp	8	14	32
Prosentvis reduksjon i BNP	0,3	0,5	1,6

i produksjonsprosessen. Utviklingen i transportkostnadene vil også spille inn. Økte energipriser vil gjøre det dyrere å frakte varer mellom land. Dette trekker isolert sett i retning av en reduksjon i handelsvolumet.

Vi har i tråd med den beskrivelse MSG gir av *norsk økonomi* antatt at energi og vareinnsats er komplementære produksjonsfaktorer i makro. Dette innebærer at bruken av vareinnsats reduseres når det brukes mindre energi. I makroberegningene har vi tentativt lagt til grunn at etterspørselen etter norske produkter faller med samme rate som BNP i utlandet. Tabellen gjengir også vårt anslag for virkningen på den internasjonale prisutviklingen. Anslaget for år 2000 er basert på DRIs analyse. For perioden 2000 til 2025 har vi lagt til grunn at prisene vil øke ett halvt prosentpoeng raskere enn i referansebanen. Dette har betydning for det nominelle forløpet i beregningene.

Tabell 2.3.3:

Endring i noen sentrale modelleksogene størrelser ved en global klimaavtale.

År	CO ₂ -utslipp %vis avvik fra ref.bane IIH	CO ₂ -avgift USd per t.C 1987priser IIH	BNP handelsp. %vis avvik fra ref.bane IIH	Prisnivå handelsp. %vis avvik fra ref.bane IIH
1995		17	0	1,0
2000	20	135	-1,5	5,5
2025	48	750	-7,5	20,0

2.4. Noen mulige virkninger i internasjonale energimarkeder av en stabilisering av de globale CO₂-utslippene

1. Innenfor en horisont på 20-30 år kan begrensninger av CO₂-utslipp føre til en reduksjon i etterspørselen etter alle karbonholdige energibærere i forhold til i en situasjon uten klimatiltak. Dette kan bidra til et press nedover på prisen til produsent. I et enda lenger tidsperspektiv vil en internasjonal klimaavtale imidlertid kunne øke verdien av konvensjonelle olje- og gassforekomster relativt til en situasjon uten avtale. Det er vanlig å regne med at prisen på flytende brensel produsert fra oljesand og oljeskifer (syntetisk olje), på lang sikt representerer en grense for prisen på konvensjonell olje (regnet per enhet nyttiggjort energi). Siden CO₂-utslippene per enhet nyttiggjort energi er større for syntetisk olje enn for konvensjonell olje, vil innføring av en CO₂-avgift føre til at syntetisk olje får det største avgiftspåslaget. Dette vil øke den øvre grensen for råoljeprisen.

2. ECON (1990) er så langt vi kjenner til den eneste studien som har sett på virkninger på oljeprisen av ulike former for klimapolitikk. Nærmere bestemt har ECON betraktet følgende to muligheter:

- (A) Innføring av en global CO₂-avgift på 125 dollar per tonn karbon
- (B) Gjennomføring av en teknologiorientert tiltakspakke mot utslipp av CO₂.

ECONs analyse er gjennomført i to trinn. I første trinn analyseres virkningene i energimarkedene (herunder virkningen for etterspørselen etter olje) av politikkinngrepene for gitt oljepris. I det andre trinnet utforskes konsekvensene for oljeprisene ved å kombinere etterspørselseffekten fra første trinn med tre gjensidig utelukkende forutsetninger om OPECs atferd. Disse er:

- (I) OPEC forfølger en bestemt målsetting for utviklingen i egen produksjon
- (II) OPEC forfølger en bestemt målsetting for utviklingen i egen inntekt
- (III) OPEC forfølger en målsetting om uendret oljepris.

I alle tilfellene tenker en seg at målsettingene fastholdes uavhengig av klimapolitisk regime. Formelt innebærer dette at enten produksjonsutviklingen, OPECs inntektsutvikling eller prisutviklingen er identisk med utviklingen i referansescenariet. For begge de to klimapolitiske scenariene som behandles av ECON vil strategiene I og II resultere i en lavere gjennomsnittlig vekst i oljeprisen enn i referansescenariet.

3. ECON understreker i sin fremstilling at analyser av oljemarkedet og oljeprisens utvikling er forbundet med betydelig usikkerhet. I tillegg til dette generelle forbehold er det noen forhold ved ECONs analyse som tilsier at resultatene må tolkes med stor varsomhet i forhold til *vår* problemstilling (som ikke er identisk med de problemstillingene ECON har sett på).

For det første er det mulig at ECONs globale energimodell gir en relativt pessimistisk beskrivelse av mulighetene for substitusjon mellom fossile energibærere. Dette illustreres i analysen av virkningene av en stabilisering av de globale CO₂-utslippene på 1990 nivå, der forbruket av kull, olje og gass blir liggende å svinge rundt nivået i 1990 gjennom hele beregningsperioden. De etter hvert ganske høye CO₂-avgiftene bidrar følgelig ikke til noen substitusjon fra kull mot olje og gass i forhold til situasjonen i *startåret*, til tross for at avgiften er proporsjonal med karboninnholdet i den enkelte energibærer, og til tross for at i det minste oljeprodukter allerede jevnt over er sterkt avgiftsbelagt. Eksperimenter på Edmonds og Reillys IEA/ORAU-modell gir et noe annet bilde. Denne modellen antyder at ved en avgiftsbasert stabilisering av de globale CO₂-utslippene vil så å si hele reduksjonen i forbruket av fossile energibærere bli tatt på kull.

Et annet problem med ECONs analyse av virkningene i oljemarkedet av en endret klimapolitikk er at de to modellene som brukes ikke gir den samme beskrivelse av sammenhengen mellom oljepris og oljeetterspørsel. Som tidligere nevnt har ECON heller ikke tatt hensyn til tilbakevirkningene på oljeetterspørselen (trinn 1 i analysen) av de klimapolitikk induserte endringene i oljepris (trinn 2 i analysen). Dette betyr som ECON selv peker på, at resultatene fra trinn 1 i analysen overvurderer etterspørselsvirkningen i oljemarkedet av en gitt klimapolitikk og undervurderer etterspørselsvirkningen på kull.

4. I tilfellet med en global stabilisering av CO₂-utslippene kan en heller ikke ta hensyn til dette momentet på en tilfredstillende måte ved å iterere mellom to modeller. Grunnen til dette er at CO₂-avgiften må betraktes som en endogen størrelse, når målsettingen for politikken er knyttet til utslippene og ikke til virkemiddelbruk (slik det forutsettes i ECONs analyse av virkningene i oljemarkedet). Dersom oljeprisen faller ved innføringen av en bestemt avgift, vil oljeetterspørselen og dermed CO₂-utslippene øke, og avgiften må justeres opp for at utslippsmålsettingen skal oppfylles. Økt avgift fører isolert sett til en reduksjon i olje-

etterspørselen. Etterspørselen etter olje vil derfor fremstå som mindre priselastisk ved en avgiftsbasert stabilisering av CO₂-utslippene enn i referansebanen. Dette momentet fanges ikke opp av ECONs oljemarkedsmodell.

Argumentet ovenfor tilsier at det samlede tapet for oljeprodusentene av en marginal økning i oljeproduksjonen vil være større under en avgiftsbasert CO₂-avtale enn i en situasjon uten klimatiltak. Dette kan muligens virke disiplinerende på OPEC som interesseorganisasjon. På den annen side kan stabilisering av de globale CO₂-utslippene innebære at samlet etterspørsel etter olje reduseres for gitt pris. Dette kan bidra til en hardere kamp om markedsandeler.

5. OPECs reaksjon på en avtale er viktig for Norges økonomiske situasjon. Det er i denne sammenheng blitt påpekt at det kan ha stor betydning for OPECs atferd om en avtale blir kvote- eller avgiftsbasert (se f.eks. Sjøtrø (1990)). Dersom oljeprodusentene begrenser tilbudet av olje, vil prisen presses opp og betalingsvilligheten for utslippstillatelser faller. Dersom olje hadde vært den eneste fossile energibærer kunne produsentene presse prisen så høyt at kvoteprisen kom ned i null. Dette er i følge Sjøtrø ikke mulig ved en avgiftsbasert avtale, fordi de internasjonale avgiftsmyndighetene selv avgjør hvor høy avgiften skal være.

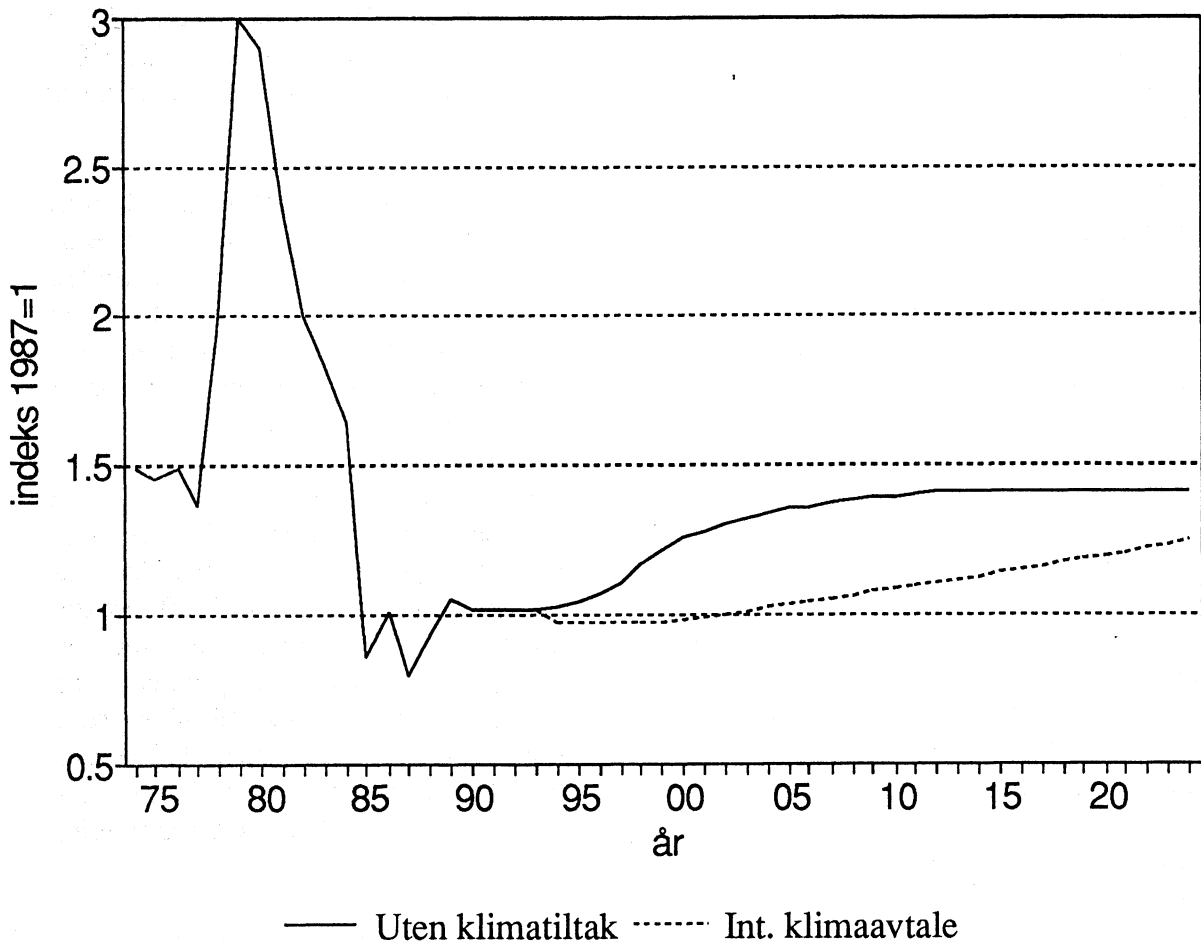
Nå er imidlertid ikke olje den eneste fossile energibæreren, og en økning i råoljeprisen vil gi større etterspørsel etter andre fossile brenslere. Det er derfor tvilsomt om oljeprodusentene er i stand til å presse kvoteprisen ned i null. Det er heller ikke opplagt at en avgiftsbasert avtale er signifikant mindre gunstig for oljeprodusentene enn en kvotebasert. Vi har tidligere argumentert for at en internasjonal CO₂-avgift trolig vil starte på et lavt nivå, for deretter å øke over tid. Hvor høy den til enhver tid må være vil blant annet avhenge av oljeprisen. Med stor usikkerhet omkring det fremtidige nivået på avgiften, vil det aldri være for sent for OPEC å høste noe av det fremtidige avgiftsprovenyet ved å skru opp oljeprisen. Det avgjørende spørsmålet er om resten av verdenssamfunnet er villige til å finne seg i utøvelse av en viss markedsrett fra OPECs side, slik det har vært til nå.

6. Vi vil i tråd med disse betraktningene legge til grunn at OPEC også i framtiden vil utøve en viss markedsrett, men at innfasingen av bestemmelsene i en internasjonal klimaavtale i en overgangsperiode setter samholdet på prøve. Vi begrunner dette med en antagelse om at etterspørselen etter olje vil vokse langsommere dersom verdens nasjoner blir enige om en klimaavtale enn dersom de ikke blir det. Det er ikke opplagt at dette vil bli resultatet, særlig ikke på lang sikt, men det er en forsiktig antagelse sett fra Norges synspunkt.

På bakgrunn av dette vil vi legge til grunn en konstant realpris på råolje gjennom perioden 1995 til år 2000, d.v.s. fram til det tidspunktet der CO₂-utslippene internasjonalt er stabilisert på 1989-nivå. På dette tidspunktet ligger realprisen på olje 20 prosent lavere enn i referansebanen. For resten av beregningsperioden har vi forutsatt en viss vekst i CO₂-utslippene, og vi tenker oss at dette slår ut i en viss vekst i olje-etterspørselen og en gradvis økning i realprisen på olje. I 2025 er realprisen på olje således antatt å ligge 12 prosent under nivået i referansebanen. Utviklingen i råoljeprisen er illustrert i figur 2.3.2.

7. Til forskjell fra råolje finnes det ikke et verdensmarked for gass, men tre regionalt atskilte markeder. Norge deltar i det europeiske markedet, og vi innskrenker derfor omtalen til dette. I følge analysen til ECON (1990) vil en avgiftsbasert stabilisering av de globale CO₂-utslippene på 1990-nivå i år 2000 redusere gassetterspørselen i EF-området, i forhold til utviklingen i en referansebane. Gjennom den første tiårs-perioden faller veksten i gassfor

Figur 2.4.1:
Realprisbaner for råolje ved to alternative antagelser om internasjonal klimapolitikk.
Indeks. 1987=1.



bruket fra omlag 2.5 prosent per år i referansebanen til omlag 0.8 prosent per år ved global stabilisering. Dette resulterer i et gassforbruk som etter 10 år ligger 15 prosent under nivået i referansebanen, og i en omlag uendret markedsandel for gass. DRI (1990) tegner et lignende bilde.

Siden gass gir lavere CO₂-utslipp per enhet energi enn olje og kull, skulle en kanskje vente en gunstigere utvikling for gassen ved innføring av en CO₂-avgift, med en klart økende markedsandel. Bakgrunnen for at gass i liten grad vinner terreng er en kombinasjon av flere forhold: For det første er olje sterkere avgiftsbelagt i utgangspunktet, slik at den relative prisøkningen på gass i en del anvendelser blir større enn den relative prisøkningen på olje. For det andre er mulighetene for energieffektivisering relativt store ved stasjonær forbrenning, som er den anvendelsen som betyr mest for gassetterspørselen. Det benyttes imidlertid også endel gass i varmekraftverk, og gassandelen øker her moderat som følge av CO₂-avgiften.

Etterspørselen etter elektrisitet går imidlertid ned på grunn av høyere pris, slik at samlet etterspørsel etter gass til kraftproduksjon faller i forhold til en situasjon uten klimatiltak.

Dersom en internasjonal klimaavtale resulterer i en generell omlegging av energipolitikken i EF og nedbygging av kullsubsidieringen, kan det tenkes at gassmarkedet vil utvikle seg gunstigere sett fra selgers synspunkt. En reduksjon i gassetterspørselen vil imidlertid bidra til økt konkurranse mellom de store gass-selgerne, og det er grunn til å tro at noe av CO₂-avgiften vil bli veltet over på selger. Som en tentativ forutsetning har vi lagt til grunn at gassprisen i virkningsberegningene vil følge oljeprisen.

8. En internasjonal klimaavtale vil øke verdien av vann- og atombasert kraft, fordi slik kraft produseres uten direkte utslipp av CO₂. I et fritt (internasjonalt) kraftmarked vil energibrukernes betalingsvillighet for en spesifisert kraftkontrakt være uavhengig av hvordan kraften er produsert. Ved markedslikevekt må prisen per kWh levert kjøper være lik kostnadene ved å fremskaffe ytterligere en enhet, inklusive transmisjonskostnader og avgifter på eventuelle CO₂-utslipp. Dersom en internasjonal CO₂-avtale innebærer økende brukerpris på fossil energi over tid reelt sett, vil også prisen på vann- og atombasert elektrisk kraft øke.

For Norge kan den økte verdien av vannkraften synliggjøres på to måter. Det enkleste er å ta utgangspunkt i hva utenlandske brukere er villige til å betale for kraft levert forbrukssted. For å komme fram til betalingsvilligheten ved norsk kraftstasjonsvegg, må en trekke fra transmisjonskostnadene. Alternativt kan en tenke seg at Norge ikke eksporterer kraft direkte. I dette tilfellet vil utlendingenes økte betalingsvillighet for kraft komme til syne via endringene i relative priser mellom energiintensive og energiekstensive produkter på verdensmarkedet. Denne vridningen i relative priser bør føre til at norske kraftbrukere reelt sett blir i stand til å betale mer for kraften. Ved optimal utnyttelse av kraften skal norske brukere på grunn av lavere transmisjonskostnader være villige til å betale minst like mye for kraften som utenlandske. Dersom dette kravet ikke er oppfylt, vil en få en bedre utnyttelse av kraften ved å åpne for økt eksport.

Det følger at utenlandske brukeres betalingsvillighet referert (norsk) kraftstasjonsvegg representerer en nedre grense for verdien av en kWh norsk kraft. Vi har imidlertid ikke noe godt grunnlag for å tallfeste denne betalingsvilligheten. For det første knytter det seg usikkerhet til de reelle transmisjonskostnadene. For det andre kan det ligge samkjøringsgevinster i en sammenkopling av varme/kjernekraft- og vannkraftbaserte elektrisitetsforsyningssystemer, som vi ikke har forutsetning for å vurdere. Det største problemet knytter seg imidlertid trolig til det forhold at Norge vil stå overfor en liten gruppe av kjøpere, som gjennom forhandlinger vil søke å få del i grunnrenten i det norske vannkraftsystemet. Det er lite sannsynlig at Norge vil kunne opptre som diskriminerende monopolist i dette markedet. En må også regne med at prisen ved eksport av vannkraft kan bli sett i sammenheng med prisen ved eksport av norsk gass. Generelt må eksportprisen bli liggende et sted mellom vår egen og andre lands (minste) betalingsvillighet for kraften.

3 FREMSKRIVNINGER AV UTVIKLINGEN I NORSK ØKONOMI

3.1 Innledning

1. Hensikten med de makroøkonomiske beregningene til 2000 og 2025 er å etablere et grunnlag for å illustrere mulige *virksomheter på norsk økonomi av tiltak for å redusere utslippene av klimagasser*, både i Norge og internasjonalt. For dette formålet er det utarbeidet en referansebane der bare vedtatte miljøtiltak er innarbeidet. Referansebanen illustrerer en utvikling med *moderat vekst og bedret ressursutnyttning* i norsk økonomi. I tillegg er det beregnet en lavvekstbane for årene fra 2000 til 2025. Også lavvekstalternativet viser en balansert utvikling på lang sikt, men her er det lagt til grunn en svakere produktivitetsutvikling.

Beregningsalternativene antyder et *område for de nasjonale utslippene av klimagasser* dersom nye miljøtiltak ikke gjennomføres. Forskjellen mellom dem illustrerer den store usikkerheten som ligger i anslagene for vekstpotensialet i økonomien etter århundreskiftet. Referansebanen og lavvekstbanen illustrerer mulige utviklingsbaner for norsk økonomi, men de er ikke prognoser på utviklingen framover. Det kan ikke utelukkes at den økonomiske utviklingen vil ligge utenfor det området som er antydning ved de to banene⁶. Høyere økonomisk vekst enn i referansebanen vil gi høyere utslipp. For perioden 2000-2025 er vekst-anslagene på linje med IPCCs, men omlag et halvt prosentpoeng lavere enn ECONs.

2. Det må understrekes at *så langsiktige framskrivninger av den økonomiske utviklingen er meget usikre*. Beregningene illustrerer en mulig utvikling basert på en videreføring av det en i dag vet om enkelte hovedtrekk og adferdsmønstre i økonomien. Det er imidlertid all grunn til å tro at den faktiske utviklingen i stor grad vil bli påvirket av faktorer som en i dag ikke har full oversikt over. Ikke minst gjelder dette den teknologiske utviklingen på lang sikt, petroleumsprisene og den internasjonale utviklingen. Disse faktorene påvirker utviklingen i hovedstørrelser i økonomien som for eksempel produksjon og forbruk, og vil dermed også påvirke anslagene for utslippene til luft.

3.2 Nærmere om enkelte forutsetninger

1. *Den økonomiske utviklingen hos Norges handelspartnere* utover i 1990-årene avhenger i stor grad av hvordan ubalansene i internasjonal økonomi håndteres. Videre vil markedsutviklingen for norsk eksport i 1990-årene trolig bli preget av dannelsen av EFs indre marked.

Fram til år 2000 er det forutsatt at bruttonasjonalproduktet hos våre handelspartnere vokser med 2 1/2 prosent i året, og den årlige veksten i eksportmarkedene er anslått til noe over 4

⁶ Alle volumstørrelser er fremskrevet i faste priser. Endringer i relative priser gjennom framskrivningsperioden vil derfor gi avvik mellom anslåtte og fremtidig observerbare volumvekstrater, selv om alle forutsetninger bak analysen skulle vise seg å være korrekte. Avvikene vil trolig være større på aggregert enn på disaggregert nivå.

prosent. Bakgrunnen for den høye markedsveksten er forventninger om at spesialiseringen i produksjonen mellom landene fortsetter. Fram mot 2025 antas en noe lavere internasjonal vekst, blant annet som følge av lavere vekst i arbeidsstyrken. Etter år 2000 er det lagt til grunn en markedsvekst i Norges eksportmarkeder på 3 prosent årlig. Forutsetningene om økonomisk vekst hos Norges handelspartnere samsvarer bra med de anslagene som ligger bak IPCC og ECON's utslippsberegninger for perioden fram til år 2000. De internasjonale forutsetningene er felles i de to beregningsalternativene og er oppsummert i tabell 3.2.1.

Tabell 3.2.1:
Internasjonale forutsetninger. Gjennomsnittlige årlige vekstrater. Prosent.

	1978-1988	1988-2000	2000-2025
BNP i faste priser, handelspartnere	2,3	2 1/2	2
Eksportmarkedene	3,7	4 1/4	3
Importpriser, varer	6,0	3	3 1/2
Lønnskostnader per time for handelspartnere	7,9	5 3/4	5 1/2
Lønnskostnader per produsert enhet i industrien for handelspartnere, i nasjonal valuta (LPE)	4,2	2 3/4	2 1/2

Kilde: OECD og Finansdepartementet.

2. *Vekstpotensialet i norsk økonomi* bestemmes av utviklingen i arbeidsstyrken, realkapitalen og den teknologiske framgangen i vid forstand. I begynnelsen av 1990-årene preges den norske økonomien av et betydelig vekstpotensiale gjennom mulighetene for en mer effektiv bruk av ressursene. Det er lagt til grunn at det i løpet av 1990-årene gradvis skjer en utvikling i retning av balanse i markedene for produksjonsfaktorer og i retning av en bedre fungerende økonomi.

Fra det høye nivået på arbeidsledigheten i 1990 er det i beregningene lagt til grunn en noe sterkere vekst i *sysselsettingen* enn i arbeidstilbudet gjennom 1990-årene, slik at arbeidstilbudet og sysselsettingen regnet i timeverk er i rimelig balanse fra år 2000 og videre gjennom resten av framskrivningsperioden.

Til tross for høye investeringer i forhold til produksjonen sammenlignet med mange OECD-land de siste 30 årene, har fastlands-Norges vekst ikke vært noe sterkere enn veksten i OECD-området for øvrig. Det er derfor grunn til å tro at *avkastningen av realkapitalen i Norge* har vært svakere enn i land det kan være naturlig å sammenligne med. Fram mot 2025 vil stagnasjon i befolkningsveksten og i veksten i arbeidsstyrken gi mindre behov for økning i produksjons- og boligkapitalen. Et mer effektivt skattesystem, økt internasjonalisering av kapitalmarkedene og et historisk sett høyt realrentenivå kan gi moderat vekst i realkapitalen til år 2000. Lavere teknisk framgang i lavvekstbanen bidrar ytterligere til lavere realkapitalvekst etter år 2000 i dette alternativet.

Tabell 3.2.2:

Tilgangen på produksjonsressurser for Fastlands-Norge. Gjennomsnittlig årlig volumvekst. Prosent.

	1963- 1973	1973- 1980	1980- 1988	1988- 2000 ¹⁾	2000- 2025
Timeverk	-0,3	0,5	0,5	0,4	0
Realkapital	4,1	4,5	3,7		
Referansebanen				2,3	2,6
Lavvekstbanen					2,1
Total faktorproduktivitet ²⁾	3,2	1,6	0,8		
Referansebanen				3/4	1 1/4
Lavvekstbanen					1/2

1) Realkapital for 1988-2000 er anslått på grunnlag av beregningsresultater fra den makroøkonomiske modellen MODAG.

2) Total faktorproduktivitet er beregnet ut fra volumveksten for bruttoproduktet i Fastlands-Norge og volumveksten i realkapital og utførte timeverk i Fastlands-Norge. Historiske tall er hentet fra Økonomiske analyser nr. 8/1986 og Økonomisk Utsyn 1989.

Kilde: Statistisk sentralbyrå og Finansdepartementet.

Veksten i total faktorproduktivitet (TFP) uttrykker den produksjonsveksten som ikke skyldes økt innsats av produksjonsfaktorer. I anslagene for den totale faktorproduktiviteten er det tatt utgangspunkt i beregnede vekstrater for 1960-, 1970- og 1980-årene. Etter oljeprissjokket i 1973 falt TFP-veksten i forhold til veksten i 1960-årene. I referansebanen til 2025 er det lagt til grunn en vekst i TFP som ligger om lag på gjennomsnittet for 1970- og 1980-årene. Forutsetningene om TFP-veksten skiller lavvekstbanen fra referansebanen. I lavvekstbanen er det lagt til grunn at TFP utvikler seg om lag som i 1980-årene.

3. Ressurstilgang, teknologisk utvikling, utviklingen i den internasjonale energietterspørselen og graden av markedsregulering påvirker *petroleumsprisene* på lang sikt. Prisanslagene bygger på forutsetningene om utviklingen i internasjonal økonomi som er beskrevet i avsnitt 3.2.1. Forutsetningene for petroleumssektoren er oppsummert i tabell 3.2.3.

Anslagene for *petroleumsutvinningen på norsk sokkel* er basert på anslag for ressurser i felt som er vedtatt utbygd eller som er under vurdering og på anslag for ressurser som en regner med blir oppdaget. Det er forutsatt at utvinningen av råolje når en topp i midten av 1990-årene med vel 115 millioner tonn per år. Deretter legges det til grunn en gradvis nedtrapping av oljeutvinningen. Utbyggingsbehovet for gjenværende lønnsomme petroleumsgunn fram til 2025 og utviklingen i utvinningsteknologi medfører et markert fall i beholdningen av realkapital i petroleumsgunn fram til 2025. Utvinningen av gass er forutsatt å dobles gjennom de neste 10-15 årene, for deretter å holde seg stabil i resten av beregningsperioden.

Tabell 3.2.3:
Forutsetninger om utviklingen i sentrale petroleumsstørrelser.

	1988	2000	2025
Pris på norsk råolje, 1988-kr/fat	97	139	163
Pris på naturgass, 1988-øre/Sm ³	63	69	92
Utvinning av olje, millioner tonn oljeekvivalenter	56	87	8
Utvinning av gass, standard kubikkmeter/Sm ³	28	50	55

Kilde: Olje- og energidepartementet og Finansdepartementet.

3.3 Utviklingen i en del makroøkonomiske hovedstørrelser

3.3.1 Makroøkonomiske utviklingstrekk til år 2000

1. Som utgangspunkt for de makroøkonomiske fremskrivningene er det lagt til grunn at myndighetene fører en politikk som bidrar til høy sparing, både for å øke veksten slik at fordelingen mellom generasjonene blir lettere, og for å ha en politikk som er robust overfor forholdsvis lave oljepriser.

Beregningene fram til år 2000 er basert på at den *kostnadmessige konkurranseevnen opprettholdes gjennom 1990-årene*. Dette forutsetter at det føres en økonomisk politikk med vekt på en effektiv utnytting av ressursene og at veksten i offentlige utgifter og privat forbruk begrenses til det veksten i økonomien for øvrig gir rom for.

2. Tabell 3.3.1 viser anslagene for utviklingen i tilgang og bruk av varer og tjenester fram til år 2000. Anslagene i tabellen er sammenlignet med beregningene til Scenarier for Industri, Miljø og Energi til 2000 (SIMEN), som ble gjennomført i Statistisk sentralbyrå i 1989 (se Bye et. al (1989)). Bruttoproduktet for fastlands-Norge er anslått å øke med knapt 2 prosent per år i gjennomsnitt fra 1988 til år 2000. Som følge av høyere anslag for oljeutvinningen er bruttonasjonalproduktet anslått om lag 5 prosent høyere enn i SIMEN-beregningene i år 2000. Innenlandsk bruk av varer og tjenester er anslått å vokse om lag i takt med bruttonasjonalproduktet. Dette er lavere en den årlige veksten i disponibel realinntekt for Norge som er anslått til 2,7 prosent. Det betyr at Norge nedbetaler gjelden overfor utlandet, og har netto fordringer overfor utlandet i år 2000. Den relativt høye veksten i disponibel realinntekt forklares i stor utstrekning av at petroleumsprisene antas å stige noe sterkere enn prisene på importen, samtidig som utvinningen i petroleumssektoren vil øke sterkt. Bedringen i driftsbalansen overfor utlandet gjennom siste halvdel av 1990-årene vil gi positive nettofordringer og økende netto renteinntekter som også bidrar til veksten i disponibel realinntekt. Over hele beregningsperioden fra 1988 til år 2000 er veksten i samlet eksport regnet i faste 1988-priser anslått å bli om lag på linje med veksten i samlet import. Olje- og gasseksporten regnet i faste priser er i år 2000 beregnet å bli over 50 prosent høyere enn anslått i SIMEN.

Tabell 3.3.1:
Tilgang og bruk av varer og tjenester.
Gjennomsnittlig prosentvis vekst i faste priser.

	1978- 1988	1988- 2000	KLØKT pst. av SIMEN ² 2000	2000-2025 ³	
				Referanse	Lavvekst
Bruttonasjonalprodukt	3,2	2,0	105	1,7	0,8
Fastlands-Norge	2,5	1,9	100	2,0	1,1
Olje og utenriks sjøfart	7,3	3,1	172	-2,2	-2,2
Innenlandsk bruk av varer og tjenester	2,7	2,1	107	1,9	1,3
Herav: uten bruttoinv. i olje og utenriks sjøfart	2,7	2,2	106	2,1	1,4
Privat konsum	2,4	2,2	108	2,2	1,5
Offentlig konsum	3,6	2,2	99	1,8	1,3
Bruttoinvesteringer ¹⁾	2,5	1,4	107	1,4	0,5
Fastlands-Norge ¹⁾	2,6	2,2	108	2,1	1,1
Olje og utenriks sjøfart ¹⁾	3,5	-0,8	112	-3,2	-3,1
Eksport	3,6	3,9	122	1,9	1,0
Olje og gass	9,9	3,8	157	-3,8	-3,8
Import	2,3	3,7	123	2,4	2,0
<u>Memo:</u> Brutto disponibel realinntekt for Norge	2,8	2,7	109	1,7	1,0

1) Inkluderer lagerinvesteringer.

2) På grunn av prisomregning av hver enkelt post i forspalten i SIMEN-beregningene fra 1987-priser til 1988-priser vil ikke økosirk-sammenhengene nødvendigvis være oppfylt.

3) Kjedete realvekstrater med ulike fastpriser.

Kilde: Statistisk sentralbyrå og Finansdepartementet.

3. Tabell 3.3.2 viser *beregningsresultatene for produksjon og faktorbruk fordelt på næringer*. Veksten i industriproduksjonen er anslått å bli klart høyere i årene 1988-2000 enn i årene 1978-1988. Til grunn for resultatet ligger likevel et forholdsvis moderat anslag for veksten i tradisjonell råvareorientert industri. Det er forutsatt at kraftkrevende industri ikke skal benytte mer elektrisk kraft enn i dag. Overgangen av arbeidskraft fra industri og bergverk til tjenesteyting fortsetter i 1990-årene, mens realkapitalen i industri og tjenesteyting i større grad viser parallell vekst.

Tabell 3.3.2:
Bruttoproduct og faktorbruk etter næring.
Gjennomsnittlig prosentvis årlig vekst i faste priser.

	Bruttoproduct ¹⁾		Timeverk		Realkapital ¹⁾	
	1978- 1988	1988- 2000	1978- 1988	1988- 2000	1978- 1988	1988- 2000
Norge i alt	3,2	2,0	0,5	0,5	3,2	2,1
Fastlands-Norge	2,5	1,9	0,6	0,4	3,7	2,3
Primærnæringer	1,3	1,2	-2,2	-1,3	0,9	-0,1
Industri og bergverk	0,7	1,6	-2,2	-1,3	3,3	2,3
Andre vareprod. næringer	2,6	0,8	1,2	-0,1	3,6	0,9
Innenlands priv. tjenesteyt.	2,8	2,2	1,8	0,9	4,3	2,4
Offentlig forvaltning	3,7	2,1	2,2	1,6	3,9	3,1
Korrekksjonsposter	2,1	1,7	-	-	-	-
Olje og utenriks sjøfart	7,3	3,1	-2,4	2,8	-0,2	0,6
Utenr. sjøfart og oljeboring	-3,6	3,5	-6,1	3,9	-12,6	2,2
Oljeutv. og rørtransport	11,2	3,0	13,0	0,7	8,0	0,2

1) Kjedete realvekstrater med ulike fastpriser.

Kilde: Statistisk sentralbyrå og Finansdepartementet.

3.3.2 Makroøkonomiske utviklingstrekk til år 2025

1. *Analysene til 2025 er svært usikre.* Dette gjelder i særlig grad for petroleumssektoren og for utviklingen i total faktorproduktivitet. Perioden fram til 2025 er like lang som fra 1955 og fram til i dag. Usikkerheten illustreres av de store endringene som har skjedd i norsk økonomi siden den gang, og som ikke var lette å forutse i 1955.

Utviklingen i forholdet mellom importpriser og eksportpriser, *bytteforholdet overfor utlandet*, har stor betydning for Norges disponible inntekter. Det skyldes at Norges handel med utlandet er meget stor i forhold til verdien av produksjonen. I framskrivningen til 2025 er det bare antatt små forskjeller mellom utviklingen i eksport- og importprisene.

Det er lagt til grunn at *realkapitalen* skal gi et høyt utbytte, samtidig som behovet for investeringer avtar når folketallet stagnerer mot slutten av framskrivningen. I framskrivningen er derfor realkapitalen anslått å vokse noe svakere enn i tidligere perioder.

2. Utviklingen i *Norges netto fordringer* må ses i sammenheng med forvaltningen av petroleumsformuen. Denne formuen kan brukes til konsum, plasseres i realkapital innenlands eller i fordringer overfor utlandet. I framskrivningen tas det utgangspunkt i netto fordringer overfor utlandet i år 2000 på om lag 20 prosent av bruttonasjonalproduktet. Etter år 2000 viser referansebanen *avtagende overskudd på driftsregnskapet*, etter som petroleumsutvinningen avtar og veksten i yrkesbefolkningen stagnerer. Mot slutten av perioden er det anslått underskudd på driftsregnskapet slik at nettofordringene avtar noe. Netto fordringer

overfor utlandet er om lag 25 prosent av BNP i 2025. På grunn av den lange beregningsperioden vil selv små endringer i anslagene for den samlede formuesutviklingen og fordelingen mellom realkapital og finanskapital, gi store utslag i fordringsanslagene etter århundreskiftet. Tabell 3.3.1 viser sentrale variable i referansealternativet og i lavvekstalternativet.

3. Framskrivningen gir med unntak av petroleumssektoren fortsatt *vekst i bruttoproduktet i alle hovedgrupper av næringer*. Omstillingene mellom næringene i bruken av arbeidskraft er anslått å fortsette etter 2000. Framskrivningen viser særlig nedgang i sysselsettingsandelen i de vareproduserende næringene. Sysselsettingsandelen i de vareproduserende næringene avtar raskere enn andelen av bruttonasjonalproduktet, fordi det er forutsatt at produktivitetsveksten gjennomgående er sterkest i disse næringene.

4. For fastlands-Norge er veksten i bruttoproduktet i referansebanen anslått til om lag 2 prosent per år fra 2000 til 2025. Dette er en *videreføring av veksten i 1990-årene*. På tross av avtagende vekst i tilgangen på arbeidskraft og kapital mot slutten av framskrivningsperioden, gir bedret effektivitet noe høyere vekst etter år 2000 sammenlignet med 1990-årene. Bruttonasjonalproduktet viser en svakere vekst på grunn av nedtrappingen av utvinningen i petroleumssektoren. Vekstanslagene for det private forbruket i referansebanen for årene 2000-2025 er om lag som veksten fra 1988 til 2000 samtidig som den årlige veksten i den realdisponible inntekten for Norge faller med over 3/4 prosentpoeng etter år 2000. Dette reflekteres i at importen vokser sterkere enn eksporten i denne perioden.

5. *Lavvekstalternativet* illustrerer konsekvensene for den økonomiske utviklingen av en halvering av veksten i den totale faktorproduktiviteten.

3.3.3 Energibalansen

1. Prisforutsetningene for naturgass gir en *pris for elektrisk kraft produsert med naturgass i år 2000* på litt under 24 øre/KWh (1988-priser) levert kraftstasjonsvegg. Levert forbruker er kraftprisen da beregnet å ligge rundt 39 øre/kWh eksklusive elektrisitetsavgift og moms. Til denne prisen er gasskraft konkurransedyktig med vannkraft. En utbygging av kapasiteten slik at 39 øre/kWh klarer markedet i år 2000 gir en opptrapping av realprisen på elektrisitet levert forbruker i alminnelig forsyning på om lag 1 3/4 prosent årlig fram til 2000. I 1988 var den tilsvarende elektrisitetsprisen 32 øre/kWh.

Kraftprisen levert forbruker i alminnelig forsyning i 2025 ligger på rundt 45 øre/kWh, eksklusive elektrisitetsavgift og moms når den marginale dekkingen av kraftbehovet skjer ved gasskraft. Dette tilsvarer en realprisvekst på vel 1/2 prosent årlig i perioden 2000-2025. Tilgang og anvendelse av elektrisitet i beregningene er vist i tabell 3.3.3.

3. I 1970- og første halvdel av 1980-årene var det sterk vekst i råoljeprisene, noe som bidro til *overgang fra fyringsolje til elektrisitet*. Fallet i råoljeprisen 1985/86 ga ikke tilsvarende overgang til bruk av oljeprodukter i de påfølgende årene. Om dette er et trekk ved etterspørselen som vil vedvare i 1990-årene, eller om dette er uttrykk for en forsinket tilpasning, er en vesentlig usikkerhet ved beregningene for 1990-årene.

Tabell 3.3.3:
Tilgang og anvendelse av elektrisitet. TWh. Fastkraft for historiske forbrukstall.

	1960	1970	1980	1988 ⁴⁾	2000 ¹⁾	2025 ²⁾		Vekstrater		
						Refe- ranse	Lav- vekst	1988- 2000	Refe- ranse	Lav- vekst
Brutto produksjon ³⁾	30,9	57,3	84,0	110,1	119,8	162,1	139,7	0,8	1,2	0,7
Nettoeksport	-0,1	0,8	0,5	5,7	3,9	3,5	4,6			
Overføringstap ⁵⁾	3,7	5,3	8,5	11,7	10,1	16,2	12,3			
Netto innenlands forbruk . .	26,6	50,9	73,9	92,8	105,8	142,4	122,8	1,1	1,2	0,7
Kraftkrevende industri	12,7	23,2	27,9	30,4	31,7	32,0	31,0	0,3	0,0	0,0
Alminnelig forsyning	13,9	27,7	46,0	62,3	74,1	110,4	91,8	1,5	1,6	0,9
Næringsliv/forvaltning	6,0	12,6	22,4	32,4	39,6	69,5	54,3	1,7	2,3	1,4
Husholdninger	7,9	15,1	23,6	29,9	34,5	40,9	37,5	1,2	0,7	0,3

1) Tall fra den makroøkonomiske modellen MODAG.

2) Tall fra den makroøkonomiske modellen MSG.

3) Beregnet fra etterspørselssiden i framskrivningen.

4) Modellens basistall.

5) Det er brukt følgende tapsprosent regnet på netto forbruk i framskrivningsperioden: 12 prosent i alminnelig forsyning, 7 prosent på netto eksport og 3 prosent i kraftkrevende industri.

Kilde: Statistisk sentralbyrå og Finansdepartementet.

Husholdningenes elektrisitetsforbruk antas å vokse med 1,2 prosent årlig til år 2000. En realprisvekst for elektrisitet på 1 3/4 prosent per år bidrar til at elektrisitetsforbruket i husholdningene i referansebanen vokser svakere enn det private forbruket. Langsommere vekst i boligkapitalen enn i privat konsum er også en del av forklaringen.

Også i *næringsliv og forvaltning* forklarer realprisveksten på elektrisitet at elektrisitetsbruken vokser gjennomgående svakere enn produksjonen. Fram til år 2000 er det lagt til grunn en energieffektivisering på 1/2 - 1 prosent årlig i industrisektoren, og 1 - 1 1/2 prosent i tjenestesektoren.

Det *interdepartementale energiprognoseutvalget* la fram sin siste rapport i april 1989. Etterspørselen etter netto fastkraft ble der anslått til 72,3 TWh i alminnelig forsyning i 2000 (temperaturkorrigert forbruk). Gitt de forutsetningene som er gjort, synes beregningsresultatene å stemme rimelig godt overens med framskrivningene til energiprognoseutvalget.

Etter år 2000 anslås veksten i netto forbruk av elektrisitet i alminnelig forsyning til om lag 1 1/2 prosent årlig, som tilsvarer vekstraten for årene før år 2000. BNP for fastlands-Norge vokser i referansebanen noe sterkere enn før 2000, med litt over 2 prosent i årlig gjennomsnitt. Dette vil isolert sett bidra til høyere vekst i *elektrisitetsforbruket i næringsliv og forvaltning*. En viktigere årsak er at realprisen på elektrisitet etter år 2000 vokser med om lag 1/2 prosent årlig mot 1 3/4 prosent før år 2000, noe som fører til større bruk av elektrisitet

i produksjonen. Også etter år 2000 vokser elektrisitetsprisen om lag 1/4 prosent svakere per år enn fyringsoljeprisen.

I *lavvekstbanen* er det lavere økonomisk vekst og lavere vekst i det private forbruket. I 2025 ligger forbruket i alminnelig forsyning om lag 20 TWh lavere enn i referansealternativet. Det illustrerer at den økonomiske veksten har stor betydning for veksten i elektrisitetsforbruket.

Tabell 3.3.4:
Innenlandsk bruk av oljeprodukter. 1000 tonn.

	1988 ⁴⁾	2000 ¹⁾	Vekstrater				
			2025 ²⁾		1988- 2000	2000-2025	
			Refe- ranse	Lav- vekst		Refe- ranse	Lav- vekst
Fyringsolje og transportoljer	4964	5805	9090	7822	1,0	1,8	1,2
Bensin	1899	2257	3117	2627	1,2	1,3	0,6
I alt	6863	8062	12207	10449	1,1	1,7	1,0

1) Tall fra den makroøkonomiske modellen MODAG.

2) Tall fra den makroøkonomiske modellen MSG.

3) Inkluderer også forbruk i utenriks sjøfart i norske farvann.

Kilde: Statistisk sentralbyrå og Finansdepartementet.

4. Ved inngangen til 1990-årene er samlet *kapasitet i vannkraftproduksjonen* om lag 110 TWh dersom en inkluderer vedtatt utbygging. En effektiv utnyttning av vannkraftressursene er anslått å gi en kapasitet for produksjon av vannkraft på omlag 120 TWh i år 2000. Dette vil kunne dekke den samlede brutto etterspørselen (inklusive nettoeksport). Veksten i produksjonskapasiteten etter år 2000 er antatt i hovedsak å bli dekket med gasskraft, fordi dette er mer lønnsomt enn å bygge ut ny vannkraft. Anslagene for brutto etterspørsel etter vannkraft gir i beregningene en gassbasert produksjon av elektrisk kraft i fastlands-Norge på 40 TWh i referansealternativet og 20 TWh i lavvekstalternativet. Det er i disse beregningene ikke lagt til grunn omfattende utenrikshandel med elektrisitet.

5. Forbruket av *oljeprodukter* i årene 2000 og 2025 er illustrert i tabell 3.3.4. I husholdningene er det store kostnader knyttet til å installere oljefyring i tillegg til elektrisitet og slik installasjon har i de siste årene bare i liten grad funnet sted i forbindelse med nybygginger av boliger. Dette gjør at det er grunn til å vente svak vekst i husholdningenes forbruk av fyringsolje. En stadig mindre andel av boligkapitalen vil ha installert utstyr for fyring med olje. Likevel vil oppvarming med fyringsolje være absolutt sett billigere enn oppvarming med elektrisitet, regnet per enhet nyttiggjort energi, gjennom hele fremskrivningsperioden. Veksten i husholdningenes fyringsoljeforbruk er anslått til 1/2 prosent årlig fram til 2025.

I *forvaltning og næringsliv* vokser forbruket av fyrings- og transportoljer sterkere etter år 2000 enn i 1990-årene. Sterkere produksjonsvekst og lavere realprisvekst etter århundreskiftet bidrar til dette. På grunn av energieffektivisering er veksten i hele perioden svakere enn veksten i fastlands-Norges bruttoprodukt. Transportøkonomisk Institutt (TØI) har på grunnlag av de økonomiske forutsetningene i 3.3.1 og 3.3.2 anslått at transportvolumet i godssektoren vil vokse med 3 prosent årlig 2000-2025 mot 2 1/2 prosent i 1990-årene. TØI har lagt til grunn en energieffektivisering på 1/2 - 3/4 prosent årlig for lastebiler og noe lavere for lastebåter.

6. Forbruket av *bensin* anslås til å vokse med om lag 1 3/4 prosent årlig til år 2000 og med 1 1/4 prosent årlig til 2025. Husholdningenes forbruk av bensin har en vekst som er nesten 1 prosentpoeng lavere enn det private forbruket. En årsak er at realprisen på bensin antas å stige med vel 2 prosent årlig til 2000. En annen årsak er at en venter avtakende vekst i førerkortfrekvensene. TØI har anslått den årlige veksten i bensinforbruket til 0,6 prosent fram til år 2000. Etter århundreskiftet vokser bensinforbruket noe sterkere fordi realprisen antas å vokse svakere enn før år 2000. Realprisen på bensin antas å stige med om lag 3/4 prosent årlig etter år 2000.

3.4 Fremskrivninger av utslipp til luft

1. *Utslippene i beregningene er ikke prognoser for norske utslipp.* De er utgangspunkt for en analyse av mulige partielle effekter på nasjonale utslipp av internasjonale klimaavtaler og/eller særnorske tiltak. Forskjellen mellom referansebanen og lavvekstbanen illustrerer utslippsvirkningene av en halvering av den økonomiske veksten.

2. *Virkningene av vedtatte miljøtiltak* er innarbeidet i beregningene. Disse består blant annet av administrative SO₂-tiltak og NO_x-tiltak overfor industrien. Det er videre vedtatt katalysatorkrav for personbiler og lette varebiler og fra 1.10.1991 er det påbudt med katalysator på nye tunge varebiler.

Som nevnt i avsnitt 1.2 har Norge inngått en avtale om å *reducere utslippene av SO₂ med 30 prosent* fra nivået i 1980 innen 1993. Utslippsfremskrivningene tyder på at også det nasjonale målet om 50 prosent reduksjon innen samme periode kan nås uten særlige nye tiltak, se tabell 3.4.1. Årsaken til at en ligger så godt an i forhold til SO₂-målet er i første rekke administrative tiltak som ble gjennomført på 1980-tallet. Nedleggelsen av smeltehytta i Sulitjelma reduserte utslippene med 12 tusen tonn. Det er betydelige muligheter for å redusere SO₂-utslippene ved rens tiltak i industrien, men den underliggende økonomiske veksten bidrar likevel til vekst i utslippene på lengre sikt.

Stortinget har ratifisert en *internasjonal avtale om å stabilisere utslippene av NO_x på 1987-nivå* innen 1994. Norge har videre undertegnet en deklarasjon om at NO_x-utslippene skal reduseres med 30 prosent innen 1998 i forhold til utslippsnivået i 1986. Det tilsvarer et utslippstak på om lag 152 kilotonn. I følge utslippsfremskrivningene vil utslippene i år 2000 ligge nesten 40 prosent høyere enn dette utslippstaket og over 80 prosent høyere i 2025. Mobile kilder står for om lag 85 prosent av utslippene av nitrogenoksider i Norge. Det betyr at dersom utslippsmålet skal nås, må enten katalysatorkravene utvides, for eksempel til å omfatte sjøtransport, eller transportomfanget må reduseres.

Tabell 3.4.1:
Framskrivning av utslipp (kilotonn¹⁾).
Utslippsmål med år for oppfyllelse i parentes.

	1988	2000	2025		Utslippsmål
			Referanse	Lavvekst	
SO ₂	74	77	96	81	71 (1993)
NO _x	228	212	283	236	152 (1998)
CO ₂	35	40,5	67	42	35 (2000)

1) CO₂-utslippene er målt i megatonn.

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

Stortinget har vedtatt å *stabilisere CO₂-utslippene på 1989-nivå innen år 2000*. CO₂-utslippene kan bare reduseres ved redusert bruk av fossile energibærere og ved overgang til energikilder med forholdsvis lave CO₂-utslipp. Med unntak av virksomheten på kontinentalsokkelen kan norske utslipp ikke reduseres gjennom tiltak mot kraftproduksjon, og muligheten for en overgang til mindre CO₂-intensive drivstoffkilder (gass) i transportsektoren synes i praksis små med dagens teknologi. Derimot vil en kunne redusere utslippene ved en gradvis omfordeling av den vannkraftbaserte elektrisiteten og ved at fyringsolje til oppvarming blir erstattet med elektrisitet. CO₂-utslippene i år 2000 er i framskrivningen om lag 15 prosent over 1989-nivået. Det viser at relativt kraftige tiltak må settes i verk i 1990-årene for å nå Stortingets nasjonale målsetting.

Tabell 3.4.2:
Totalt norske klimagass-utslipp målt i CO₂-ekvivalenter.
Megatonn.

Klimagasser	1988	2000	2025	
			Referanse	Lavvekst
Nitrogenoksider (NO _x)	4	4	5	4
Karbonmonoksid (CO)	3	2	3	2
Flyktige org.forb. (VOC)	1	1	1	0
Metan(CH ₄)	3	3	3	3
Karbondioksid (CO ₂)	35	43	68	53
Lystgass (N ₂ O)	4	4	4	4
Totalt utslipp av klimagasser	51	56	84	56

Kilde: Statistisk sentralbyrå.

3. De ulike klimagassene bidrar med forskjellig styrke til oppvarming av atmosfæren. I tabell 3.4.2 er utslippene av de forskjellige klimagassene *omgjort til CO₂-ekvivalenter*, slik at ulike

utslippsbidrag til drivhuseffekten kan sammenlignes. Den gjennomsnittlige årlige veksten i utslippene av klimagasser fra 1988 til 2000 er i referansebanen om lag 0,8 prosent. I referansesalternativet øker de totale *utslippene av klimagasser* målt i CO₂-ekvivalenter med vel 60 prosent fra 1988 til 2025. Karbondioksid er den dominerende klimagassen blant de norske utslippene. Av de klimagassene som er omfattet av utslippsframskrivningene utgjør CO₂ om lag 80 prosent av utslippene i 2025.

CO₂-utslippene fra stasjonære kilder vokser kraftigere enn den gjennomsnittlige utslippsveksten. En vesentlig del av økningen i de stasjonære utslippene til 2025 skyldes innføringen av gasskraftverk fra år 2000 for å dekke den økte etterspørselen etter elektrisitet.

4 VIRKNINGER PÅ NORSK ØKONOMI AV EN POLITIKK FOR NASJONAL STABILISERING AV CO₂-UTSLIPP

4.1 Innledning og hovedkonklusjoner

1. I dette kapitlet beskrives en modellbasert beregning av virkninger på norsk økonomi av en ensidig norsk stabilisering av CO₂-utslippene på 1989-nivået i år 2000 (35 megatonn). Analysen er utført som en virkningsberegning i forhold til den referansebanen som er omtalt i kapittel 3. Resultatene er særlig avhengige av to forhold: For det første er vår beskrivelse av hvordan økonomien reagerer på en CO₂-avgift viktig. Her bygger vi først og fremst på SSBs makroøkonomiske modell MODAG. På enkelte punkter er modellens beskrivelse supplert med annen informasjon. Også forutsetningene bak referansebanen mht. energieffektivitet og valg av energibærer (elektrisitet eller olje) har stor betydning for hva som må til av ytterligere tiltak (dvs CO₂-avgift) for å stabilisere CO₂-utslippene. Desto lavere vekst i CO₂-utslippene i referansebanen, jo mindre er den utslippsreduksjonen som må til for å få til stabilisering.

2. Beregningen indikerer at en nasjonal stabilisering av CO₂-utslippene kan gjennomføres uten store makroøkonomiske kostnader i form av redusert konsum, produksjon eller sysselsetting. Utenriksøkonomien forverres imidlertid noe. Det er nødvendig med tildels betydelige omstillinger i næringsstrukturen, fra næringer som slipper ut mye CO₂ per produsert enhet til næringer som slipper ut relativt lite CO₂. Den skisserte virkemiddelbruken resulterer for eksempel i en betydelig nedgang i produksjonen i kraftkrevende industri, mens produksjonen i arbeidsintensive næringer øker.

En betydelig nedgang i bruken av fossile brensler til oppvarming og til transport er også vesentlig for å oppnå stabilisering av CO₂-utslippene. Virkemiddelet for å oppnå utslippsstabiliseringen er en CO₂-avgift utlignet på bruk av fossile brensler og på prosessutslipp av CO₂. Avgiften er i denne beregningen anslått til 800 1988-kroner per tonn CO₂, og den kommer i tillegg til de vedtatte avgiftene på fossile brensler i statsbudsjettet for 1991. Dette medfører en økning f. eks. i realprisen på bensin i år 2000 med vel 30 prosent i forhold til hva som ellers ville vært tilfellet, og med 55 prosent i forhold til nivået i 1990.

De anslåtte makroøkonomiske konsekvensene av politikken avviker ikke mye fra resultatene i SIMEN (Studier av industri, miljø og energi). Se Bye et.al. (1989). Utviklingen på sektornivå er imidlertid tildels svært annerledes. En nærmere sammenligning er gjennomført i avsnitt 4.6.

3. En politikk for ensidig norsk CO₂-stabilisering kan utformes på mange ulike måter. Vi har som en teknisk forutsetning antatt at alle utslipp av CO₂ pålegges samme avgift, og ikke gått nærmere inn på hva som ville være den mest fornuftige politikken dersom det er en viss sannsynlighet for at det blir innført internasjonale CO₂-avgifter et stykke inn i framtiden. Siden blant annet de næringsmessige konsekvensene i beregningen med ensidig norsk stabilisering avviker tildels betydelig fra de anslåtte virkningene ved internasjonale CO₂-avgifter, ville dette kreve en helt annerledes analyse.

4.2 Virkemiddelbruk

1. CO₂-avgiften er regnet om til en avgift på bruken av olje og bensin og på vareinnsatsen i de sektorene som har prosess-utslipp av CO₂. Vi har ikke lagt noen avgift på utslipp av CO₂ via systemet for håndtering av søppel. Disse utslippene betyr imidlertid lite i forhold til de samlede CO₂-utslippene.

Ved beregning av avgiften for de enkelte sektorer har vi tatt utgangspunkt i utslippene av CO₂ slik disse blir anslått i ettermodellen for utslipp til luft. (Se vedlegg C). Denne er blant annet basert på energiregnskapets tall for bruken av fossile energibærere. Disse tallene avviker fra nasjonalregnskapets anslag. En konsekvens av dette er at kjøperprisene på fossile energibærere i makromodellene ikke øker prosentvis like mye i alle sektorer, selv om CO₂-avgiften per tonn er den samme for alle. Dette fører til at modellenes anslag for endringen i den relative prisen mellom elektrisitet og oljeprodukter vil variere mellom sektorer på en slik måte at bildet av substitusjon mellom energibærere blir feil. Framgangsmåten gir imidlertid trolig et mer korrekt bilde av kostnadseffekten av CO₂-avgiften enn det en ville fått ved å ta utgangspunkt i nasjonalregnskapet. Vi har vurdert dette som mer vesentlig enn å gi et best mulig anslag på endringen i relative energipriser. Problemet vil ikke kunne løses tilfredstillende før nasjonalregnskapet innarbeider energiregnskapets tall.

2. I beregningen er CO₂-avgiften økt til 800 1988-kroner per tonn CO₂. Avgiften er trappet opp til dette nivået gjennom perioden 1992 til 1994, og holdt konstant til år 2000. En CO₂-avgift på 800 1988-kroner per tonn CO₂ medfører en økning i prisen på fyringsolje på mellom 60 og 70 prosent i forhold til referansebanen. Prisøkningen på bensin blir noe mindre, siden bensin er relativt kraftig avgiftsbelagt i utgangspunktet. I forhold til dagens nivå øker prisene enda mer, dels på grunn av forutsetningen om økt realoljepris i løpet av 1990-årene og dels på grunn av avgiftsøkningene på bensin og fyringsolje i statsbudsjettet for 1991, som ligger inne i referansebanen.

3. Det offentlige vil få store inntekter av CO₂-avgiften. I denne analysen er omfanget av offentlig virksomhet uendret. For ikke å øke det samlede skattenivået er personskattene og arbeidsgiveravgiften redusert, slik at overskudd før lånetransaksjoner i offentlig forvaltning er om lag uendret. Ved en avgift på 800 kroner per tonn CO₂ og CO₂-utslipp på 35 megatonn blir provenyet om lag 28 mrd 1988-kroner, eller om lag 10 prosent av de samlede offentlige skatteinntektene i 1988.

Privat sektor kompenseres for CO₂-avgiften ved en reduksjon i satsene for inntektsskatter på vel 1 prosentpoeng, og en reduksjon i satsen for arbeidsgiveravgiften på vel 3 prosentpoeng. Mange ulike kombinasjoner av skatteletter er mulige. Begrunnelsen for også å redusere arbeidsgiveravgiften har vært hensynet til bedriftenes inntekter, slik at realinvesteringene ikke skulle svekkes for mye i forhold til privat konsum.

Oljesektoren, som i referansebanen har nær 20 prosent av Norges samlede CO₂-utslipp i år 2000, vil måtte betale store beløp i CO₂-avgift i virkningsberegningen. Vi har imidlertid lagt til grunn at oljeskattene reduseres tilsvarende CO₂-skatten, slik at det ikke skjer noen endring i de samlede skatteinntektene fra oljesektoren som følge av innføringen av CO₂-avgiften. Transportsektoren har fått en betydelig subsidieøkning, siden en begrensning i prisveksten i

offentlig transport, sammen med en viss utbygging av denne sektoren trolig vil være et sentralt miljøpolitisk virkemiddel i en nasjonal CO₂-stabilisering.

4.3 Makroøkonomiske virkninger

1. De makroøkonomiske virkningene av en ensidig norsk stabilisering av CO₂-utslippene er relativt små i denne beregningen. Både BNP og disponibel realinntekt for Norge reduseres med om lag 1 prosent i år 2000 i forhold til referansebanen. Sektorer som bruker mye karbonholdig brensel eller ellers slipper ut mye CO₂ får økte kostnader. Produktene fra disse sektorene blir dyrere, og deres produksjon reduseres. Likeledes skjer det en vridning i bruken av energi fra olje til elektrisitet. Også i forbruket skjer det en vridning bort fra varer der det direkte eller indirekte er CO₂-utslipp knyttet til produksjonen.

De økte kostnadene veltes delvis over i prisene. Som følge av dette går eksporten ned, siden flere viktige eksportnæringer slipper ut mye CO₂. Privat konsum holdes oppe av personskattelettelsene gjennom 1990-årene. Det bidrar til at utslaget i arbeidsledigheten blir svært lite. Blant annet som følge av svekket lønnsomhet og redusert produksjon i store deler av næringslivet, avtar bruttoinvesteringene. Dette gjelder særlig i industrien.

Investeringene vil i alminnelighet bli bestemt av bedriftenes lønnsomhet (forventet kapitalavkastning) og behovet for ny produksjonskapasitet. En CO₂-avgift som både gir økte kostnader for næringslivet og redusert produksjon og etterspørsel fører til redusert behov for ny produksjonskapasitet i mange næringer. Reduksjonen er størst i de næringene som i utgangspunktet bruker mye fossil energi. I disse næringene må en regne med både redusert lønnsomhet og reduserte investeringer, til tross for økt behov for investeringer i forbindelse med energieffektivisering. Andre næringer, i hovedsak de som bruker relativt lite fossil energi, vil få en forholdsmessig større del av samlet etterspørsel. Dette motvirker de negative direkte virkningene på kostnader og lønnsomhet av CO₂-avgiften. Ved en nasjonal stabilisering vil norske produksjonsfaktorer i alminnelighet få redusert lønnsomhet. Dette trekker i retning av at norske investorer i større grad vil investere i real- eller finanskapital i utlandet. Vi har imidlertid lagt til grunn at det ikke vil skje noen betydelig kapitalutstrømming fra Norge som følge av den nasjonale CO₂-avgiften. Dette er en diskutabel forutsetning som har betydning for beregningsresultatene, særlig hvis tidsperspektivet utvides. For offentlige investeringer, som er eksogene, legger vi til grunn at enøk-investeringene kommer som et rent tillegg til investeringene i referansebanen.

2. CO₂-avgiften bidrar isolert sett til å øke det norske pris- og kostnadsnivået. Imidlertid antas personskatteletten å bidra til at lønnsnivået blir lavere enn det ellers hadde vært. Dette trekker på sin side i retning av et lavere kostnadsnivå. Denne effekten er sterkest i de skjermede næringene, dvs. de fleste næringene utenom industrien. Industrilønningene antas i stor grad å bli bestemt av bedriftenes lønnsomhet. Personskatteletten får dermed liten betydning for lønnsutviklingen her.

I MODAG antas lønnsutviklingen i industrien først og fremst å være bestemt av variable som er indikatorer for lønnsomheten i disse næringene, mens konsumprisene spiller liten rolle. I

MODAG er lønnsomheten operasjonalisert ved importprisene, produktivitetsutviklingen og satsen for arbeidsgiveravgiften, mens andre viktige variable som påvirker lønnsomheten blant annet prisene på energi og annen vareinnsats, ikke er eksplisitt med i lønnsrelasjonene. I modellen er det ut fra erfaringene med innføringen av folketrygdsystemet fram til begynnelsen på 1970-tallet lagt til grunn at økte arbeidsgiveravgifter fullt ut veltes over i lønnsatsene. Om vi følger modellen på dette punktet, ville de reduserte arbeidsgiveravgiftene bare føre til økt lønnsvekst i industrien, og ikke motvirke reduserte driftsresultater som følge av CO₂-avgiften. I denne analysen, hvor økte CO₂-avgifter og reduserte arbeidsgiveravgifter må ses i sammenheng, har vi korrigert lønnsrelasjonene for industrisektorene slik at reduksjonen i arbeidsgiveravgiften ikke fører til økt lønnsvekst her. Til tross for dette, reduseres likevel driftsresultatene i de fleste industrisektorene. I de tjenesteytende sektorene skjer det ifølge modellen en viss lønnsøkning som følge av reduserte arbeidsgiveravgifter. Siden dette gjenspeiler økt lønnssevne i sektorer som i relativt liten grad rammes direkte av CO₂-avgiften, har vi ikke korrigert modellens beskrivelse av lønnsdannelsen for disse sektorene.

Når det gjelder sammenhengen mellom personbeskatning og lønn har vi valgt å følge modellens beskrivelse. På samme måte som konsumprisene, virker endringer i personbeskatningen i størst grad inn på lønningene i de tjenesteytende næringene, mens industrilønningene påvirkes i relativt liten grad. CO₂-avgiften legges i stor grad på sektorer som i liten grad leverer til privat konsum, slik at det direkte utslaget i konsumprisene av CO₂-avgiften blir relativt moderat.

Størrelsen på den lønnsdempende effekten av personskattelettelse må trolig betraktes som en av de mer usikre faktorene i analysen. I estimeringen av modellens lønnsrelasjoner ble størrelsen på koeffisientene lite skarpt bestemt. Det forhold at fagforeninger og enkeltpersoner i lønnsforhandlinger må antas å være interessert i disponibel realinntekt etter skatt, og ikke før skatt, gir imidlertid teoretiske argumenter for å regne med slike lønnsdempende effekter.

Tabell 4.3.1:
Makroøkonomiske virkninger ved ensidig norsk stabilisering av CO₂-utslippene.
Prosentvis avvik fra referansebanen i år 2000.

BNP	-1,0
-fastl.-Norge	-1,2
Privat konsum	0,0
Off. konsum	0,1
Bto. invest.	-0,9
Eksport	-4,3
-andre varer	-10,6
Import	-2,5
Konsumpris	-1,2
Timelønn	-2,6
Timeverk	-0,1
Disponibel realinnt. Norge	-0,4
Nettofordringer i pst. av BNP	-1,3

Som følge av redusert produksjon og elektrisitetsbruk i kraftkrevende industri, fører CO₂-avgiften til et stort kraftoverskudd i 1990-årene. Vi har derfor regnet med uendret realpris på elektrisitet fra 1992 til 2000, noe som bidrar sterkt til lavere konsumprisivå i forhold til referansebanen. Der var det lagt til grunn en realprisvekst på elektrisitet til alminnelig forsyning på om lag 15 prosent gjennom 1990-årene.

Bedrifter som i utgangspunktet bruker relativt mye fossile brensler, eller som av andre grunner har store CO₂-utslipp, får økte enhetskostnader, mens øvrige bedrifter kan oppleve en reduksjon i enhetskostnadene. Samlet fører politikken med seg både et lavere konsumprisivå og en nedgang i lønnsnivået. Realdisponibel timelønn etter skatt endres imidlertid lite.

3. Eksporten går ned som følge av økt kostnadsnivå i viktige eksportsektorer, særlig kraftkrevende industri. Kostnadsreduksjon i arbeidsintensive sektorer bidrar til økt eksport av disse sektorenes produkter. Dette er imidlertid ikke tilstrekkelig til å holde eksporten av tradisjonelle varer oppe. Importen går også ned, men mindre enn eksporten. Samlet forverres utenriksøkonomien med i størrelsesorden 3-4 mrd. (1988-) kroner hvert år. I år 2000 er Norges nettofordringer på utlandet i prosent av BNP vel ett prosentpoeng lavere enn i referansebanen. En sterkere lønnsvekst enn lagt til grunn her, ville ha svekket utenriksøkonomien ytterligere.

4. Bruttoproduktet går ned i alle hovedgrupper av sektorer utenom offentlig forvaltning. Den største nedgangen finner sted innenfor industrien, særlig kraftkrevende industri. Nedgangen i produksjon og særlig i realkapitalen i annen vareproduksjon skyldes i hovedsak redusert produksjon i kraftforsyningssektoren, som følge av den reduserte kraftutbyggingen. I privat tjenesteyting er nedgangen i bruttoprodukt mindre.

Raffineringssektoren, som også har store prosessutslipp, antas å få redusert produksjon og lønnsomhet ved en ensidig nasjonal stabilisering. I stedet sendes den råoljen som i referansebanen gikk til norske raffinerier direkte til utlandet (og raffineres der). Råoljeeksporten øker også fordi innenlandsk bruk av raffinerte produkter går ned som følge av CO₂-avgiften. Samlet eksportverdi av råolje og raffinerte produkter sett under ett endres imidlertid lite.

Sysselsettingen i bedriftene går gjennomgående mindre ned enn produksjonen, noe som innebærer redusert timeverksproduktivitet. Dette har blant annet sammenheng med nedgang i realkapitalbeholdningen per sysselsatt og mindre mulighet for å ta ut stordriftsfordeler i de fleste sektorene, samt at lønna faller mer enn prisene. Det siste gir substitusjon vekk fra vareinnsats og over mot arbeidskraft.

Tabell 4.3.2:

Bruttoprodukt, timeverk og realkapital. Avvik fra referansebanen i år 2000 ved nasjonal CO₂-stabilisering Prosent.

Sektor	Bto.-produkt	Timeverk	Realkapital
Fastlands-Norge	-1,2	-0,2	-1,2
Primærnæringer	-1,0	-0,2	0,6
Industri og bergv.	-3,3	-0,6	-3,5
Annen vareprod.	-2,7	-1,2	-7,2
Innenl. tj.yting.	-0,7	0,0	0,4
Off. forvaltn.	0,0	0,0	0,0
Olje og ut. sjøf.	-0,1	2,2	0,0
Korr.sektorer	-0,1
I alt	-1,0	-0,1	-1,0

4.4 Nærmere om utviklingen i energibruken

4.4.1 Energibruk i næringssektorene og husholdningene

1. CO₂-avgiften fører til en betydelig heving av prisene på fyringsolje og bensin, se tabell 4.4.1. Realprisen på fyringsolje er i år 2000 mer enn fordoblet i forhold til 1988-nivået og nær 70 prosent høyere enn i 1990. Bensinprisen øker noe mindre fordi bensin er relativt mer avgiftsbelagt i utgangspunktet. Elektrisitetsprisen er imidlertid redusert med vel 16 prosent i forhold til referansebanen i år 2000, som følge av redusert utbyggingsbehov (se avsnitt 4.4.5). Prisen på energi sett under ett (elektrisitet og fyringsolje) øker likevel for de fleste brukere. Det er derfor lagt til grunn at samlet energibruk per produsert enhet blir redusert.

2. Utviklingen i samlet energibruk per produsert enhet i produksjonssektorene blir ikke bestemt innenfor modellen, men må fastlegges av modellbrukeren. I den foreliggende MODAG-beregningen er utviklingen i energiforbruket per produsert enhet fram til år 2000 anslått med utgangspunkt i beregninger av det statiske energisparepotensialet i 1987/88. (Se vedlegg B.)

I referansebanen er det lagt til grunn at det beregnede privatøkonomiske energieffektiviseringspotensialet i 1987/88 er realisert i år 2000. I virkningsberegningen har vi lagt til grunn at det anslåtte potensialet for samfunnsøkonomisk lønnsom energieffektivisering blir realisert i løpet av 10 år etter politikkenndringen (dvs i år 2002). I modellberegningen er dette ivaretatt ved at koeffisientene for samlet energibruk per produsert enhet i produksjonssektorene reduseres med 0,5 prosent mer per år enn i referansebanen for de fleste sektorene. I raffinering og i trevarer, grafisk industri mv. er koeffisienten for energi per produsert enhet redusert med 0,2 prosent mer per år enn i referansebanen. Utviklingen i transportsektoren og kraftkrevende industri er nærmere omtalt nedenfor.

Tabell 4.4.1:
Energipriser i år 2000. 1988-kroner.

	Nivå		Avvik fra referansebanen. Prosent
	1988	2000	
Elektrisitet (øre per kWh ¹)	41,7	42,2	-16
Fyringsolje (øre pr.kWh ²)	24,6	50,5	68
Bensin (kr per liter)	5,36	9,1	32

1) Alm. forsyning, alle avgifter inkludert.

2) Fyringsolje nr. 1, nyttiggjort energi (forutsatt virkningsgrad på 0,8).

Det kan reises innvendinger mot denne måten å bestemme utviklingen i energieffektiviteten på. Beregninger av statiske energieffektiviseringspotensialer tar ikke hensyn til framtidig teknisk utvikling. Ved de foreliggende beregningene har en videre benyttet priser fra 1988, og ikke de som antas å gjelde i 1990-årene. Med langt høyere energipriser, som i den foreliggende virkningsberegningen, kan det tenkes at potensialet for lønnsom energisparing fortoner seg annerledes. Ifølge de benyttede kildene stiger imidlertid kostnadene ved ytterligere energieffektivisering svært raskt når en går ut over det anslåtte potensialet for samfunnsøkonomisk lønnsom energisparing.

Et alternativ til vår framgangsmåte kunne vært å ta utgangspunkt i estimerte sammenhenger mellom utviklingen i energibruk per produsert enhet og utviklingen i relative priser. I MSG er det tallfestet slike sammenhenger. Disse er imidlertid å tolke som langsiktige elastisiteter, som viser resultatet etter at alle tidsforsinkelsene i tilpasningen av energi og andre produksjonsfaktorer er fullført. Innenfor en horisont på 10-12 år synes det ikke rimelig å legge slike elastisiteter til grunn, siden bl. a. utskiftning av kapitalutstyr, som i betydelig grad bestemmer energibruken, kan ta meget lang tid. Når vi i denne beregningen har valgt å ta utgangspunkt i anslag for energisparepotensialet, har det følgelig sammenheng med at alternative informasjonskilder også er usikre. Våre anslag er imidlertid i rimelig samsvar med normal utvikling i energieffektivitet.

3. Økningen i prisene på fossil energi fører også til at bedriftene og husholdningene i større grad enn i referansebanen erstatter fyringsolje med elektrisitet. De refererte prisene per enhet nyttiggjort energi tyder på at det etter innføringen av CO₂-avgiften blir absolutt sett rimeligere å bruke elektrisitet enn fyringsolje til oppvarming, forutsatt at en har tilgjengelig oppvarmingskapasitet. Samtidig er trolig installasjonskostnadene for elektrisitetsbasert oppvarming betydelig lavere enn for oljebasert. En må imidlertid regne med at det vil ta tid før all oppvarming er basert på elektrisitet, fordi en slik overgang bare kan skje fullt ut i takt med utskiftningen av kapitalutstyret. MODAG beskriver substitusjonsmulighetene mellom elektrisitet og olje i produksjonssektorene som relativt beskjedne innenfor den tidshorisonten vi betrakter. Usikkerheten på dette området er imidlertid særlig stor, siden det her dreier seg om svært store prisendringer.

4. Husholdningenes energibruk består dels av fyringsolje og elektrisitet til oppvarming, dels av elektrisitet til andre formål og dels av bensin hovedsakelig knyttet til bruk av bil. I modellen er både samlet energibruk til oppvarming mv. og fordelingen av denne på elektrisitet og fyringsolje bestemt av utviklingen i relative priser og inntekt. Vi har ikke forutsatt noen energieffektivisering i husholdningssektoren utover det som følger av modellens beskrivelse av atferd. Husholdningene dekker om lag 80 prosent av sitt energibehov til oppvarming mv. med elektrisitet. Det fører til at gjennomsnittsprisen for energi går ned, i motsetning til det som er tilfellet for de fleste andre brukerne. Dette fører igjen til en økning i samlet energibruk, i tillegg til en gradvis vridning fra olje til elektrisitet i oppvarmingen.

Størstedelen av husholdningenes bruk av fossile brensler er imidlertid bensin knyttet til bilbruken. Denne utgjør vel 60 prosent av samlet bensinforbruk, og i størrelsesorden 15 prosent av samlet bruk av bensin og oljeprodukter. Også denne energibruken bestemmes i modellen av priser og inntekt. Her står også den relative prisen til offentlig transport sentralt. En må videre anta at endringer i kvaliteten på den offentlige transporten vil ha betydning for konsumentenes valg mellom offentlig og privat transport.

4.4.2 Transportsektoren

1. Innenlands samferdsel sto i 1987 for om lag 35 prosent av det samlede forbruket av raffinerte oljeprodukter, og bidro til vel 17 prosent av de samlede CO₂-utslippene. Om lag 1/4 av produksjonen i denne sektoren leveres til husholdningene som privat konsum. Nærmere 3/4 leveres som vareinnsats til næringsliv og offentlig forvaltning.

I tilknytning til arbeidet med KLØKT-prosjektet, er det i SSB utviklet en delmodell for sektoren innenlandsk samferdsel, der samlet produksjon i sektoren fordeles på de fem undergruppene bane (jernbane, sporvei og forstadsbane), sjøtransport, lufttransport, veitransport (buss, drosje og lastebil) og post- og teletjenester. (Se Magnussen og Stoltenberg (1991).) CO₂-utslippene er i denne delmodellen knyttet til utviklingen i produksjonen av de fem undergruppene. Sjøtransport har det klart høyeste CO₂-utslippet per produsert enhet. Luft- og veitransport er i en mellomstilling, mens bane og post og tele har klart lavest utslipp. Produksjonsnivået i de fem undergruppene er bestemt av leveransene til vareinnsats i de øvrige produksjonssektorene i økonomien og av leveransene til privat konsum. Leveransene til vareinnsats av de fem undergruppene er bestemt av faste koeffisienter knyttet til vareinnsatsbruken i resten av produksjonssektorene. Fordelingen av leveransene til privat konsum mellom de ulike undergruppene er bestemt av relative priser på de ulike transportgruppene og inntektsutviklingen.

2. Som følge av sterk økning i bensinprisene og økt satsing på kollektivtransport, skjer det en overgang fra egentransport (privatbil mv.) til offentlig transport. Selv om det er en sterk økning i realprisen på energi, og det er forskjeller i energibruk per produsert enhet mellom de ulike delene av transportsektoren, gir CO₂-avgiften på 800 kroner per tonn CO₂ bare ubetydelige endringer i relative priser mellom de ulike undergruppene innenfor innenlands samferdsel. Det skyldes i hovedsak at drivstoffkostnadene bare utgjør en beskjeden del av vareinnsatskostnadene i produksjonen av transporttjenester. I tillegg veier lønnskostnadene tyngre enn kostnadene til vareinnsats for de fleste transportgruppene. Siden relative priser praktisk talt ikke endres, vil utviklingen i konsumet av de ulike transporttjenestene gjenspeile

forskjeller i inntektselastisiteter mellom gruppene. Som vi ser av tabell 4.4.2 øker konsumet av post- og teletjenester og veitransport mest, mens sjøtransporten går ned i forhold til referansebanen.

3. Selv om leveransene til privat konsum øker, medfører reduserte leveranser til vareinnsats i produksjonssektorene at produksjonsnivået i innenlands samferdsel går ned. De reduserte transportleveransene skyldes både sammensetningseffekter og en viss nedgang i produksjonen i resten av økonomien. Eksportleveransene fra sektoren går også ned pga. de økte kostnadene i sektoren.

4. Anslagene for endringer i utslipp per produsert enhet i de enkelte undergruppene er basert på Fridstrøm et. al. (1990). For veitransport antas utslipp per produsert enhet å avta med 0,5 prosent mer per år enn i referansebanen. Dette kan begrunnes med raskere utskiftingstakt for kjøretøyer, og med at bedriftene i større grad enn uten CO₂-avgift velger energieffektive kjøretøyer. For post og tele, som imidlertid betyr lite i CO₂-sammenheng, er det også lagt til grunn en viss energieffektivisering. For sjøtransport vil trolig mer hurtiggående, og dermed mer energikrevende fartøyer kunne oppveie reduksjoner i utslipp som følge av eventuelle tekniske endringer. På grunn av lang uttrangeringstid på fly er det lite realistisk å tro at de særnorske tiltakene i seg selv vil føre til endringer som kan redusere utslipp fra fly.

Den samlede nedgangen i CO₂-utslippene fra transportsektoren under ett er relativt beskjeden, til sammen 0,3 megatonn. Nedgangen finner først og fremst sted i veitransport.

Tabell 4.4.2:

Offentlig transport. Avvik fra referansebanen i år 2000 ved nasjonal CO₂-stabilisering. Prosent.

	Bane	Sjø	Luft	Vei	Post/tele	I alt
Leveranser til						
- konsum	5,8	-1,1	2,1	4,6	3,8	3,5
- vareinnsats	-1,5	-2,0	-1,6	-1,5	-2,0	-1,7
Bruttoproduksjon	0,7	-2,6	-1,5	-0,6	-0,4	-0,8
Utslipp av CO ₂	0,7	-2,6	-1,5	-7,6	-3,9	-4,0
Utslipp av CO ₂ ¹⁾	0,8	-48,9	-30,1	-180,0	-8,6	-267,1

1) 1000 tonn. Absolutt endring.

4.4.3 Kraftkrevende industri

1. Metallsektoren slapp i 1987 ut 3,9 megatonn CO₂, vel 11 prosent av de samlede norske utslippene. Utslippene skriver seg særlig fra bruk av kull i produksjonen av aluminium og ferrolegeringer (elektrolyse). En del av utslippene stammer også fra bruk av fyringsolje. Samlede CO₂-utslipp fra kraftkrevende industri, som også omfatter sektoren produksjon av kjemiske råvarer, var i 1987 5,2 megatonn.

2. På grunnlag av nasjonalregnskapsdata og annen informasjon om kostnadsstrukturen har Bye (1991) analysert effektene av en CO₂-avgift på gjennomsnittskostnadene i de tre metallsektorene aluminium, ferrolegeringer og jern og stål m.m. Disse tre sektorene utgjør til sammen sektoren "produksjon av metaller" i MODAG (og MSG). Byes analyse tar hensyn til forskjeller i faktorbruk og effektivitet mellom disse undergruppene som ikke ivaretas av MODAG. Under forutsetning av at verdensmarkedsprisen er uendret, indikerer resultatene hans at produksjonen i metallsektoren under ett vil gå ned med om lag 45 prosent ved en ensidig norsk CO₂-avgift på 800 kroner per tonn CO₂. Både aluminiumsindustrien og produksjonen av ferrolegeringer rammes. Siden det er aluminiumsindustrien som bruker mest elektrisitet av de tre undersektorene, reduseres elektrisitetsetterspørselen fra metallsektoren mer enn produksjonen. Samlet har vi lagt til grunn en nedgang i produksjonen på 45 prosent, og en nedgang i elektrisitetsetterspørselen på vel 60 prosent. Utslippene fra metallsektoren er beregnet å gå ned 2,9 megatonn⁷.

3. Virkningen på eksportprisen for metaller har betydning for hvilke konsekvenser avgiften får for utenriksøkonomien. På kort sikt legger vi til grunn at eksportprisene øker noe. Prisen antas imidlertid gradvis å nærme seg nivået i referansebanen igjen, på grunn av etablering av ny kapasitet i utlandet.

4. Sektoren kjemiske råvarer inngår også i gruppen kraftkrevende industri. I mangel av særskilte analyser, har vi brukt MODAG direkte for denne næringen. Også her tyder beregningene på sterk reduksjon i produksjon og utslipp, slik at produksjonen i kraftkrevende industri sett under ett reduseres med om lag 40 prosent.

4.4.4 Anslag på reduksjon i utslipp fra norsk kontinentalsokkel

1. Oljesektoren har store utslipp av CO₂. I referansebanen er det lagt til grunn at disse utslippene vil øke fra om lag 4,3 megatonn i 1987 til om lag 9 megatonn i år 2000. Utslippene i oljesektoren er dels knyttet til avbrenning av gass ved fakling og dels til drift av gassturbiner for produksjon av elektrisk kraft til pumper m.m. I referansebanen er det lagt til grunn at felt under utbygging fullføres i tråd med nåværende planer, og at nye utbyggingsprosjekter baseres på samme teknologi som eksisterende anlegg.

2. Det foreligger grovt sett fire muligheter for reduksjon av CO₂-utslippene i forhold til nivået i referansebanen: redusert fakling, mer effektiv sluttbruk av energi, bruk av turbiner med høyere virkningsgrad og overføring av elektrisitet fra fastlandet til installasjonene på sokkelen (kabling). Disse mulighetene er nærmere drøftet i SFT (1990) og i Christensen og Lindeberg (1990). Rapportene beskriver potensialet for reduksjon av utslipp som betydelige. Kostnadsanslagene må imidlertid betraktes som usikre. På grunnlag av det tilgjengelige materialet er det vanskelig å gi presise anslag for hvordan oljesektoren vil reagere på en økende CO₂-avgift.

⁷ Etter at denne rapporten ble overlevert Klimagruppen har Bye revidert anslagene sine. De nye resultatene indikerer at vi har lagt til grunn en for sterk reduksjon i aluminiumsproduksjonen. Volumet av friggitt el. kraft er dermed også anslått noe høyt.

3. Ved en avgift på 800 kr per tonn CO₂ på toppen av dagens avgifter er det imidlertid sansynlig at en del tiltak som per idag fremstår som ulønnsomme likevel vil bli gjennomført. Spesielt er det grunn til å tro at en ved et slikt nivå på avgiften vil legge vekt på å ta i bruk mest mulig effektive energimaskiner både ved normalutskiftning i eksisterende anlegg og ved konstruksjon av nye anlegg, i den grad en ikke velger å legge kabler fra land. Ifølge Christensen og Lindeberg (1990) har dagens turbiner en virkningsgrad på 16-20 prosent, mot en designvirkningsgrad på over 30 prosent på noen typer av nye turbiner, og på 47 prosent i landbaserte gasskraftverk. Da de nåværende turbinene var nye, hadde de en maksimal virkningsgrad på 18-20 prosent. Dersom en innen år 2000 greier å øke den gjennomsnittlige utnyttelsesgraden til turbiner fra 20 til 25 prosent, ville dette tiltaket alene redusere CO₂-utslippene i år 2000 med om lag 1,4 megatonn i forhold til nivået i referansebanen.

4. Som et forsiktig anslag vil vi legge til grunn at utslippene fra oljesektoren i år 2000 er redusert med 1,4 megatonn i forhold til nivået i referansebanen. Vi tenker oss at om lag 1/4 megatonn av reduksjonen er knyttet til mer effektiv sluttbruk av energi, og at om lag 1/4 megatonn skyldes redusert fakling. Resten skriver seg fra en antatt bedring i effektiviteten i energimaskinene.

4.4.5 Virkningen på samlet energibruk

1. Samlet energibruk bestemmes både av endringene i energibruken i enkeltsektorene, og av endringer i sektorsammensetningen. Samlet energibruk til oppvarming mv., (elektrisitet og fyringsolje) går opp vel 1/2 prosent innenfor alminnelig forsyning. Dette til tross for en alminnelig nedgang i energibruk per produsert enhet i alle produksjonssektorene. Økningen har sammenheng med økt elektrisitetsforbruk i treforedling og økt bruk av energi til oppvarming i husholdningene som følge av de reduserte elektrisitetsprisene sammen med det forhold at husholdningene i utgangspunktet bruker relativt lite fyringsolje (jf. avsnitt 4.4.1). Forbruket både av bensin og transportoljer reduseres med vel 9 prosent i år 2000. Den vesentligste delen av nedgangen i bensinforbruket skyldes redusert bilbruk i husholdningene. Den største delen av nedgangen i bruken av transportoljene finner sted i transportsektoren, som følge av den reduserte produksjonen i denne sektoren og som følge av økt energieffektivitet. Det er også nedgang i bruken av transportoljer i de øvrige sektorene.

Tabell 4.4.3:
Forbruk av energivarer. Tilført energi.

	Nivå		Avvik fra referansebanen	
	1988	2000	Abs.	Prosent
Totalt forbruk (netto):				
Elektrisitet, TWh	92,7	89,7	-16,1	-15,2
Fyringsolje, kt	1332	1144	-284	-19,9
Elektrisitet og fyr.olje. TWh	108,2	103,1	-19,5	-15,9
Bensin, kt	1899	2084	-173	-7,7
Transportoljer, kt	3632	3935	-422	-10,9
Bensin og trsp.oljer, kt	5531	6039	-615	-9,3
Oljeprodukter, kt	6863	7183	-899	-11,2
Energi i alt, TWh	172,8	173,6	-26,6	-13,3
Alm.forsyning (netto):				
Elektrisitet, TWh	62,3	77,5	3,4	4,6
Fyringsolje, kt	1231	1077	-246	-18,6
El og fyr.olje, TWh	76,6	90,1	0,5	0,5

kt = kilotonn = 1000 tonn.

2. Som følge av den sterke svekkelsen av den kraftkrevende industrien, reduseres elektrisitetsetterspørselen med nær 20 TWh i denne sektoren. Det blir dermed et betydelig kraftoverskudd i 1990-årene. Vi har derfor lagt til grunn at elektrisitetsprisen til alminnelig forsyning reduseres relativt sterkt i forhold til referansebanen. I beregningen har vi lagt til grunn uendret realpris på elektrisitet til alminnelig forsyning fra 1992 til 2000, mot en økning på om lag 15 prosent i referansebanen. Blant annet som følge av den reduserte elektrisitetsprisen øker elektrisitetsforbruket noe i alminnelig forsyning. Samlet elektrisitetsetterspørsel blir vel 16 TWh lavere enn i referansebanen. Som følge av den reduserte elektrisitetsetterspørselen blir det ikke nødvendig å bygge ut mer elektrisk kraft i 1990-årene enn det som er satt i gang i 1992. Med uendret nivå på brutto kraftproduksjon etter 1992, har vi lagt til grunn en brutto elektrisitetsproduksjon som er vel 7 TWh lavere i år 2000 enn i referansebanen.

Til tross for dette blir det et ekstra kraftoverskudd på om lag 11 TWh i 1990-årene, som forutsettes eksportert. Vi har lagt til grunn at denne kraften kan eksporteres til en pris på i størrelsesorden 20 øre per KWh (1988-priser). Om en kan oppnå en høyere eksportpris på elektrisitet, vil utenriksøkonomien svekkes mindre enn beskrevet i den foreliggende beregningen.

Tabell 4.4.4:
Tilgang¹ og anvendelse av elektrisitet. TWh.

	1988 ²	2000		
		Ref	Avgift	%-vis endring
Bruttoproduksjon	110,1	119,8	113,0	-5,7
Nettoeksport	5,7	3,9	11,4	292,3
Overf. tap	11,7	10,1	11,9	17,8
Netto innenlands forbruk	92,8	105,8	89,7	-15,2
Kraftkrevende ind.	30,4	31,7	12,2	-61,5
Alm. forsyning	62,3	74,1	77,5	4,6
Næringsliv/forvaltning	32,4	39,6	41,2	4,0
Husholdninger	29,9	34,5	36,3	5,2

1) Se fotnote 3 og 5 i tabell 3.3.3.

2) Modellens basisårstall.

4.5 Utslippsberegninger

1. De samlede utslippene i år 2000 reduseres fra 42,9 til snaut 35 megatonn CO₂ i den foreliggende beregningen. Tabell 4.4.5 viser endringene i utslipp.

2. Endringene i CO₂-utslipp reflekterer endringene i energibruken. De største absolutte bidragene til CO₂-reduksjonen kommer fra kraftkrevende industri, husholdningene og oljesektoren. Utslippene fra kraftkrevende industri går ned fordi aktivitetsnivået i sektoren reduseres sterkt, og dermed særlig bruken av kull i produksjonsprosessen. Nedgangen i utslipp fra husholdningene skyldes for en stor del at redusert bilbruk fører til en klar nedgang i bensinforbruket, men redusert fyringsoljeforbruk bidrar også. Utslippene fra transportsektoren i år 2000 går prosentvis relativt lite ned i forhold til referansebanen, og ligger selv i virkningsbanen fortsatt vesentlig høyere enn i 1988.

Den prosentvise nedgangen i samlede utslipp av klimagasser (inkl. KFK) i forhold til referansebanen blir noe mindre enn nedgangen i CO₂-utslippene alene. Målt i CO₂-ekvivalenter er imidlertid disse utslippene lavere i år 2000 enn i 1988, både i referansebanen og i virkningsberegningen. Det skyldes særlig det vedtatte forbudet mot KFK-gasser som antas nesten fullstendig å fjerne utslippene av disse gassene i år 2000 i begge beregningene. I 1988 utgjorde disse utslippene vel 12 megatonn CO₂-ekvivalenter. Utslippene av nitrogenoksider (NO_x) oppfyller forpliktelsen på 232 kilotonn allerede i referansebanen. Målsettingen om en reduksjon av utslippene med 30 prosent i forhold til 1986-nivået, som medfører et tak på 155 kilotonn, overskrides imidlertid med vel 20 prosent. Svoveldioksid (SO₂)-utslippene holder seg imidlertid innenfor målsettingen om en reduksjon i utslippene på 50 prosent i forhold til nivået i 1980. Denne målsettingen innebærer at utslippene ikke skal overstige 70 kilotonn.

Tabell 4.5.1:

Utslipp i 2000 ved ensidig norsk stabilisering av CO₂-utslipp. Nivå og endring i forhold til referansebanen.

Utslipp	1988	2000	Endring fra ref.banen	
			Absolutt	Prosent
CO ₂ (Mt):				
I alt	34,9	35,0	-7,9	-18,4
Oljeutvinning	4,7	7,6	-1,4	-15,6
Kraftkrevende ind	7,2	3,7	-3,5	-48,6
Annen industri	4,7	4,8	-1,0	-17,2
Transport	5,8	6,6	-0,4	-5,6
Andre næringer mv. ¹	6,8	7,1	-0,3	-4,1
Husholdninger	5,7	5,2	-1,3	-20,0
SO ₂ (kt)	74,4	60,4	-16,5	-21,5
NO _x (kt)	228,4	193,6	-17,4	-8,2
Klimagasser i alt				
CO ₂ -ekv. ² (Mt)	62,0	48,5	-8,9	-15,5

kt = kilotonn = 1000 tonn.

Mt = megatonn = mill. tonn.

1) Inkl. deponering og forbrenning av avfall.

2) Omfatter utslipp av nitrogenoksider (NO_x), karbonmonoksid (CO), flyktige organiske forbindelser (VOC), metan (CH₄), lystgass (N₂O) og klorfluorkarbongasser (KFK) m.m.

4.6 Sammenligning med SIMEN

1. I 1989 ble det utført en lignende analyse med i store trekk samme modellverktøy, SIMEN (Scenarier for industri, miljø og energi) se Bye et.al. (1989). En analyserte her blant annet virkninger av en nasjonal politikk for å stabilisere Norges CO₂-utslipp ved å avgiftsbelegge bensin og andre oljeprodukter. Det kan ha interesse å sammenligne beregningsresultatene fra denne analysen litt nærmere med de resultatene som framkommer her (kalt KLØKT).

2. Den viktigste forskjellen fra SIMEN er at vi i den foreliggende analysen har en bredere skattebasis, idet prosessutslipp også er pålagt CO₂-avgiften. I SIMEN-beregningen ble avgiften bare pålagt bensin og oljeprodukter, og en så således helt bort fra de kostnadseffektene en generell CO₂-avgift har for CO₂-intensive sektorer som kraftkrevende industri og oljesektoren. Aktivitetsnivået i kraftkrevende industri ble derfor ikke særlig redusert i SIMEN-beregningene. Det var dermed ikke rom for reallokering av elektrisk kraft. I SIMEN-beregningen ble heller ikke potensialet for reduksjon i utslippene av CO₂ fra oljesektoren trukket inn i analysen.

3. I den foreliggende beregningen stabiliseres CO₂-utslippene ved en avgift på 800 1988-kroner per tonn CO₂. Dette medfører at realprisen på oljeprodukter i alt øker med omlag 60 prosent i forhold til i referansebanen. Den avgiften som i SIMEN-beregningen ble lagt på forbruk av bensin og olje tilsvarer en gjennomsnittlig CO₂-avgift på disse energibærerne i

størrelsesorden 1450 1988-kroner per tonn CO₂, og en økning i realprisen på 75 prosent i forhold til referansebanen. Forskjellen i avgiftsnivå skyldes først og fremst forskjellen i skattebasis. I KLØKT er det lagt til grunn en noe svakere vekst i energibruk per produsert enhet i produksjonssektorene, sammenlignet med SIMEN. Det er forenlig med at energiprisene stiger mindre i KLØKT.

4. CO₂-utslippene reduseres prosentvis om lag like mye i forhold til referansebanen i de to beregningene. Virkningen på bruttonasjonalproduktet er også i samme størrelsesorden. I KLØKT er imidlertid nedgangen i bruken av oljeprodukter bare rundt halvparten av SIMEN. Reduksjon i prosessutslippene, i hovedsak i kraftkrevende industri og i oljesektoren, resulterer likevel i at den samlede utslippsreduksjonen blir like stor i KLØKT-beregningene som i SIMEN-beregningene.

I SIMEN-beregningen oppnås den ønskede CO₂-reduksjonen uten at prosessutslippene fra kraftkrevende industri og oljevirkomheten berøres. Motstykket til dette er en betydelig sterkere relativ prisøkning på oljeprodukter enn i den foreliggende beregningen, og en antatt større overgang fra olje til elektrisitet. For å møte den økte kraftteterspørselen la en til grunn en betydelig økning i vannkraftutbyggingen i forhold til utviklingen i referansebanen, og en tilhørende realprisøkning på elektrisitet. Motsatt kan en i KLØKT-beregningen på grunn av den frigjorte kraften fra kraftkrevende industri stanse ytterligere vannkraftutbygging, og ha lavere elektrisitetspris i resten av tiåret enn i referansebanen.

Tabell 4.6.1:

Bidrag til endring i CO₂-utslipp i år 2000 i SIMEN og KLØKT. Megatonn CO₂.

	SIMEN	KLØKT
Bidrag fra:		
Fyr. og trsp. oljer	-4,3	-2,2
Bensinforbruk	-1,4	-0,6
Naturgass ¹	0	-1,4
Øvrige kilder. ²	-1,3	-3,8
CO ₂ -utslipp i alt	-7	-8
Memo:		
Elektrisitetsforbruk (pst)	6	-15

1) I oljesektoren.

2) Omfatter bruk av kull og koks og andre prosessutslipp. Beregnet som restpost.

5. KONSEKVENSER FOR NORSK ØKONOMI AV EN INTERNASJONAL KLIMAAVTALE SOM STABILISERER DE GLOBALE UTSLIPPENE AV CO₂

5.1 Innledning

5.1.1 Problemstilling og hovedkonklusjoner

1. Dette kapitlet gjør rede for mulige konsekvenser for norsk økonomi av en avgiftsbasert internasjonal avtale om reduserte CO₂-utslipp. En slik avtale vil påvirke norsk økonomi dels gjennom de klimaavgiftene vi blir stilt ovenfor, dels gjennom en reduksjon i den økonomiske veksten internasjonalt og dels gjennom bytteforholdsendringer. Som omtalt i kapittel 2 er anslagene for virkningene på verdensøkonomien av en internasjonal klimaavtale svært usikre. Dette gjelder både størrelsen på den internasjonale CO₂-avgiften som er nødvendig for å realisere en bestemt utslippsbane, virkningene på vekst og prisstigning internasjonalt, virkningene på internasjonal handel og virkningene i internasjonale energimarkeder. Beregningene i dette avsnittet har derfor en svært tentativ karakter. De gir likevel et utgangspunkt for diskusjon av enkelte sentrale problemstillinger.

2. Vi omtaler i dette kapitlet to sett av beregninger. Økonomiske konsekvenser på mellomlang sikt er belyst ved beregninger på MODAG. Disse beregningene er i tråd med forutsetningene for KLØKT-prosjektet ført fram til år 2000. Langsiktige konsekvenser er belyst ved beregninger på den generelle likevektsmodellen MSG. "Lang sikt" refererer her til den tiden som er nødvendig for at økonomien fullt ut skal omstille seg til nye rammevilkår.

MODAG antyder at det tar 10 - 15 år for norsk økonomi å bevege seg fra en situasjon med ulikevekt til en situasjon med full ressursutnyttelse. MODAG gir imidlertid ikke et fullstendig bilde av prosessen i retning av ny likevekt, blant annet fordi en del av tilpasningen må anslås utenfor modellen. Vi har derfor ikke grunnlag for nøyaktig å angi hvor lang tid hele omstillingsprosessen tar. Dessuten øker CO₂-avgiften i vår tenkte internasjonale klimaavtale over tid, slik at vi i en viss forstand alltid vil være på veg mot likevekt. Det virker likevel rimelig å legge til grunn at samfunnet etter 25 - 30 år vil ha greid å tilpasse seg til de endringer i rammebetingelser som følger av en internasjonal klimaavtale. Siden vi har forutsatt at avtalens bestemmelser innføres fra 1995, vil vi presentere MSG-beregninger for 2025 som en illustrasjon på noen av dens langsiktige konsekvenser for norsk økonomi.

3. En internasjonal avtale om reduserte CO₂-utslipp vil isolert sett føre til lavere vekst både i norsk økonomi og i verdensøkonomien og trolig også til redusert etterspørsel etter petroleumsprodukter internasjonalt. Petroleumsprisene vil derfor trolig vokse langsommere over tid enn i en situasjon uten klimatiltak. Dette vil redusere verdien av Norges petroleumsreserver. På den annen side vil norsk vannkraft bli mer verdt, fordi den er CO₂-fri. Begrepsmessig kan en skille mellom følgene for norsk økonomi av tilpasningen til CO₂-avgiften og av endringene i internasjonale rammevilkår.

4. Under forutsetning av at politikken ikke legges brått om fram mot år 2000, vil de største effektene av en internasjonal klimaavtale på mellomlang sikt gjøre seg gjeldende på driftsbalansen og i energibruken. For energi til oppvarmingsformål o.l. vil det skje en raskere overgang fra oljeprodukter til elektrisitet. Veksten i elektrisitetsforbruket dempes imidlertid av at energieffektiviteten også øker, blant annet som følge av bedre isolasjon og oppvarmings-teknologi. Som en følge av dette vil det ikke bli behov for vesentlig mer elektrisitet fram til år 2000. Bruken av transportoljer antas å gå ned, dels som et resultat av økt energieffektivitet og dels som et resultat av at mengden av transportarbeid reduseres. Utslippene av CO₂ blir ved en internasjonal klimaavtale ikke stabilisert på 1989-nivået i år 2000, men blir redusert med om lag 7 prosent. Vesentlig for at utslippene ved en internasjonal avtale blir høyere enn i beregningen med nasjonal stabilisering er dels at avgiftssatsen er lavere, dels at virkningen på produksjon og dermed utslipp blant annet i kraftkrevende industri blir mindre.

5. I et langsiktig perspektiv vil en avgiftsbasert internasjonal CO₂-avtale trolig føre til en større prosentvis reduksjon i CO₂-utslippene i forhold til en situasjon uten avtale i Norge enn i verden som helhet. Dette henger sammen med at den underliggende veksten i CO₂-utslippene må antas å være mye sterkere i folkerike utviklingsland enn i Norge og andre industrialiserte samfunn.

I følge MSG-beregningene ligger CO₂-utslippene i år 2025 nærmere 60 prosent under nivået i referansebanen og 20 prosent under stabiliseringsmålsettingen på 35 Megatonn. Noe under halvparten av reduksjonen i utslipp i forhold til nivået i referansebanen i 2025 skyldes at energi fra gasskraftverk erstattes med vannkraft og annen CO₂-fri energi. En kraftig substitusjonen bort fra energi gir en relativt moderat reduksjon i BNP på vel 3 prosent. Som følge av lavere oljepriser og redusert vekst internasjonalt bindes en større andel av norske ressurser opp i eksportproduksjon, og konsumet reduseres kraftig. Beregningene antyder at endringene i internasjonale rammevilkår på lang sikt vil ha like stor effekt for konsummulighetene som tilpasningen til CO₂-avgiften.

6. Norsk tilpasning til en internasjonal klimaavtale vil kreve store økonomiske omstillinger, blant annet som følge av endringer i relative priser internasjonalt. Beregningene tyder imidlertid på at en internasjonal klimaavtale som stiller alle land overfor samme CO₂-avgift, vil ramme norske industrisektorer i mindre grad enn ensidig stabilisering av nasjonale CO₂-utslipp. Sett fra denne synsvinkelen er ensidig norsk stabilisering ikke et naturlig første skritt mot en (tilnærmet) kostnadseffektiv internasjonal avtale, fordi en da på kort sikt bygger ned næringer som kan ha livets rett på lang sikt.

5.1.2 Implementering av en internasjonal klimaavtale i modellene

1. Våre forutsetninger om virkningen av en internasjonal klimaavtale på sentrale internasjonale variabler er oppsummert i tabell 5.1.1. Forutsetningene er nærmere drøftet i kapittel 2.

Tabell 5.1.1:**Endring i noen sentrale modelleksogene størrelser ved en global klimaavtale.**

År	CO ₂ -avgift kr per tonn 1988-priser	BNP handels- partnere. %vis avvik fra referansebanen	Prisnivå handels- partnere. %vis avvik fra referansebanen	Realpris på petroleum. %vis avvik fra referansebanen
1995	60	0	1.0	-5.0
2000	600	-1.5	5.5	-20.0
2025	1330	-7.5	20.0	-12.0

2. CO₂-avgiften og forutsetningene om prisstigning og BNP-vekst i utlandet er referert i tabell 5.1.1. CO₂-avgiften innføres gradvis fra 1995, og når 600 1988-kroner per tonn i år 2000. Avgiften implementeres på samme måte som omtalt i kapittel 4. Den antas å komme som tillegg til alle avgifter som er lagt inn i referansebanen, blant annet de vedtatte avgiftsøkningene i 1991-budsjettet på bensin, fyringsolje og gassbruk på sokkelen (nåværende "CO₂"-avgift). For bensin tilsvarer denne avgiften en CO₂-avgift på 260 1988-kroner per tonn CO₂.

3. BNP-veksten hos handelspartnerne antas å gå ned med 0,3 prosent per år i forhold til referansebanen fram til år 2000, og med 0.25 prosent per år for resten av beregningsperioden. Vi har lagt til grunn en nedgang i markedsveksten for norsk eksport i samme størrelsesorden som den antatte reduksjonen i BNP, jevnfør omtalen i avsnitt 2.4.

4. Den internasjonale prisstigningstakten antas å ligge omlag 1 prosentpoeng høyere enn i referansebanen fram til år 2000, og 0,5 prosentpoeng høyere for resten av beregningsperioden. Vi har lagt til grunn at alle importpriser utenom oljeprodukter og produkter fra kraftkrevende industri øker med denne raten. Prisene på produkter fra kraftintensiv industri antas å øke betydelig mer enn den generelle prisstigningen. På grunn av sterkere produktivitetsvekst i vareproduksjon enn i tjenesteytende sektorer antas vanligvis norske importpriser å ha en lavere vekstrate enn konsumprisene i utlandet. Dette er imidlertid en virkningsberegning, og vi forutsetter at den ekstra prisvirkningen som følge av CO₂-avgiften er like stor i vareproduksjonen som i tjenesteproduksjonen.

5. Vår forutsetning om utviklingen i prisen på olje og gass innebærer at realprisen er 20 prosent lavere enn i referansebanen i år 2000 og 12 prosent lavere i år 2025. Gassprisen antas å følge endringen i råoljeprisen med et etterslep, som er i overensstemmelse med prisfastsettingsmønsteret i 1970- og 1980-årene. Importprisene på raffinerte oljeprodukter endres litt mindre enn råoljeprisen, på grunn av kostnader i raffineriene i utlandet som ikke er relatert til råolje.

6. Det nominelle rentenivået i utlandet er antatt å tilpasse seg slik at realrentenivået er uendret.

5.1.3 Tilgang på ny kraft

1. I referansebanen er tilveksten i energiforbruket etter år 2000 i sin helhet basert på fossile energibærere og produksjonen av gasskraft er i 2025 kommet opp i omlag 41 TWh. De makroøkonomiske effektene av å begrense CO₂-utslipp vil derfor blant annet avhenge av kostnadene ved å fremskaffe alternativ energi med lavere utslipp av CO₂ per enhet nyttiggjort energi. Med en CO₂-avgift på 600 1988-kroner i år 2000 og på omlag 1330 1988-kroner i år 2025 vil mange løsninger som fremstår som ulønnsomme i referansebanen trolig bli realisert. Vi har sett på fire muligheter: ny vannkraft, opprustning av eksisterende kraftanlegg, bioenergi og varmepumper. Av beregningstekniske grunner har vi lagt til grunn at produsert/innvunnet energi fra et etterspørselssynspunkt kan behandles som ekvivalent med konvensjonell vannkraft. (Anslag for kostnadene ved å fremskaffe energien er imidlertid basert på beskrivelser av de faktiske teknologiene.)

2. Basert på anslag fra NVE (1990) regner vi med et samlet produksjonspotensiale for ny vannkraft eksklusive vernede vassdrag og vassdrag under utbygging på omlag 39 TWh. En god del av dette potensialet kan imidlertid ikke bygges ut uten endringer i gjeldende bestemmelser. Vi forutsetter at den utfordringen som en radikal omlegging av klimapolitikken representerer, er tilstrekkelig til å gi en revurdering av disse bestemmelsene etter århundreskiftet. Den utbygging av vannkraft som er lagt inn i de langsiktige beregningene vil imidlertid trekke med seg miljøkostnader som vi ikke har prøvd å kvantifisere.

Med utgangspunkt i SFT (1990) har vi videre lagt til grunn et bioenergi-potensiale på 10 TWh, og at det er mulig å innvinne 5 TWh gjennom opprustning av kraftsektoren og 10 TWh ved bruk av varmepumper. Basert på anslag fra de samme kildene har vi konstruert en kostnadskurve for ny kraft. Denne er gjengitt i tabell 5.1.2. Ny energi fra vannkraftprosjekter kan produseres ved en kostnad per kWh fra omlag 20 øre og oppover, eksklusive miljøkostnader (1988-priser). Vi har lagt til grunn at bio-energi og varmepumpeprosjektene kan realiseres med en kostnad per kWh på 30 til 32 øre. SFT anslår hele bioenergi- og varmepumpepotensialet som lønnsomt ved de prisene som gjelder i referansebanen i år 2025, og deler av det som lønnsomt i dag. En kan stille spørsmål om hvorfor prosjekter som beskrives som lønnsomme idag, ikke er realisert. Et mulig svar er at markedsdeltakerne betrakter kostnadsanslagene som feilaktige eller så usikre at prosjektene i realiteten fremstår som ulønnsomme. Som et forsiktig anslag har vi med utgangspunkt i dette lagt til grunn at kostnadene ved ny kraft må øke utover nivået på 28 øre per kWh i referansebanen i år 2025, før disse prosjektene blir lønnsomme. SFT anslår at opprustning av kraftsektoren kan fremskaffe ny kraft til en kostnad per kWh på under 35 øre.

3. Christensen og Lindeberg (1990) har vurdert kostnadene ved ulike metoder for å separere CO₂ og andre avgasser fra gasskraftverk og ved å deponere CO₂ gassen andre steder enn i atmosfæren. Disse anslagene antyder at en i fremtiden vil kunne produsere noe elektrisk kraft fra gassfyrte verk uten CO₂-utslipp til en kostnad referert kraftstasjonsvegg på omlag 34 øre per kWh. Kostnadsanslaget må betraktes som svært usikkert. Vi har derfor ikke inkludert dette som en mulighet i makroberegningene. Kraft fra denne kilden vil imidlertid i følge våre beregninger heller ikke bli aktuell før i perioden etter år 2025.

4. Vi har lagt til grunn at ny utbygging finner sted dersom den prisen alminnelig forsyning er villig til å betale for kraft levert kraftstasjonsvegg i en situasjon med markedsklarering er

høyere enn grensekostnaden for ny kraft levert samme sted. Prisen er regnet inklusive elektrisitetsavgift men eksklusive moms. Utbyggingskriteriet er samfunnsøkonomisk riktig dersom alle brukere betaler det samme for kraft levert kraftstasjonsvegg. Det er også riktig som et nest best kriterium gitt at en har bestemt seg for å opprettholde prisdiskrimineringen og fortsetter å selge billig kraft til utvalgte brukere. Dersom en velger å oppheve prisdiskrimineringen bør eksisterende krafttilgang reallokeres før en begynner å bygge ut mer.

Tabell 5.1.2:
Grensekostnaden ved produksjon av ny CO₂-fri kraft.
Øre per kWh 1987-priser.¹⁾

Kilde	Antall TWh	Kostnad
Vannkraft	20	19,2-28,1
Bioenergi	10	28,2
Varmepumper	9	28,2
Vannkraft	2	28,3-29,8
Varmepumper	1	29,9
Vannkraft	4	29,9-31,8
Opprustning av kraftsektoren	5	31,9
Vannkraft	2	32,0-33,3

1) 1987 er basisår for MSG-beregningene.

5.1.4 Forutsetninger om nasjonal spareatferd

1. Mens ensidig begrensning i norske CO₂-utslipp neppe er en fornuftig politikk på lang sikt, er det meningsfylt å undersøke konsekvenser av internasjonale klimatiltak under forutsetning av at de vil opprettholdes i overskuelig fremtid. Referansebanen for den foreliggende analysen går imidlertid bare fram til år 2025, og dette har implikasjoner for tolkningen av beregningene.

En klimaavtale vil, som tidligere omtalt, påvirke fremtidige konsummuligheter på flere måter. For det første vil lavere realprisvekst for olje og gass innebære en reduksjon av petroleumsformuen. Modellene følger imidlertid nasjonalregnskapets konvensjoner, slik at en reduksjon i oljeprisen i forhold til nivået i en referansebane i modellene vil gi en nedgang i realdisponibel inntekt hvert år tilnærmet lik eksportvolum multiplisert med forskjellen i pris det enkelte året. Lavere BNP trekker også i retning av lavere inntekt. Det samme gjør reduksjonen i det internasjonale varebyttet⁸. Høyere reell betalingsvillighet for norsk vannkraft og vannkraft-

⁸ I en verden med stordriftsfordeler vil redusert varebytte gi redusert inntekt fordi redusert spesialisering gir mindre mulighet til å ta ut stordriftsfordelene. I MSG er produksjonsteknologien pari-passu, slik at denne sammenhengen ikke gjør seg gjeldende. Modellen er imidlertid spesifisert slik at virkningen på eksportvolumet av redusert etterspørsel etter norske varer på verdensmarkedet kan motvirkes ved reduserte priser. Dersom driftsbalansen skal opprettholdes ved redusert etterspørsel, må følgelig eksportprisene ned. Siden eksporten bare kan økes ved å redusere produksjonen for innenlandsk anvendelse, vil økt eksport til lavere pris resultere i en nedgang i disponibel inntekt. Denne mekanismen gjør seg også gjeldende i den foreliggende beregningen.

baserte produkter i utlandet innebærer på sin side at verdien av vannkraftformuen øker. I modellen vil dette gjenfinnes som høyere pris på eksport av elektrisitet eller på produkter fra kraftintensiv industri. I de foreliggende beregningene er det ikke åpnet for noen økt nettoeksport av norsk vannkraft, og disponibel inntekt anslås å ligge lavere enn i referansebanen gjennom hele perioden frem til år 2025. Konsumet må derfor reduseres, og det er rimelig at en vil ønske å fordele reduksjonen både på perioden før og perioden etter år 2025. Fordelingen av denne reduksjonen er imidlertid også avhengig av utviklingen etter år 2025.

2. Sett at hele inntektsbortfallet finner sted før år 2025, dvs. at klimaavtalen ikke påvirker inntektsbanen for perioden etter 2025. Hvis dette var tilfelle, ville en ønske å forskyve inntekt fra perioden etter år 2025 til perioden før, og ønsket "sluttformue" i år 2025 bør reduseres. Dersom hele inntektsreduksjonen finner sted etter år 2025, er det omvendt. I vårt tilfelle er faktorene bak inntektsreduksjonen varige, og 2025 utgjør sånn sett et tilfeldig skille i tid. En stor del av den kjente oljeformuen pumpes imidlertid opp før år 2025. Dette innebærer at en relativt stor andel av inntektstapet realiseres i perioden fram til år 2025, og trekker i retning av at sluttformuen skal reduseres. Det at de eventuelle fordelene av en redusert global oppvarming i hovedsak vil gjøre seg gjeldende etter 2025, trekker i samme retning. Uten tilgang til en empirisk forankret optimaliserings-modell har vi imidlertid ikke grunnlag for å si noe om hvor stor reduksjonen i sluttformue bør være.

3. Sluttformuen består grovt sett av tre komponenter: olje og gass, realkapital og fordringer på utlandet. Verdien av den gjenværende petroleumsformuen i år 2025 blir noe redusert som følge av det forutsatte prisfallet på olje og gass. Realverdien av gitte nominelle fordringer på utlandet reduseres også, på grunn av den postulerte prisstigningen. Videre blir realverdien av en bestemt kapitalmengde ved utgangen av år 2025 redusert, fordi kapital og energi i følge MSG er komplementære produksjonsfaktorer i makro. Dette innebærer at en reduksjon i energitilgangen reduserer grenseavkastningen på realkapital, og er i overenstemmelse med resultatene fra flere internasjonale analyser (se Hoeller et. al. 1990 for referanser). På den annen side øker grenseavkastningen av arbeidskraft, som er alternativ til energi.

4. Dersom en holder realverdien av sluttformuen konstant, kan en i prinsippet anslå kostnadene ved en klimaavtale som (nå) verdien av det konsumet en må gi avkall på gjennom beregningsperioden. Av synspunktene ovenfor følger det imidlertid at fordringene må øke dersom sluttformuen reelt sett ikke skal endres. Fordringene kan bare økes ved å holde et høyere løpende overskudd på driftsbalansen. Siden det er en sammenheng mellom driftsbalanse og næringsstruktur, vil fastleggningen av nivået på sluttformuen være med å bestemme hvilke "krav" en internasjonal klimaavtale i følge beregningene vil stille til omstillinger i norsk økonomi. Av denne grunn virker det ikke spesielt rimelig å basere beregningene på at hele kostnaden ved klimaavtalen tas ut i form av lavere konsum fram til 2025. Det er heller ikke trivielt å anslå hvor store fordringene må være i 2025 for å sikre uendret sluttformue. På bakgrunn av disse betraktningene har vi i de langsiktige beregningene valgt å holde realkapitalen, den nominelle fordringsoppbyggingen på utlandet og banen for uttappingen av petroleum uendret fra referansebanen til virkningsbanen. Dette gir en viss reduksjon i reell sluttformue.

5. I de mellomlangtsiktige beregningene har vi lagt til grunn at en relativt beskjeden del av tilpasningen til lavere konsum tas før år 2000. Det medfører at driftsbalansen overfor utlandet tillates å bli noe svekket gjennom de første årene med internasjonal avtale. En raskere

reduksjon i innenlandsk forbruk kan tenkes å bli oppnådd ved en sterkere innstammingspolitikk. Dette vil imidlertid gi en sterkere økning i arbeidsledigheten på kort og mellomlang sikt.

5.2 Virkninger på norsk økonomi i et mellomlangiktig perspektiv

5.2.1 Innledning

1. I kapittel 4 analyserte vi virkningene på norsk økonomi på mellomlang sikt av ensidig stabilisering i de norske CO₂-utslippene. Mange av de effektene som ble beskrevet der vil også gjøre seg gjeldende når avgiften blir global. En global CO₂-avgift vil imidlertid i tillegg påvirke kostnadsforholdene til Norges konkurrenter på verdensmarkedet, slik at konsekvensene av avgiften for Norge blir annerledes. I dette avsnittet presenteres modellberegninger av virkninger for norsk økonomi til år 2000 av en internasjonal CO₂-avgift.

2. Vi har lagt til grunn at det føres en økonomisk politikk som bidrar til at samlet produksjon og forbruk reduseres relativt lite i forhold til referansebanen fram til år 2000. Av avsnitt 5.3 framgår det at reallønnsnivået må reduseres betydelig i forhold til referansebanen på lang sikt på grunn av de reduserte konsummulighetene som følger av lavere petroleumspriser. I den mellomlangsiktige beregningen vil en viss økning i arbeidsledigheten føre til noe lavere reallønn fram til år 2000, men vi går her ikke nærmere inn på hvordan politikken bør legges opp for å gi en reallønnsvekst som blir lav nok til å sikre en ønsket utvikling i utenriksøkonomien på lang sikt. Det meste av denne tilpasningen antas å skje etter år 2000, jevnfør avsnitt 5.3.

3. For å kompensere privat sektor for utgiftene til betaling av CO₂-avgiften er satsene for personskatter og arbeidsgiveravgift redusert. Skatteprosenten er redusert med 1 prosentpoeng, og arbeidsgiveravgiften med 1 1/2 prosentpoeng. Investeringsavgiften er redusert med 50 prosent, men det er i denne beregningen ikke lagt til grunn noen særskilt subsidiering av transportsektoren for å stimulere til bruk av offentlig transport. Grunnen er at vi ser på en helt passiv oppfølging av den internasjonale avgiften, uten at noen nasjonale målsettinger for CO₂-utslippene kommer i betraktning.

5.2.2 Makroøkonomiske virkninger

1. De makroøkonomiske konsekvensene målt med produksjon og sysselsetting er relativt små fram til år 2000 i denne beregningen. Bruttonasjonalprodukt og privat konsum går ned med mellom 0 og 1 prosent, mens bruttoinvesteringene går litt mer ned. Utenriksøkonomien svekkes imidlertid, hovedsakelig som følge av fallet i petroleumsprisene.

Som en følge av CO₂-avgiften og økt importert prisstigning, øker priser og lønninger i Norge. Vi har lagt til grunn lignende virkninger av skatteendringene på lønnsdannelsen som i beregningen med ensidig norsk stabilisering (jevnfør omtalen i avsnitt 4.3). Den økte importprisveksten fører til økt konsumprisvekst som igjen fører til økt lønnsvekst. Personskatteletten antas å bidra til å dempe lønnsveksten. Ifølge beregningen øker

konsumprisene om lag like mye i Norge som i utlandet. Denne konklusjonen er usikker, og avhenger i betydelig grad av forutsetninger om prisendringer på ulike importvarer til Norge. I denne analysen har vi ikke hatt tilgang til detaljert informasjon om prisvirkninger på ulike varer i internasjonal handel og har derfor basert oss på at de fleste importprisene varierer i takt.

2. Den forutsatte reduksjonen i markedsveksten i utlandet bidrar til redusert eksport for norske bedrifter. Norske eksportpriser, som i betydelig grad er påvirket av innenlandske kostnader, går opp. Markedsandelene for norske produsenter endres imidlertid lite både på eksport- og hjemmemarkedet, siden kostnadene også går opp i utlandet.

Tabell 5.2.1:

Makroøkonomiske virkninger av en internasjonal CO₂-avgift på 600 1988-kroner per tonn CO₂. Avvik fra referansebanen i år 2000. Prosent.

BNP	-0,5
- fastlands-Norge	-0,4
Privat konsum	-0,9
Bruttoinvesteringer	-1,3
Eksport	-0,8
- andre varer	-1,3
Import	-1,6
Importpris	5,3
Eksportpris	0,5
Konsumpris	5,7
Timelønn	4,2
Netto fordringer på utlandet i prosent av BNP. Prosentpoeng	-7,7

Bruttoproduktet i fastlandsøkonomien går noe ned, og nedgangen er relativt jevnt fordelt på de ulike hovedgrupper av næringer, i motsetning til hva som var tilfellet i beregningen med nasjonal stabilisering. Både innenlandsk etterspørsel og etterspørselen fra utlandet rettes i større grad mot mindre CO₂-intensive produkter. Også redusert investeringsetterpørsel i Norge fører til lavere aktivitetsnivå i store deler av industrien. Nedgangen i utenriks sjøfart har sammenheng med forutsetningen om at verdenshandelen reduseres i takt med BNP i utlandet.

3. Driftsbalansen forverres gradvis over tid, og relativt kraftig; i år 2000 er overskuddet på driftsbalansen redusert med i størrelseorden 15 mrd 1988-kroner. Dette skyldes først og fremst svakere vekst i petroleumsprisene. Som det framgår av avsnitt 5.3 må dette etterhvert få stor betydning for det innenlandske reallønnsnivået. I beregningene har vi antatt at bare en relativt liten del av denne tilpasningen finner sted før år 2000.

5.2.3 Energibruken

1. I tilfellet med internasjonal avgift må utenriks sjøfart, som ble holdt utenfor den nasjonale stabiliseringsmålsettingen, antas å bli pålagt en slik avgift. Dette har betydning for provenyet

fra avgiften. I omtalen av utslippstallene er likevel denne sektoren fortsatt holdt utenfor. Dette gjør det lettere å sammenligne utslippsframskrivningene i de to settene med beregninger.

2. For oljesektoren har vi lagt til grunn de samme forutsetningene knyttet til energiøkonomisering mm., som i beregningen med ensidig norsk stabilisering. Det vil si at utslippene i år 2000 er om lag 1,5 megatonn lavere enn i referansebanen.

3. For perioden fram til år 2000 øker prisene på fossile brensler noe langsommere enn i det nasjonale stabiliseringsalternativet. Det skyldes dels at CO₂-avgiften er lavere og trappes langsommere opp til 2000-nivået, og dels forutsetningen om lavere oljepris enn i referansebanen. Målt per enhet nyttiggjort energi ligger prisen på fyringsolje absolutt sett lavere enn prisen på elektrisitet i hele perioden fram til år 2000, i motsetning til i beregningen med ensidig norsk stabilisering. Elektrisitetsprisen er uendret i forhold til referansebanen.

4. Vi har lagt til grunn de samme endringene i energieffektiviteten i bedriftssektorene som i beregningen for nasjonal stabilisering av CO₂-utslippene. Det har bl. a. sammenheng med at gjennomsnittsprisen på energi under ett ikke er mye forskjellig fra tilfellet med ensidig norsk stabilisering. Prisene på fossile brensler er lavere enn i tilfellet med ensidig norsk stabilisering, mens elektrisitetsprisen er høyere.

Tabell 5.2.3:
Energipriser i år 2000. 1988-kroner.

	1988	Nivå 2000	Pst. avvik fra ref.banen
Elektrisitet (øre per kWh ¹)	41,7	50	0
Fyringsolje (øre per kWh ²)	24,6	44	47
Bensin (kr per liter)	5,36	8,40	22

1) Alm. forsyning, alle avgifter inkludert.

2) Fyringsolje nr. 1, nyttiggjort energi (forutsatt virkningsgrad på 0,8).

5. Energibruken utvikler seg nokså annerledes enn i beregningen av virkningene av ensidig norsk stabilisering. Det har sammenheng med at sammensetningen av samlet produksjon på de enkelte sektorene blir svært forskjellig. Energibruk og produksjon i kraftkrevende industri endres lite i denne beregningen, slik at vi ikke får et kraftoverskudd i 1990-årene. Det er grunnen til at elektrisitetsprisene i denne beregningen er opprettholdt på nivået i referansebanen.

Samlet bruk av elektrisitet og fyringsolje (målt i TWh) i alminnelig forsyning ligger i år 2000 om lag 1 prosent lavere enn i referansebanen. Det skjer en nedgang i fyringsoljeforbruket på knapt 9 prosent. Samlet elektrisitetsforbruk i alminnelig forsyning øker noe mindre enn nedgangen i oljeforbruket (målt i TWh), slik at samlet energibruk går noe ned her. I de fleste sektorene er det en svært beskjeden økning i elektrisitetsforbruket, eller en viss nedgang. I

trefoerdling øker imidlertid bruken av elektrisitet med nær 1 TWh. Totalt elektrisitetsforbruk blir alt i alt lite endret i forhold til i referansebanen fordi forbruket i kraftkrevende industri reduseres litt.

Tabell 5.2.4:
Forbruk av energivarer. Beregning med internasjonal avtale.

	Nivå		Avvik fra referansebanen	
	1988	2000	Abs.	Prosent
Totalt forbruk(netto):				
Elektrisitet, Twh	92,7	105,9	0,1	0,1
Fyringsolje, kt	1332	1306	-121	-8,5
Elektrisitet og fyringsolje, Twh	108,2	121,1	-1,4	-1,1
Bensin, kt	1899	2172	-110	-4,8
Transportoljer, kt	3632	4100	-277	-6,3
Bensin og transportoljer, kt	5531	6272	-387	-5,8
Oljeprodukter, kt	6863	7572	-508	-6,2
Energi i alt, Twh	172,8	194,3	-5,9	-2,9
Alm.forsyning (netto):				
Elektrisitet, Twh	62,3	74,9	0,8	1,1
Fyringsolje, kt	1231	1210	-113	-8,5
El og fyringsolje, Twh	76,6	89,0	-0,6	-0,7

kt = kilotonn = 1000 tonn.

6. Også forbruket av bensin og transportoljer går ned i forhold til i referansebanen. Transportsektoren står for nesten halvparten av nedgangen i transportoljeforbruket, mens nesten hele nedgangen i bensinforbruket finner sted i husholdningene. Bensinforbruket i husholdningene går noe mindre ned enn i beregningen med nasjonal stabilisering, bl. a. fordi CO₂-avgiften her ligger lavere. Produksjonen i innenlands samferdsel går ned, i hovedsak pga. reduserte leveranser til vareinnsats i de øvrige produksjonssektorene, men også på grunn av redusert konsum av offentlig transport.

5.2.4 Utslippsberegninger

1. Utslippsreduksjonen er svært moderat. De norske utslippene av CO₂ ved en internasjonal klimaavtale er i år 2000 7 prosent lavere enn i referansebanen og 14 prosent høyere enn stabiliseringsmålsettingen på 35 megatonn.

Det er flere grunner til at de norske CO₂-utslippene ikke stabiliseres i denne beregningen. For det første er prisene på fossile brenslere i år 2000 klart lavere her enn i beregningen med ensidig norsk stabilisering. Grunnen til dette er at både CO₂-avgiften og råoljeprisen er lavere. I tillegg begrenses overgangen fra oljebasert til elektrisitetsbasert oppvarming i alminnelig

forsyning på grunn av at elektrisitetsprisen ikke er redusert i denne beregningen. Hovedårsaken til høyere utslipp er imidlertid at kraftkrevende industri i mindre grad rammes av klimatiltakene, når disse er felles for alle land.

Både aktivitetsnivå og utslipp fra kraftkrevende industri er betydelig høyere i denne beregningen enn i beregningen av virkninger av nasjonal stabilisering av CO₂-utslipp. Det samme gjelder utslipp fra husholdningene. Det er mindre forskjeller innenfor de enkelte næringene mht. forholdet mellom bruken av fossile brensler og elektrisitet.

Tabell 5.2.5:
Utslipp i år 2000 ved internasjonal CO₂-stabilisering.
Nivå og endring i forhold til referansebanen.

Sektor	Nivå i 2000	Abs endring
CO ₂ (mt):		
I alt	39,9	-3,0
Oljevirkosomhet	7,6	-1,4
Kraftkrevende industri	7,2	-0,0
Annen industri	5,3	-0,5
Transport	6,6	-0,4
Andre næringer mv. ¹⁾	7,4	-0,5
Husholdninger	5,8	-1,1
SO ₂ (kt)	74,0	-2,7
NO _x (kt)	202,9	7,8
Klimagasser i alt. ²⁾		
CO ₂ -ekv. (mt)	54,2	-3,2

1) Inkl. deponering og forbrenning av avfall.

2) Se fotnote 2 i tabell 4.5.1.

Utslippene av svoveldioksid (SO₂) går også ned i forhold til referansebanen, men i år 2000 ligger de likevel vel 5 prosent over målsettingen på 70 kt. Utslippene av nitrogenoksider (NO_x) ligger under den nasjonale forpliktelsen på 232 kt per år, men relativt langt over den nasjonale målsettingen på 152 kt. Denne kan ikke realiseres innen år 2000 uten ytterligere tiltak. Forøvrig vises til omtalen i avsnitt 4.6.

5.3 Konsekvenser for norsk økonomi på lang sikt

5.3.1 Innledning og forutsetninger

1. Vi har i avsnitt 5.1 redegjort for enkelte forutsetninger som er felles for de mellom-langsiktige og de langsiktige makroberegningene. Som omtalt der har vi valgt å holde samlet realkapitalbeholdning konstant i beregningene av de langsiktige konsekvensene for norsk økonomi av en internasjonal klimaavtale. Vi har videre lagt til grunn at utviklingen i total

faktorproduktivitet ikke påvirkes av en klimaavtale⁹ Det samme har vi forutsatt om størrelsen på arbeidsstyrken og den gjennomsnittlige arbeidstiden. Under våre antagelser vil vi derfor få et bilde av hva en internasjonal klimaavtale vil bety for Norge gitt en noenlunde uendret realøkonomisk ressursramme. Den offentlige sektors proveny fra CO₂-avgiften forutsettes delt ut igjen som økte overføringer.

2. Det er grunn til å tro at analysen som følge av disse forutsetningene vil angi en øvre grense for de årlige kostnader en internasjonal klimaavtale vil påføre Norge i et langsiktig perspektiv. I den grad en optimal tilpasning tilsier et lavere nivå på sluttformue, realkapitalbeholdning o.l. enn det vi har lagt til grunn, vil konsummulighetene på lang sikt være større enn det som følger av analysen i dette avsnittet.

5.3.2 Makroøkonomiske virkninger på lang sikt

1. Virkninger av en internasjonal klimaavtale på sentrale makroøkonomiske størrelser for norsk økonomi er gjengitt i tabell 5.3.1. Tabellen indikerer at norsk tilslutning til en internasjonal klimaavtale reduserer BNP med vel 3 prosent etter 30 år. Dette tilsvarer en nedgang i den gjennomsnittlige BNP-veksten på 0,1 prosent per år. Nedgangen i BNP må betegnes som moderat. Den innebærer isolert sett at en internasjonal klimaavtale i 2025 vil ha forsinket produksjonsveksten med ett til to år, i forhold til en situasjon uten klimatiltak. Dette resultatet er for øvrig rimelig godt i overensstemmelse med resultatene fra noenlunde tilsvarende analyser for andre land og for verden som helhet (sammenlign tabell 2.3.1).

2. Den moderate nedgangen i BNP lar seg forklare ved at den økonomiske veksten på lang sikt i hovedsak er bestemt av veksten i primærressursene arbeid og kapital, og av den teknologiske utviklingen. Disse forholdene er i denne studien forutsatt ikke å endre seg som følge av en klimaavtale. Økonomiens reaksjon på at det legges en skatt på klimagassen CO₂ er på lang sikt for det første at en innenfor hver enkelt produksjonsprosess søker å begrense utslipp av gassen mest mulig, ved å vri faktorbruken bort fra olje og kull og over mot andre innsatsfaktorer. Videre endrer sammensetningen av produksjonen seg: Produkter som direkte og indirekte bidrar mye til CO₂-utslippene får redusert sin betydning, til fordel for varer og tjenester som bidrar mindre til slike utslipp.

Av tabellen fremgår det videre at samlet konsum reduseres betraktelig sterkere enn BNP på lang sikt. Den markerte nedgangen i konsumet skyldes at realverdien av fordringene overfor utlandet i 2025 er forutsatt ikke å ligge mer enn 20 prosent lavere enn i referansebanen. Dette setter en grense for i hvor stor grad fallet i verdien av olje- og gasseksporten reelt sett kan tillates å slå ut i en svekkelse av handelsbalansen. For å holde denne grensen må enten eksporten øke, eller importen reduseres. I den foreliggende beregningen er det antatt at tilpasningen finner sted gjennom et fall i reallønnsnivået, og ikke i form av lavere offentlig

⁹ Dette betyr ikke at vi ser bort fra energiøkonomisering. All prisindusert energieffektivisering er i prinsippet ivarettatt, dels av de modellrelasjonene som beskriver substitusjonen i produksjonssektorene, dels av de relasjonene som beskriver sammenhengen mellom energibruk, priser og inntekter i husholdningssektoren (jevnfør omtalen i vedlegg A). Vi har imidlertid lagt til grunn at en internasjonal klimaavtale ikke fører til energiøkonomisering som ikke kan føres tilbake til endringer i relative priser.

konsum. I 2025 ligger reallønna 4,6 prosent under nivået i referansebanen. Dette kan tolkes som at myndighetene fører en langsiktig inntekts- og valutapolitikk som gir en mer forsiktig inntektsutvikling for husholdningene enn det som er tilfelle i referansebanen. Reduksjonen i reallønn fører til en kraftig reduksjon i (privat) konsum og dermed også i importen samlet. Reallønnsnedgangen bidrar videre til at det relative kostnadsnivået mellom norsk og utenlandsk industri blir lavere enn i referansebanen. Endringen i relative priser i favør av norske produsenter bidrar også til lavere import, og isolert sett til økt eksport. Når eksporten i år 2025 likevel ligger under nivået i referansebanen, skyldes dette redusert internasjonal etterspørsel etter norske varer.

3. Nedgangen i BNP er svært ulikt fordelt mellom sektorer. Bruttoproduktet øker i industri, bergverk og andre vareproduserende næringer. Service- og primærsektorene taper, sammen med olje og sjøfart. Innen industrien er det særlig importkonkurrerende sektorer som vokser. Tjenesteytende næringer rammes hardt av det relativt sterke fallet i privat konsum, fordi inntektselastisiteten for tjenester er høy.

Tabell 5.3.1:
Makroøkonomiske virkninger av en internasjonal CO₂-skatt i 2025.
Prosentavvik fra referansebanen.

Faste priser:	
Bruttonasjonalprodukt	3,2
Import	-11,2
Total tilgang	-6,0
Eksport	-5,1
Innenlandsk bruk	-6,4
Samlet konsum	-7,7
Investeringer	-1,2
Prisindekser:	
Bruttonasjonalprodukt	9,8
Import	19,7
Eksport	12,4
Privat konsum	13,1
Lønn	7,9
Disponibel inntekt for Norge	-6,3

4. I sin analyse av langsiktige virkninger av *ensidige norske klimatiltak* rapporterer Glomsrød, Vennemo og Johnsen (1990) at den prosentvise reduksjonen i konsumet blir *mindre* enn BNP-tapet dersom Norge ensidig innfører en CO₂-avgift. Dette henger sammen med en antakelse om at norske produsenter også på lang sikt kan velte økte kostnader over i eksportprisene, slik at disponibel inntekt for Norge ved en ensidig stabilisering faller mindre enn BNP (sammenlign fotnote i avsnitt 5.1.4). Ved en internasjonal klimaavtale trekker den samme effekten i motsatt retning. Norge får dårligere betalt relativt til prisen på utenlandske produkter, ikke bare for olje og gass, men også for andre varer og tjenester.

5.3.3 Virkninger på energiforbruket

1. I referansebanen er produksjonen av gasskraft i år 2025 kommet opp i omlag 41 TWh. Denne produksjonen rammes direkte av innføringen av en avgift på CO₂-utslipp. CO₂-avgiften fører til at kostnadene for gasskraft ved kraftstasjonsvegg allerede i år 2000 ligger på omlag 47 øre per kWh (1988-priser). I år 2025 er kostnadene opp i over 80 øre per kWh. CO₂-avgiften innebærer at gasskraft i år 2000 bare er konkurransedyktig overfor den dyreste tredjedelen av gjenværende vannkraftprosjekter. I 2025 er alle kraftalternativene som er omtalt i avsnitt 5.1.3 billigere enn gasskraft. Utbygging av kraftprosjekter mv. som er ulønnsomme i referansebanen resulterer likevel i en økning i kostnadene ved å fremskaffe elektrisitet i forhold til nivået i referansebanen. Fortsatt skjerming av det norske kraftmarkedet bidrar imidlertid til at realprisøkningen på kraft levert alminnelig forsyning blir lavere enn realprisøkningen på oljeprodukter. Mot slutten av beregningsperioden ligger således fyringsoljeprisen høyere enn elektrisitetsprisen målt per enhet nyttiggjort energi (se tabell 5.3.2).

Tabell 5.3.2:
Energipriser ved en internasjonal CO₂-avtale. 1988-kroner.

	Nivå		Prosentvis avvik fra referansebanen
	1988	2025	2025
Elektrisitet (øre per kWh) ¹⁾	41,7	62,2	8,3
Fyringsolje (øre per kWh) ²⁾	24,6	70,3	112,9
Bensin (kr per liter)	5,4	11,1	70,0

1) Alminnelig forsyning, alle avgifter inkludert.

2) Fyringsolje nr. 1, nyttiggjort energi ved en virkningsgrad på 0,8.

3. CO₂-avgiften medfører et betydelig fall i energibruken i hele økonomien. Så lenge kraftoppdekkingen kan skje til de kostnadene som vi har lagt til grunn (sammenlign tabell 5.1.2) påvirkes fyringsoljeprisen adskillig mer enn elektrisitetsprisen. Husholdningene erstatter noe av brenselforbruket med økt bruk av elektrisitet, men samlet energiforbruk faller likevel sterkt. Husholdningenes forbruk av brensel og elektrisitet tilsammen er som følge av CO₂-avgiften omlag 11 prosent lavere enn i referansebanen i år 2025.

Tabell 5.3.3:
Energiforbruk. Nivå år 2025 ved en internasjonal CO₂-avtale
og prosentvis avvik fra referansebanen.

	Elektrisitet		Olje		Bensin		Energi i alt	
	Nivå Twh	Avvik %	Nivå kt	Avvik %	Nivå kt	Avvik %	Nivå PJ	Avvik %
Netto innenlandsk forbruk	133	-6,3	5193	-42,9	1551	-51,2	767	-26,0
Kraftkrevende industri	23	-28,1	159	-31,5	1	-50,0	90	-28,4
Alminnelig forsyning	109	-0,9	5034	-43,2	1550	-51,2	673	-26,0
Næringsliv/forvaltning	66	-4,3	4962	-39,3	406	-59,1	465	-27,0
Husholdninger	43	4,9	72	-89,6	1144	-47,6	208	-23,7
Overføringsstap	16	29,0	-	-	-	-	58	29,0

kt=kilotonn (=1000 tonn).

5.3.4 Virkninger på utslipp til luft

1. Tabell 5.3.4 viser nivået på utslipp til luft i 2025 av utvalgte gasser i avtalealternativet og prosentvis endring i forhold til referansebanen. CO₂-avgiften fører til at de samlede CO₂-utslippene i år 2025 ligger nesten 60 prosent under nivået i referansebanen, og omlag 20 prosent under stabiliseringsmålsettingen på 35 megatonn. Omlag 45 prosent av reduksjonen på 40 megatonn i forhold til referansebanen skyldes at det i alternativet med en internasjonal CO₂-avtale ikke er lønnsomt å bygge gasskraftverk. Utslippene fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen er antatt å ligge omlag 2,5 Mt under nivået i referansebanen som følge av redusert fakling, bruk av mer effektive turbiner og en viss overføring av elektrisitet fra land.

2. Avgiften medfører at både prosessutslipp og alt utslipp som skyldes forbruk av fossilt brensel går ned. Avtalen om stabilisering av NO_x-utslipp på 1987 nivå er innfridd. I 2025 ligger utslippene 5 kilotonn over nivået som tilsvarer en reduksjon på 30 prosent i forhold til 1986-utslippene. I tillegg ligger NO_x-utslippene lavere enn dette nivået gjennom det meste av beregningsperioden, slik at NO_x-målsetningen må kunne sies å være tilnærmet oppnådd. Både avtalen og målsetningen som gjelder utslipp av SO₂ innfris med relativt god margin. Omlag 45 prosent av reduksjonen på 40 megatonn i forhold til referansebanen skyldes at det i alternativet med en internasjonal CO₂-avtale ikke er lønnsomt å bygge gasskraftverk.

Tabell 5.3.4:

Utslipp til luft i 2025 av CO₂ etter sektor (Mt) og av SO₂ (kt) og NO_x (kt) i alt ved internasjonal CO₂-avtale

	Nivå		Prosentvis avvik fra referansebanen 2025
	1988	2025	
CO ₂ -utslipp	34,9	27,9	-58,7
Oljeutvinning	4,7	3,1	-44,6
Kraftkrevende industri	7,2	4,7	-23,0
Transport	5,8	3,9	-61,0
Kraftforsyning	0,0	0,2	98,9
Annen næringsvirksomhet ¹⁾	11,5	12,0	-34,8
Husholdningene	5,7	4,0	-57,0
SO ₂	74,4	59,0	-38,8
NO _x	228,4	161,0	-44,9
Klimagasser i alt CO ₂ -ekv. ²⁾	62,0	39,3	-53,4

1) Inkl. deponering og forbrenning av avfall.

2) Se fotnote 2 i tabell 4.5.1.

5.4 Konsekvenser for nasjonale forurensningskader

1. Norske utslipp av CO₂ og andre drivhusgasser har neppe noen signifikant virkning på drivhuseffekten og klima, og en CO₂-avgift kan synes som en ensidig belastning for norsk økonomi. Reduksjonen i forbruk av fossile brensler gir imidlertid andre miljømessige forbedringer som vanligvis ikke inkluderes i økonomisk planlegging. Tiltak mot CO₂ bør derfor ikke vurderes isolert fra tiltak mot andre forurensningskomponenter som ønskes redusert fordi de skader mennesker, natur og materialer, lokalt og regionalt.

2. Nedenfor gjengir vi resultater av tentative beregninger av verdien av de miljøforbedringene som oppnås ved å legge avgift på CO₂-utslipp. Materialet om skader som er lagt til grunn her, stammer i hovedsak fra Statens forurensningstilsyn, Norsk institutt for luftforskning og Transportøkonomisk institutt. Det omfatter anslag for helseskader som skyldes utslipp av NO_x, SO₂ og partikler, forsuringsskader på skog og vassdrag som skyldes utslipp av SO₂ og NO_x, samt materialskader fra SO₂-forurensning. I tillegg til miljøforbedringer har en inkludert redusert ulykkesomfang og andre positive virkninger av lavere trafikk tetthet som følger av høyere drivstoffpriser og redusert bilbruk. (For en nærmere redegjørelse se Brendemoen et. al. (1991).)

3. Det må understrekes at skadeanslagene er beheftet med betydelig usikkerhet. Blant annet refererer anslagene seg til dagens utslippsnivå. Det er rimlig å tro at marginale miljøkostnader øker med økte utslipp. For enkelhets skyld er de likevel holdt konstante i beregningene som

presenteres her. Det samme gjelder anslagene på hvor stor andel av utslippene som medfører skader. I virkeligheten er dette avhengig av utslippenes geografiske plassering i forhold til bosetningsmønster. En gitt reduksjon av NO_x-utslipp fra fiskeflåten vil f.eks. ha minimale velferdsvirkninger i forhold til samme reduksjon i utslipp fra biler i Oslo. På samme måte vil en halvering av personbiltrafikken i Oslo gi betydlige gevinster i form av færre støyplagede mennesker og reduserte helseskader mens en halvering av trafikken i et lite belastet område ikke gir slike miljøgevinster. Den geografiske fordelingen av transportarbeidet er imidlertid også forutsatt konstant i disse beregningene.

4. Tabell 5.4.1 antyder hvor stor kostnadsreduksjon CO₂-avgiften kan medføre i tilfellet med ensidig norsk stabilisering og ved en internasjonal avtale. En har ikke tatt hensyn til at en internasjonal CO₂-avgift vil medføre reduksjoner i utenlandske utslipp av stoffer som forårsaker forsuringsskader på norsk natur. Dette innebærer isolert sett at miljøgevinstene ved en internasjonal avtale er betydelig undervurdert i våre beregninger. Forskjellen i nytte i år 2000 mellom de to alternativene skyldes utelukkende at norske utslipp og trafikkbelastning reduseres mer i tilfelle med en ensidig stabilisering av de norske CO₂-utslippene enn ved en internasjonal avtale.

Tabell 5.4.1:
Årlig reduksjon i miljøkostnader og transportulemper i forhold til referansebanen. Milliarder 1987-kroner.

	Nasjonal stabilisering	2000 int. avtale	2025 int. avtale
Forsuring av skog og vassdrag	0,0	0,0	0,1
Helseskader	2,0	1,4	10,6
NO _x	1,8	1,4	9,8
SO ₂	0,1	0,0	0,5
Partikler	0,1	0,0	0,3
Korrosjon	0,0	0,0	0,1
Trafikk	2,3	1,6	16,3
Ulykker	0,6	0,4	3,9
Køer	0,6	0,4	4,2
Veislitasje	0,7	0,5	5,2
Støy	0,4	0,3	3,0
Ialt	4,3	3,0	27,1

5. Skog og vassdrag blir pga. de valgte beregningsforutsetningene lite berørt av utslippsreduksjonen. Grunnen er at langtransportert forurensning fra utlandet er hovedkilden til sur nedbør i Norge. Reduksjonen i NO_x-utslipp gir en betydelig helsegevinst. Utslipp av NO_x er hovedsaklig knyttet til transportaktiviteter, og store deler av utslippene er konsentrert til byer og tettsteder. NO_x-utslipp og endringer i disse påvirker dermed relativt mange mennesker. Helsevirkningen fra reduksjon av andre komponenter er relativt ubetydlig på grunn av lave konsentrasjoner i utgangspunktet, og på grunn av at færre personer berøres av utslippene. Gevinsten av mindre trafikkbelastning er derimot stor, over 16 mrd. 1987-kroner i 2025.

6. I 2000 vil nedgangen i konsum som følger av CO₂-skatten mer enn oppveies av gevinsten ved lavere utslipp og mindre trafikk. Konsumnedgangen i tilfellet med en ensidig norsk CO₂-skatt er beregnet til omlag 1.1 mrd 1987-kroner, mens en internasjonal avtale vil medføre et konsumtap på omlag 1.8 mrd i 2000. Produksjonstapet er på henholdsvis 6.1 og 4.3 mrd. Samlet representerer miljø- og trafikkforbedringene vel 27 milliarder 1987 kroner i 2025. Dette oppveier om lag en fjerdedel av konsumtapet, som i 2025 er anslått til å være i overkant av 70 mrd. 1987-kroner. Miljøgevinsten oppveier langt på vei produksjonstapet, som er anslått til 34 mrd. i 2025.

7. Det må igjen understrekes at usikkerheten omkring skadeanslagene ovenfor er betydelige. Det er antatt at usikkerheten for de marginale kostnadsanslagene kan representeres ved en sannsynlighetsfordeling. Med utgangspunkt i en rekke ulike fordelinger ble så kostnadsreduksjonen som følger av CO₂-skattet beregnet ved stokastisk simulering. I alle tilfellene resulterte dette i anslag på forventet kostnadsreduksjon som ligger innenfor +/- 20 prosent avvik fra gevinstene referert i tabellen over.

8. Utslippene framover blir ifølge referansebanen adskillig høyere enn dagens nivå. Siden marginale miljøkostnader antas å stige med utslippene kan nytten av reduserte utslipp være undervurdert. Hvis tendensen til økt sentralisering i bosettingsmønsteret fortsetter utover i neste århundre, som antydnet i de regionale modellberegningene gjengitt i kapittel 6, vil stadig fler utsettes for trafikkbelastninger og helseskadlige utslipp. Også dette trekker i retning av at gevinsten av en CO₂-avgift kan være høyere enn beregningene antyder.

6. REGIONALE VIRKNINGER AV KLIMAPOLITISKE TILTAK

6.1. Innledning

1. Den regionale dimensjonen er viktig i miljøpolitikken fordi forurensende utslipp varierer betydelig geografisk. Skadene av utslipp til luft fra stasjonær forbrenning og industrielle prosesser vil avhenge av hvor industrianlegg og befolkningsskonsentrasjoner er lokalisert. Utslipp fra mobile kilder vil avhenge av omfanget og strukturen i transporten av personer og varer, og dermed av det geografiske mønsteret i bosetting og næringsliv. Alle tiltak med sikte på oppnå miljøpolitiske målsettinger, vil derfor ha regionaløkonomiske virkninger. Hvor store disse virkningene vil bli, vil avhenge av ambisjonsnivået i miljøpolitikken og hvilke tiltak som iverksettes. Det er imidlertid en økende erkjennelse for at strenge miljøkrav, f.eks. når det gjelder CO₂-utslipp, vil kunne få relativt stor betydning for ulike regioners og regiontypers lokaliseringsbetingelser. De regionale virkningene av strengere miljøkrav vil imidlertid avhenge av hvilke tekniske infrastrukturlosninger som velges i den framtidige samferdselspolitikken og i utformingen av energipolitikken, se Eriksson (1990).

I dette kapitlet skal vi ved hjelp av modellen REGION belyse mulige regionale virkninger av de økonomiske tilpasningene som vil være nødvendig for å oppnå reduserte utslipp av klimagasser. REGION er en regional kryssløpsmodell basert på fylkene som analyseenheter, se Sørensen og Toresen (1990). Vi vil ta utgangspunkt i de nasjonaløkonomiske virkningene som er analysert ved hjelp av modellene MODAG og MSG i kap. 4 og 5. De regionale beregningene vil være konsistente med de nasjonale modellberegningene. Vi skal konsentrere oppmerksomheten om virkningene for sysselsettingsutviklingen i sektorene.

2. De nasjonaløkonomiske beregningene bygger, som tidligere nevnt, på mange usikre faktorer. De regionale beregningene vil inneholde de samme usikkerhetsfaktorene, og i tillegg kommer den usikkerheten som følger av de regionale strukturforutsetningene i modellen REGION. Det er også en begrensning i analysen at vi ikke behandler regionale miljøaspekter på en mer direkte måte, bl.a. når det gjelder virkemiddelbruk og framskrivninger av utslipp. Det eksisterende regionaløkonomiske modellverktøyet er imidlertid dårlig egnet til denne type analyser. Poenget er i denne omgang å supplere de nasjonaløkonomiske analysene med noen relativt mekaniske regionale konsekvensvurderinger, uten å gå særlig i dybden på dette området.

6.2. Referansebane

1. For å kunne belyse mulige regionale virkninger av klimapolitiske tiltak, er det etablert en regionaløkonomisk referansebane. Referansebanen er konsistent med den nasjonaløkonomiske referansebanen, og bygger bl.a. på følgende forutsetninger:

- For sektorene jordbruk, skogbruk, fiskeforedling, bergverksdrift, metallproduksjon, bygging av skip og oljeplattformer, og elektrisitetsforsyning er det forutsatt konstant fylkesfordeling over tid.

- I sektoren fiske og fangst antas det at en fortsatt omlegging til fiskeoppdrett betyr regionale forskyvninger til fordel for dagens oppdrettsfylker.
- For kommunal virksomhet (helsetjenester, undervisning mv.) forutsettes det at det regionale fordelingsmønsteret påvirkes av framtidig befolkningsutvikling i fylkene ut fra en hypotese om behovsdekning. Anslagene bygger på SSBs befolkningsframskriving fra 1990. Vi har brukt et framskrivingsalternativ som viderefører flyttemønsteret fra perioden 1986-1989. For statlig virksomhet forutsettes det konstant fylkesfordeling over tid.

2. Hovedresultatene fra de regionale framskrivingene i referansealternativet er gjengitt i tabell 6.1. Vi har her konsentrert oppmerksomheten om de beregnede sysselsettingstallene på landsdelsnivå. Som nevnt i kapittel 3 er det i de nasjonaløkonomiske beregningene forutsatt en sterkere samlet timeverksvekst i 1990-årene enn i perioden etter år 2000. Framskrivningene gir relativt moderate endringer i det regionale fordelingsmønsteret. Resultatene avspeiler en fortsatt overgang av arbeidskraft fra vareproduserende til tjenesteytende næringer. Dessuten påvirkes beregningene av forutsetningen om at befolkningsrelatert kommunal virksomhet vokser noe sterkere i sentrale strøk, spesielt i første del av framskrivingsperioden.

I perioden 1988-2000 får Oslo/Akershus en beregnet sysselsettingsvekst som ligger noe over landsgjennomsnittet, mens Østlandet forøvrig og Trøndelag får den laveste veksten. I perioden 2000-2025 gir beregningene noe mindre forskjeller i sysselsettingsutviklingen i de ulike landsdelene enn i den foregående perioden. Den svakeste veksten i den siste perioden finner vi i Agder/Rogaland, noe som i stor grad skyldes forutsetningen om nedbygging av oljevirkosomheten i Rogaland. En av årsakene til at Nord-Norge opprettholder sin andel av landets sysselsetting i denne perioden, er at beregningene bygger på relativt optimistiske anslag for utviklingen i fiske i et langsiktig perspektiv.

Tabell 6.1:

Sysselsetting fordelt på landsdeler. Gjennomsnittlig prosentvis vekst i timeverk. Referansebane.

	1988-2000	2000-2025
Oslo/Akershus	0,7	0,1
Østlandet forøvrig	0,3	0,1
Agder/Rogaland	0,5	-0,2
Vestlandet	0,6	0,0
Trøndelag	0,3	0,0
Nord-Norge	0,4	0,0
Hele landet	0,5	0,0

6.3. Regionale virkninger av ensidige norske tiltak for å begrense utslipp til luft

1. I kapittel 4 er det gjennomgått et beregningsalternativ som gir en stabilisering av de samlede norske CO₂-utslipp fram mot år 2000. Sammenlignet med referansealternativet vil det kreves en betydelig produksjonsnedgang i kraftkrevende industri, særlig i sektorene for produksjon av metaller og kjemiske råvarer. Dette vil gi en negativ produksjonsimpuls for de regioner hvor denne industrien er lokalisert. Sett i forhold til samlet sysselsetting har disse sektorene størst betydning for fylkene Telemark, Vest-Agder og Sogn og Fjordane. Tabell 6.2 viser hvordan denne virkningen gjenspeiler seg i de beregnede landsdelstallene, med størst negative utslag for Agder/Rogaland og Vestlandet. Det negative avvikstallet for Nord-Norge i forhold til referansebanen skyldes bl.a. at det er forutsatt en viss produksjonsnedgang i fiske og i enkelte andre sektorer som er overrepresentert i denne landsdelen. Årsaken til at Oslo/Akershus får høyere sysselsetting enn i referansealternativet, er at denne regionen har et stort innslag av enkeltsektorer med svakt positiv sysselsettingsendring, spesielt innenfor privat tjenesteyting. I hovedsak må imidlertid de regionale virkningstallene karakteriseres som relativt moderate.

2. Siden det er en nær sammenheng mellom CO₂-utslipp og forbruk av fossile energibærere, har det interesse i klimapolitisk sammenheng å se nærmere på hvordan registrert forbruk av bensin og olje fordeler seg regionalt. Vi har i tabell 6.3 stilt energiregnskapets tall for bensin- og oljeforbruk fordelt på landsdeler sammen med landsdelenes andeler av befolkning og sysselsetting. Oslo/Akershus har markert lavere andel av landets oljeforbruk enn av befolkning og sysselsetting, mens det omvendte er tilfelle for Vestlandet og spesielt for Nord-Norge. Dette stemmer godt overens med resultatene fra modellberegningene i tabell 6.2. Når det gjelder bensin har Oslo/Akershus en andel av landets samlede forbruk som er høyere enn befolkningsandelen, men på linje med sysselsettingsandelen. En del av bensinforbruket er knyttet til næringsvirksomhet, og denne andelen er høyere i Oslo enn i andre fylker. Forbruksundersøkelsenes tall viser at gjennomsnittshusholdningens bensinutgifter er lavere i Oslo/Akershus enn i resten av landet, se Statistisk sentralbyrå (1990).

Tabell 6.2:

Sysselsetting fordelt på landsdeler. Prosentvis avvik fra referansebanen i år 2000 ved nasjonal CO₂-stabilisering.

Oslo/Akershus	0,3
Østlandet forøvrig	-0,1
Agder/Rogaland	-0,6
Vestlandet	-0,5
Trøndelag	0,2
Nord-Norge	-0,4
Hele landet	-0,1

Tabell 6.3:
Bruk av bensin og olje, og befolkning og sysselsetting
fordelt på landsdeler. 1988.

	Bensin ¹⁾	Olje ¹⁾	Befolkning	Sysselsetting ²⁾
Oslo/Akershus	25,2	15,7	20,5	25,7
Østlandet forøvrig	28,7	25,3	28,2	24,6
Agder/Rogaland	12,8	14,3	13,6	13,2
Vestlandet	15,1	20,4	17,9	17,0
Trøndelag	8,8	8,1	8,9	8,7
Nord-Norge	9,4	16,2	10,9	10,8
Hele landet	100,0	100,0	100,0	100,0

1) Tallene bygger på mengdetall fra det fylkesvise energiregnskapet for 1988.

Olje omfatter parafin, mellomdestillat og tungolje.

2) Anslag på timeverk i modellen REGION.

Samferdselssektoren er en viktig sektor i miljøpolitisk sammenheng. Spesielt veitransport, men også sjø- og lufttransport, har relativt store utslipp av CO₂ og andre klimagasser. I de regionale modellberegningene har vi på en summarisk måte tatt hensyn til at produksjonsveksten i samferdselssektoren totalt sett blir noe lavere enn i referansebanen for å oppnå utslippsstabilisering. Vi har imidlertid ikke tatt hensyn til at regionene kan rammes forskjellig fordi de ulike transportformer har forskjellig relativ betydning. Økte kostnader ved personbiltransport, sjøtransport og flytransport vil først og fremst ramme de deler av landet hvor disse transportformene er dominerende.

6.4. Regionale virkninger av en internasjonal klimaavtale

1. I dette beregningsalternativet forutsettes det å skje endringer i internasjonal økonomi som får betydning for utviklingen i Norge. I de nasjonaløkonomiske analysene skilles det mellom virkninger på mellomlang sikt (fram til år 2000), og virkninger på lang sikt (fram til år 2025). De regionale modellberegningene bygger på den samme inndeling i tidsfaser. Hovedresultatene fra beregningene er gjengitt i tabell 6.4.

2. På mellomlang sikt gir dette alternativet en forverring av driftsbalansen med utlandet, men små endringer i de andre makroøkonomiske hovedstørrelsene, se kapittel 5. Tabell 6.4 viser at også de beregnede sysselsettingsvirkningene på landsdelsnivå blir beskjedne fram mot år 2000. De regionale forskjellene skyldes at noen industrisektorer får bedre konkurransevilkår og høyere sysselsetting i forhold til referansebanen, mens andre sektorer kommer dårligere ut.

Tabell 6.4:
Sysselsetting fordelt på landsdeler. Prosentvis avvik fra referansebanen i 2000 og 2025 ved en internasjonal klimaavtale.

	2000	2025
Oslo/Akershus	0,0	-0,5
Østlandet forøvrig	-0,1	1,5
Agder/Rogaland	0,1	-0,3
Vestlandet	0,0	-0,5
Trøndelag	0,1	-1,2
Nord-Norge	0,2	-0,2
Hele landet	0,0	0,0

3. På lang sikt vil en internasjonal klimaavtale kunne bety relativt store endringer for norsk økonomi. De MSG-baserte virkningsberegningene for dette alternativet på nasjonalt nivå er nærmere beskrevet i kapittel 6. På tross av at næringsstrukturen i år 2025 avviker en del fra referansealternativet, blir de beregnede sysselsettingsvirkningene på landsdelsnivå likevel relativt moderate, se tabell 6.4. Østlandet utenom Oslo/Akershus får en litt høyere sysselsettingsandel enn i referansealternativet, hovedsakelig pga. økt sysselsetting i industrisektorene. En svakere beregnet utvikling i privat tjenesteyting er hovedforklaringen på at Oslo/Akershus får en lavere sysselsettingsandel. Av de øvrige landsdelene er det bare Trøndelag som får en viss negativ virkning, som følge av at jordbruket er forutsatt å få noe lavere sysselsetting i dette beregningsalternativet enn i referansealternativet.

6.5. Oppsummering av de regionale konsekvensene

1. På 1980-tallet har det foregått en geografisk sentralisering av næringsliv og bosettingsmønster i Norge. Det er sterke krefter som trekker i retning av at denne utviklingen vil fortsette også i årene framover. Tiltak med sikte på å redusere bruken av fossile energibærere, og dermed utslippene av CO₂, vil kunne bidra til å forsterke en slik utvikling på følgende måte:

- Distrikter med utslippsgenererende industrianlegg, først og fremst innenfor kraftkrevende industri, vil få omstillingsproblemer.
- Økte transportkostnader vil ramme næringsliv og husholdninger i utkantområder særlig sterkt, pga. lange transportavstander, og fordi transportformer med lave CO₂-utslipp (buss, bane) er dårlig utbygget.

2. Vi har i dette kapitlet konsentrert interessen om det første av disse momentene. På landsdelsnivå blir de modellberegnete virkningene av klimatiltakene ikke dramatiske, men virkningene vil naturligvis kunne bli større jo lavere ned man går når det gjelder regionalt nivå. Det andre momentet ovenfor er betydelig vanskeligere å analysere fordi det krever kjennskap til hvor følsomme bedrifters og husholdningers lokaliseringvalg er overfor endringer i transportkostnader. Fordi transportkostnadene utgjør en relativt beskjeden del av

vareinnsatsen i de fleste næringssektorer, er det kanskje grunn til å anta at husholdningenes tilpasninger blir sterkest påvirket. For husholdninger som idag har lange, og personbilbaserte arbeidsreiser, kan flytting bli en mer attraktiv tilpasning enn fortsatt pendling.

I den regionale analysen har vi ikke vurdert nærmere mulighetene for å kompensere for de virkninger som miljøpolitiske tiltak vil kunne få for enkelte regioner. De store offentlige inntektene som er beregnet å komme fra en CO₂-avgift vil kunne brukes på måter som spesielt tilgodeser de områder av landet som rammes hardest av kostnadsøkningen, innenfor de rammer som hensyn til makroøkonomisk balanse setter.

VEDLEGG A:***Behandlingen av energi i SSBs makroøkonomiske modeller MODAG og MSG***

1. SSBs makroøkonomiske modeller skiller mellom tre energibærere: bensin, fyringsolje og elektrisitet. Energibærerne etterspørres som innsatsvarer i produksjonen og av husholdningene til transport, oppvarming o.a.

2. *Produksjonssektorenes* etterspørsel etter energi bestemmes med utgangspunkt i en antagelse om at produksjonsstrukturen er svakt separabel i et energiaggregat U og andre innsatsfaktorer. For de fleste produksjonssektorer gjelder sammenhengene

$$(A1) \quad U = U(E, F, t)$$

$$(A2) \quad U = ZU \cdot X$$

E og F er henholdsvis elektrisitet og et oljeaggregat. X er bruttoproduksjonsverdi og ZU forholdet mellom energiforbruk og produksjon. I begge modellene tenker en seg at bedriftene velger E og F slik at kostnadene ved å fremskaffe en gitt energimengde U blir minst mulig til de prisene som gjelder.

I MSG er kostnadsfunksjonen til U spesifisert som et generalisert Leontief-aggregat. Av forutsetningen om kostnadsminimering følger det da at etterspørselen etter E og F kan uttrykkes ved

$$(A3) \quad \begin{aligned} E &= ZE \cdot ZU \cdot X \\ F &= ZF \cdot ZU \cdot X \end{aligned}$$

der ZE og ZF er av formen

$$(A4) \quad ZJ = a_j \Sigma_r b_{jr} (P_r / P_j)^{1/2} \quad r, J = E, F$$

der P_k $k=E,F$ er prisindekser for elektrisitet og olje.

I MODAG er U et CES aggregat, dvs U kan uttrykkes som

$$(A5) \quad U = (\delta^{-1/\sigma} \cdot E^{(\sigma+1)/\sigma} + (1 - \delta)^{-1/\sigma} \cdot F^{(\sigma+1)/\sigma})^{\sigma/(\sigma+1)}$$

Minimering av energikostnadene $P_E E + P_F F$ for gitt energiforbruk U impliserer at forholdet mellom E og F kan uttrykkes ved

$$(A6) \quad \ln(E/F) = \ln(\delta/(1-\delta)) + \sigma \ln(P_E / P_F)$$

Ved tallfestingen av (A6) er det antatt at det er en deterministisk trend i utviklingen i forholdet mellom E og F . Trenden er spesifisert ved å sette

$$\ln (\delta/(1-\delta)) = \alpha + \beta t \rightarrow \delta = e^{(\alpha+\beta t)} / (1 + e^{(\alpha+\beta t)}) \quad \beta > 0$$

I MSG er substitusjonsforholdet mellom energiaggregatet U, arbeidskraft, realkapital og vareinnsats (eksklusive U) eksplisitt modellert. Produksjonsstrukturen er spesifisert ved en generalisert Leontief kostnadsfunksjon med faktornøytral teknisk fremgang. Dette leder fram til at forholdet ZU mellom energiaggregatet U og bruttoproduksjonsverdien X kan beskrives ved

$$(A7) \quad ZU = f(X,t) \cdot \sum C_{ui} (P_i / P_U)^{1/2}$$

der P_i er prisindeksen for innsatsfaktor i , og i løper over de fire innsatsfaktorene energi, arbeidskraft, vareinnsats og realkapital. I MODAG er det bare substitusjonsforholdet mellom arbeidskraft og realkapital som er modellert, og ZU må styres av modellbrukeren.

3. Bensin er inneholdt i oljeaggregatet F i MSG. I MODAG inngår bensin i det ordinære vareinnsatsaggregatet. Transportoljer er imidlertid inneholdt i oljeaggregatet i begge modellene. For MODAG gjelder dermed sammenhengen

$$(A8) \quad F_b = f_b \cdot ZM \cdot X$$

der F_b er forbruket av transportolje i sektoren, ZM er forholdet mellom vareinnsats (eksklusive U) og bruttoproduksjonsverdi og f_b er en konstant omregningsfaktor.

4. Vi skal se litt nærmere på hvordan utviklingen i E og F avhenger av andre sentrale variable i de to modellene. I det følgende lar vi små bokstaver u , x osv representere vekstrater for de tilhørende variable U, X osv, bortsett fra at vi bruker el og ikke den naturlige logaritmen e for å symbolisere vekstraten for elektrisitetsforbruket E. p symboliserer vekstraten for prisforholde P_E/P_F .

Ved å benytte (A3) og (A4) finner vi for MSGs vedkommende

$$(A9) \quad \begin{aligned} el &= ze + zu + x = -1/2 \cdot (1 - \alpha_E \cdot U/E) p + zu + x \\ f &= zf + zu + x = 1/2 \cdot (1 - \alpha_F \cdot U/F) p + zu + x \\ \alpha_j &= a_j \cdot b_{jp} \quad j = E, F. \end{aligned}$$

Ved å benytte (A1), (A2) og (A6) finner vi for MODAGs vedkommende

$$(A10) \quad \begin{aligned} u &= zu + x \\ u &= U_E el + U_F f + U_t \\ el &= \beta + \sigma p + f \end{aligned}$$

der U_j er grenseelastisiteten for U mhp. j , $j=E,F,t$.

Ved å benytte oss av det forhold at $U_j/(U_E+U_F)=P_j J/(P_E E+P_F F)=V_j$ for $J=E,F$ når teknologi-funksjonen U er et CES-aggregat finner vi

$$(A11) \quad \begin{aligned} el &= V_F (\beta + \sigma p) + (zu + x - U_t) / (U_E + U_F) \\ f &= V_E (\beta + \sigma p) + (zu + x - U_t) / (U_E + U_F) \end{aligned}$$

Det kan vises at $\text{sign}U_t = -\text{sign}\beta \cdot \text{sign}(P_E/P_F - 1)$.

Fra (A10) og (A11) ser vi at trendmessig teknisk endring virker forskjellig i de to modellene. I MSG avtar energibehovet per produsert enhet trendmessig som følge av faktornøytral teknisk endring, mens forholdet mellom E og F ikke påvirkes. I MODAG vil "teknisk endring" trendmessig vri forholdet mellom E og F i retning av E ($\beta > 0$). I tillegg vil behovet for energibærerne E og F per enhet U avta (tilta) over tid ettersom prisforholdet P_E/P_F er større eller mindre enn 1 (som er lik indeksverdien i modellens basisår).

5. I MSG er substitusjonen mellom energi og andre innsatsfaktorer i produksjonen estimert, og det bør i prinsippet ikke være nødvendig med noen korreksjoner i eksogene variabler for å fange opp normal energieffektivisering. Siden en ikke har lagt inn faktorspesifikk teknisk endring, er imidlertid både autonom og prisindusert energieffektivisering gjennom observasjonsperioden i prinsippet fanget opp av de estimerte pris-elasticitetene. Dette taler for at det kan være aktuelt å gripe inn i de estimerte sammenhengene dersom en vil legge til grunn at den autonome tekniske endringen gjennom en framskrivingsperiode vil være raskere enn i estimeringsperioden. Vi kommer tilbake til en nærmere diskusjon av denne problemstillingen i forbindelse med behandlingen av husholdningssektoren nedenfor.

I MODAG må en eventuell reduksjon i energiforbruket per produsert enhet over tid håndteres eksogent av modellbrukeren. En beskrivelse av hvordan dette er gjort i de foreliggende beregningene er gitt i vedlegg B.

6. Sammenhengen mellom U, E og F er estimert på grunnlag av tidserier i begge modellene, men observasjonsperiodene er bare delvis overlappende. Trendleddet i de estimerte sammenhengene i MODAG innebærer at produsentene vil erstatte olje med elektrisitet selv om prisforholdet mellom de to energibærerne er konstant. Substitusjonsligningene i MSG er imidlertid estimert uten trend. Trendkomponenten i datamaterialet har derfor bidratt til at substitusjonselasticitetene gjennomgående er større i MSG enn i MODAG. En bestemt økning i prisen på olje relativt til prisen på elektrisitet bidrar derfor til en større substitusjon bort fra olje i MSG enn i MODAG. Denne forskjellen mellom modellene har viktige implikasjoner for en analyse av klimapolitiske tiltak. På grunn av trenden vil MODAG gi en lavere vekst i oljeforbruket langs en referansebane med en gitt utvikling i energiforbruket enn MSG, og dermed lavere utslipp. På den annen side vil en gitt prisendring føre til større substitusjon bort fra olje i MSG enn i MODAG.

En kan tenke seg flere forklaringer på den klare trenden i retning av økt elektrisitetsbruk, som kan ha ulike implikasjoner for en vurdering av validiteten til de relasjonene som er lagt inn i de to modellene. En mulighet er at den observerte tendensen er ettervirkninger av oljeprisøkningene på 1970- og 1980 tallet. I så fall er MODAG-relasjonen feilspesifisert. Denne hypotesen finner imidlertid ikke støtte i de estimeringene som er utført (se Mysen (1991)). En annen mulighet er at trenden skyldes et økt innslag av elektrisitetsspesifikt teknisk utstyr. Dette er forenlig med spesifikasjonen i MODAG. En tredje mulighet er at de forventede samlede kostnadene (inklusive kapitalkostnadene) per enhet nyttiggjort energi over

levetiden til et fyringsanlegg er større ved installasjon av oljebasert oppvarmingsutstyr enn ved installasjon av elektrisitetsbasert utstyr, selv etter prisfallet på olje i 1985/86. I så fall er begge modellene feilspesifisert.

7. *Husholdningssektorens* energiforbruk er i modellene knyttet til driften av egne transportmidler, til stasjonært forbruk av elektrisitet og olje til oppvarmingsformål, samt til drift av elektrisitetsspesifikt utstyr. Det er rimelig å tenke seg at husholdningene egentlig etterspør personkilometer, innetemperatur osv. og at energiforbruket er avledet av denne etterspørselen. I modellene har en imidlertid pga. datasituasjonen modellert energietterspørselen direkte uten å gå veien om den tekniske koplingen til de gode husholdningene grunnleggende sett er interessert i. Dette innebærer at modellene ikke inneholder variabler som direkte kan tolkes som energiforbruk per "produsert" enhet.

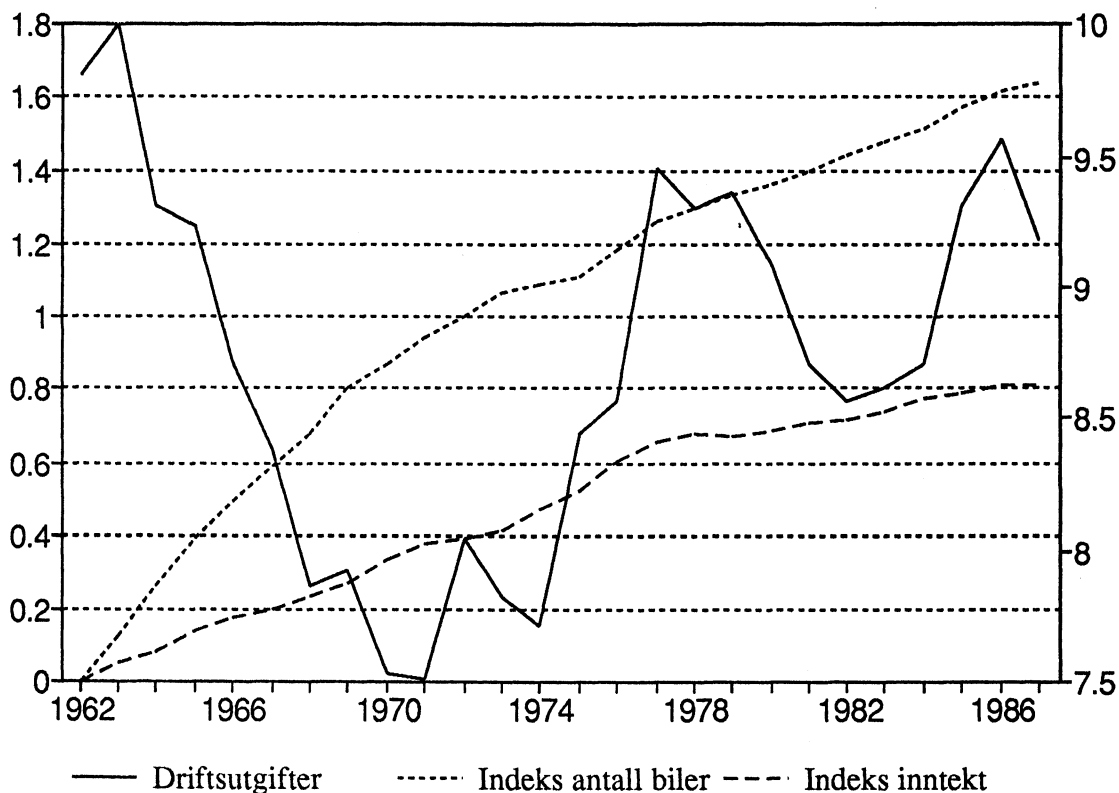
8. Husholdningenes stasjonære energiforbruk (dvs. energi til oppvarming m.m.) bestemmes på lignende måte som energiforbruket i produksjonsektorene. Det er lagt til grunn at husholdningene etterspør et energiaggregat U, som frembringes ved hjelp av elektrisitet og olje. Forbruket av elektrisitet og olje tilpasses slik at kostnadene ved å frembringe U blir lavest mulig gitt de prisene sektoren står overfor. I begge modellene er U et CES-aggregat. I MODAG er det som for produksjonsektorene lagt inn en trend i utviklingen i forholdet mellom elektrisitet og olje. Trenden ivaretaes av utviklingen i beholdningen av varige forbruks-goder.

9. Husholdningenes etterspørsel etter transport er behandlet litt ulikt i de to modellene. I MODAG inngår utgifter til drift av egne transportmidler og utgifter til offentlig transport m.m. i et transportaggregat, som inngår sammen med energi og andre konsumgrupper i et etterspørselssystem. I MSG inngår utgiftene til de to transportkategoriene direkte i etterspørselssystemet. Forbruket av bensin er proporsjonalt med utgiftene til drift av egne transportmidler.

Som en følge av utformingen av etterspørselssystemene i modellene er elastisitetene ikke konstante over tid.

I MSG har utgiftene til drift av egne transportmidler en Engelelastisitet på 1,4 i 1987. I MODAG er denne elastisiteten anslått til 1 i gjennomsnitt for perioden 1990-2010. En kan argumentere for at begge inntektselastisitetene kan være for høye i et langsiktig perspektiv, fordi en ved estimeringene trolig har fanget opp to effekter samtidig. Den første er sammenhengen mellom driftsutgiftene per bil og den generelle inntektsutviklingen. Som det fremgår av figur A1 er det ingen klar trend i utviklingen i driftsutgiftene per bil i faste priser gjennom estimeringsperioden 1962 til 1987, mens det er en trendmessig vekst i inntekt per hode. Den andre effekten er virkningen på de samlede driftsutgiftene av innfasingen av bil som et vanlig forbruks-gode i befolkningen. Av figur A1 fremgår det at antall biler per person har vokst sterkere enn inntekten per hode i aldersgruppen 18 år og eldre gjennom estimeringsperioden, men forskjellen mellom vekstratene har avtatt over tid. Selv om innfasingen av personbiler er knyttet til inntektsutviklingen, er det liten grunn til å tro at sammenhengen mellom inntektsvekst og vekst i bilparken vil være den samme i fremtiden, når antall biler per person i aldersgruppen 18 år og eldre nærmer seg 1, som gjennom en periode der antallet økte fra omlag 0.18 til omlag 0.51.

Figur A1: Driftsutgifter til egne transportmidler per bil i 1000 1988-kroner (høyre akse), antall biler og disponibel inntekt (indekser med 1962=1 på logaritmeform, venstre akse) 1962 - 1987



10. Til sist i dette avsnittet vil vi se litt på hvordan energieffektivisering i husholdningssektoren i form av endringer i energiforbruket per konsumert tjenesteenhet fanges opp i modellene. Som et utgangspunkt er det nærliggende å vende tilbake til ideen om at energiforbruket best kan betraktes som input i produksjonen av de godene som husholdningene egentlig er interessert i. Som eksempel kan vi betrakte innetemperatur. Anta som en forenkling at ønsket innetemperatur (T) er en funksjon av inntekt (Y) og kostnaden per grad ved å varme opp en enhet bolig ($P \cdot ZU$). P er realprisen på energi og ZU er det energiforbruket som er nødvendig for å varme opp en enhet bolig en grad. (For enkelhets skyld antar vi at ZU er uavhengig av T .) Energikoeffisienten ZU avtar over tid som følge av teknisk endring. Denne er dels induisert av vekst i realprisen på energi, dels er den prisuavhengig (autonom). ZU kan ut fra dette oppfattes som en funksjon av P og tiden. La oss videre anta at den samlede bruken av energi for oppvarmingsformål er et produkt av tre faktorer, T , ZU , og størrelsen på boligmassen (K). Vi formaliserer sammenhengene over ved å sette

$$(A12) \quad T = T(Y, P \cdot ZU(P))$$

$$(A13) \quad U = ZU(P) \cdot T \cdot K$$

La $ZU_p < 0$ være elastisiteten av energikoeffisienten med hensyn på energiprisen P , ZU_E den

prisuavhengige reduksjonen i ZU per tidsenhet og β_j elastisiteten av ønsket innetemperatur med hensyn på faktoren j, j=Y,P. Vi antar $\beta_Y > 0$ og $\beta_P < 0$. Små bokstaver symboliserer som tidligere vekstraten til de korresponderende variabler. Siden vi ikke har observasjoner for innetemperatur, er det nærliggende å tallfeste en sammenheng mellom energiforbruk, boligkapital, inntekt og energipris. Fra (A12) og (A13) følger det at sammenhengen mellom vekstratene til disse variablene kan uttrykkes ved:

$$(A14) \quad u = k + \beta_Y y + (1 + \beta_P) ZU_E + (\beta_P (1 + ZU_P) + ZU_P) P$$

Leddene $(1 + \beta_P)$ foran ZU_E tar vare på det forhold at en økning i energieffektiviteten dels har en direkte effekt i retning av lavere energiforbruk, dels en motvirkende indirekte effekt ved at det blir billigere enn før å holde en gitt innetemperatur. Det siste trekker i retning av høyere temperatur og isolert sett større energibruk. Denne effekten blir i enkelte sammenhenger omtalt som komforteffekten. Leddet foran p tar også vare på flere effekter. En økning i energiprisen vil for det første trekke i retning av at etterspørselen etter energi faller. Denne effekten ivaretas av leddet β_P . Dels vil prisøkningen bidra til at den tekniske utviklingen i retning av større energieffektivitet øker. Den direkte effekten av dette i retning av lavere energibruk ivaretas av leddet ZU_P og komforteffekten av leddet $\beta_P ZU_P$.

(A14) illustrerer to forhold. For det første ser vi at ved en tallfesting av sammenhengen mellom energiforbruk, boligkapital, inntekt og energipris vil prisindusert energieffektivisering fanges opp av leddet foran prisvariabelen. For det andre ser vi at dersom vi tallfester sammenhengen uten å ta hensyn til en eventuell trendmessig autonom reduksjon i energikoeffisienten ZU gjennom estimeringsperioden (ZU_E negativ), vil de andre forklaringsvariablene i (A14) generelt få gale koeffisienter. Med positiv trend i K og/eller Y vil koeffisientene foran disse variablene trolig bli undervurdert.

Konsekvensene for fremskrivninger trenger likevel ikke bli så alvorlige, dersom alle variable vokser med om lag samme rater i prognoseperioden som i estimeringsperioden. Dersom dette ikke er tilfelle, vil ligningen feilpredikere. Det er imidlertid ikke enkelt å korrigere dette. Korreksjonen vil generelt avhenge både av den sanne verdien til β_P og ZU_E , og av størrelsen på avviket mellom vekstratene til de enkelte variablene i estimerings- og prediksjons perioden.

VEDLEGG B:***Behandlingen av energieffektivisering i MODAG-beregningene***

1. Dette vedlegget beskriver håndteringen av energieffektivisering i produksjonssektorene i MODAG-beregningene. I justeringen av de eksogene ZU-koeffisientene har vi tatt utgangspunkt i anslag for energieffektiviseringspotensialet etter sektor. En vanlig definisjon av energieffektiviseringspotensial er den energimengde som for et gitt produksjonsnivå kan spares ved hjelp av tilgjengelig teknologi til kostnader som ligger lavere enn kostnadene ved å skaffe ny energi. Ut fra denne definisjonen er det klart at energieffektiviseringspotensialet knyttet til en bestemt kapitalgjenstand/prosess kan endres over tid avhengig av teknologisk utvikling og endring i energipriser og energieffektiviseringskostnader. Siden de priser og kostnader som enkeltaktørene står overfor kan avvike fra de samfunnsøkonomiske alternativkostnader, kan en skille mellom et samfunnsøkonomisk og et privatøkonomisk energieffektiviseringspotensiale. Det privatøkonomiske energieffektiviseringspotensialet er den innsparing i energiforbruket som på et bestemt tidspunkt fremstår som lønnsomt sett fra enkeltaktørens synspunkt. Det samfunnsøkonomiske potensialet er den energimengde som kan spares til kostnader som ligger under alternativkostnaden til ny energi.

2. Fredriksen m. fl. (1988) beregner samfunnsøkonomisk energieffektiviseringspotensiale for boliger og yrkesbygg som funksjon av energisparekostnad (øre/kWh). Potensialet er beregnet ved en detaljert energieffektiviseringsgjennomgang av omlag 230 boliger og 24 konstruerte typebygg. De 24 typebyggene ble konstruert på grunnlag av SSBs undersøkelse av energibruk i 4100 yrkesbygg i 1985, og er basert på data for følgende næringer; varehandel, hotell/restaurant, post/tele, bank/forsikring, offentlig adm., undervisning, helse/sosial og annet.

Det teoretiske samfunnsøkonomiske energieffektiviseringspotensialet bør korrigeres for komforteffekten. En del sentrale energieffektiviseringstiltak i bygninger (for eksempel etterisolering), reduserer marginalkostnaden ved en økning i innetemperaturen. Dette trekker i retning av at en del av (det teoretiske) energieffektiviseringspotensialet vil bli realisert i form av høyere komfort. (Sammenlign fremstillingen i slutten av vedlegg A.) Studier gjennomført av NBI og andre tyder på at omlag 40% av energieffektiviseringspotensialet i boliger og 5% i yrkesbygg tas ut i form av høyere komfort ved realisering.

Som grunnlag for et punkttestimat for det samfunnsøkonomiske energieffektiviseringspotensialet legger Fredriksen m.fl. (1988) til grunn et anslag på langtidsgrensekostnad på energi ref. ab. på 24 øre/kwh (1987-priser) og en pris på parafin/fyringsolje på henholdsvis 183 og 153 øre/l. Med en kalkulasjonsrente på 7% og varierende levetid på energieffektiviseringsinvesteringer anslår de tiltak med investeringskostnader opptil kr 3,30 per kWh som samfunnsmessig lønnsomme for boliger og tiltak med en investeringskostnad inntil kr 3,10 per kWh som lønnsomme for yrkesbygg. På dette grunnlaget anslår de det komfortkorrigerede samfunnsøkonomiske energieffektiviseringspotensialet i 1987 til 13 prosent av energiforbruket i boliger og til 26 prosent i yrkesbygg.

Ved beregning av det privatøkonomiske potensialet la Fredriksen m.fl. til grunn en realrente på 7% og den faktiske levetiden på energieffektiviseringstiltakene. Det som skiller disse

beregningene fra beregningene av det samfunnsøkonomiske potensialet er valget av elektrisitetspriser, idet en har brukt gjeldende strømtariffer. Det privatøkonomiske potensialet anslås til henholdsvis 12,2% og 26% for boliger og yrkesbygg. Som det pekes på i rapporten er det privatøkonomiske energieffektiviseringspotensialet en avtagende funksjon av den privatøkonomiske kalkulasjonsrenten og en økende funksjon av den levetiden for energieffektiviseringsinvesteringer som aktørene legger til grunn. Ved en fast levetid på åtte år for alle typer av tiltak, vil det anslåtte privatøkonomiske energieffektiviseringspotensialet i boliger eksempelvis reduseres med 20 prosent. Resultatene til Fredriksen et. al. er gjengitt i tabell B1.

3. Som et sammenligningsgrunnlag for disse anslagene kan det nevnes at EPA (1989) hevder at det er teknisk mulig å redusere energiforbruket i nye boliger med 50 prosent i forhold til gjennomsnittet for dagens nye boliger, og at energiforbruket i eksisterende masse kan reduseres med omlag 25 prosent. EPA hevder videre at det er teknisk mulig å redusere energiforbruket i eksisterende yrkesbygg med 50 prosent og i nye yrkesbygg med 75 prosent i forhold til gjennomsnittet for dagens nye bygg.

EPAs anslag inkluderer neppe noen korreksjon for komforteffekten, og er ikke vurdert opp mot noen lønnsomhetskrav. Det er derfor mest naturlig å se dem i forhold til den øvre grensen for teoretisk energieffektiviseringspotensiale referert i Fredriksen et. al. (1988) Dette potensialet er anslått til omlag 25% for eksisterende boliger og på noe over 30% for eksisterende yrkesbygg, dvs lavere enn eller lik EPAs anslag.

4. Pedersen og Fauske (1988) beregner et samfunnsøkonomisk og et bedriftsøkonomisk energieffektiviseringspotensiale for i alt 54 næringsgrupper på tre- til femsiffer industristatistikk nivå. Beregningene av det samfunnsøkonomiske potensialet er basert på gjennomgang av gjennomførte energieffektiviseringstiltak, på samtaler med representanter for næringene og på generell teknologisk innsikt i de aktuelle prosesser. Det samfunnsøkonomiske energieffektiviseringspotensialet er beregnet som en (diskret) funksjon av investeringskostnadene (kr/kWh).

Som grunnlag for et punkttestimat for det samfunnsøkonomiske energieffektiviseringspotensialet tar Pedersen og Fauske utgangspunkt i NVEs anslag for langtidsgrensekostnad på energi referert abonnent fra 1988 og på markedsprisen for andre energibærere. Med en kalkulasjonsrente på 7% og varierende levetid på energieffektiviseringsinvesteringer anslår de tiltak med investeringskostnader opptil kr 2,90 per kWh som samfunnsmessig lønnsomme. Dette er omlag 7% lavere enn den øvre grensen for lønnsomme energieffektiviseringsinvesteringer i yrkesbygg anslått i Fredriksen et. al. (1988).

Anslagene for det bedriftsøkonomiske potensialet er fremkommet på to forskjellige måter. Dels har en tatt utgangspunkt i opplysninger fra bedrifter om hvor stor del av det identifiserte potensialet de anser som økonomisk lønnsomt å realisere. Dels har forfatterne beregnet et privatøkonomisk potensiale ved å ta utgangspunkt i en levetid på energieffektiviseringsinvesteringer på 10 år, en privatøkonomisk kalkulasjonsrente på 20%, elektrisitetspriser på kr 0,15 per kWh for kraftkrevende industri og på kr 0,35 per kWh for andre og markedspriser for andre energibærere. Pedersen og Fauske baserer følgelig sine anslag på størrelsen av det privatøkonomiske energieffektiviseringspotensialet på mer forsiktige forutsetninger enn de som legges til grunn av Fredriksen et. al. Resultatene er aggregert til modellsektornivå og gjengitt i tabell B1.

Tabell 1: Anslått energieffektiviseringspotensiale i utvalgte modellsektorer

Sektor	<i>Energiøkonomiseringspotensiale i % av energiforbruket i 1987</i>							
	Samfunnsøkonomisk				Privatøkonomisk			
	El	Olje	Annet	I alt	El	Olje	Annet	I alt
15	17	23	0	20	10	8	0	9
25	20	16	10	10	12	7	4	8
34	16	15	12	15	8	7	28	8
37	11	11	11	11	6	6	7	6
40	0	10	0	9	0	5	0	5
43	13	15	4	11	5	3	0	4
Herav								
Fer.	16	0	9	6	0	3		
Alu.	11	14	10	6	3	5		
45	24	26	0	25	16	10	0	15
83				13				12
81				26				26

Kilde: Fredriksen et. al. (1988) og Pedersen og Fauske (1988).

Tabell B2: Anslått reduksjon i spesifikt energiforbruk i mettalldsektoren og i treforedling

Næring	Årlig reduksjon i spesifikt energiforbruk
Ferrolegeringer	
Fesi 75	0,5
HCFeMa	1,5
SiMa	1,0
SiMet	1,0
Aluminium	0,5
Treforedling	0,5-1,5

Kilde: Svendsen et. al. (1990).

4. Svendsen et. al. (1990) anslår den sansynlige utviklingen i energiforbruk per produsert enhet fram til år 2000 i utvalgte næringer på grunnlag av samtaler med bransjerepresentanter og andres studier. Anslagene er gjengitt i tabell B2.

5. Det er ikke trivielt å gå fra et punktanslag for energieffektiviseringspotensialet i en sektor til et anslag for den fremtidige utviklingen i energiforbruk per produsert enhet i sektoren. Dersom det finnes et potensiale er det nærliggende å spørre hvorfor det ikke er blitt realisert. En mulig forklaring på at et *samfunnsøkonomisk* energiøkonomiseringspotensiale ikke er blitt uttømt, kan være at det på grunn av markedsimperfeksjoner ikke er privatøkonomisk lønnsomt. Eksistensen av et urealisert privatøkonomisk energiøkonomiseringspotensiale er litt vanskeligere å forklare, idet de faktorer som forsinker realiseringen ikke kan være av en slik karakter at de eliminerer lønnsomheten. En mulighet er at realiseringen av potensialet bare er lønnsomt dersom det knyttes til en normal utskifting av kapitalutstyr. En annen mulighet er at aktørene ikke kjenner til potensialet, samtidig som kostnadene ved å hente inn informasjon er moderate.

Tabell B3. Gjennomsnittlig årlig endring i ZU-koeffisienten i referansebanen fra 1988 og klimaavtale og ensidige tiltak fra 1995

Sektor	Referansebane 1988-2000	Virkningsberegninger 1992-2002/1995-2005
11	-0,1	-0,8
12	-0,1	-0,8
13	-1,2	-1,9
15	-0,5	-1,0
25	-0,5	-0,7
34	-0,7	-1,0
37	-0,5	-0,9
40	-0,4	-0,2
43	-0,5	-1,1
45	-1,1	-1,7
50	-1,1	1)
55	-0,4	
64	0,0	2)
65	0,0	2)
74	-0,5	3)
81	-1,0	-1,7
63	-1,1	4)
85	-1,1	4)
91-95	-1,0	4)

1) Som sektor 45.

2) Se omtalen i avsnitt 4.4.4.

3) I virkningsberegningene er denne sektoren behandlet disaggregert. Se omtalen i Magnussen og Stoltenberg (1991).

4) Som sektor 81.

6. I referansebanen er det lagt til grunn at det anslåtte privatøkonomiske energieffektiviseringspotensialet er uttømt i år 2000, noe som svarer til om lag halvparten av det samfunnsøkonomiske potensialet. Dette gir en årlig reduksjon i energiforbruket per produsert enhet på 0,5 til 0,7 prosent for de vareproduserende næringene utenom

primærnæringene, og på omlag 1 prosent for de tjenesteytende næringene og verkstedindustrien. Grunnen til at det spesifikke energiforbruket avtar raskere for disse sektorene er at mye av innsparingen er knyttet til oppvarming av bygninger, der potensialet er anslått å være stort. Når det gjelder metallsektoren har vi fulgt anslagene til Svendsen et. al. (1990), og dermed lagt til grunn en litt raskere reduksjon i spesifikkt energibruk enn det som følger av forutsetningen ovenfor. For treforedling er det rimelig god overenstemmelse mellom Svendsen et. al. (1990) sine anslag og vår fremgangsmåte. For primærnæringene har en ikke hatt særskilte studier å støtte seg til. I referansebanen er det her lagt til grunn en årlig reduksjon på 0,1 prosent i jordbruk og skogbruk og på 1,2 prosent i fiske. Den omfattende energieffektiviseringen i fiske skyldes at produksjonsveksten er antatt å finne sted innenfor oppdrettsvirksomhet, og ikke innenfor den energikrevende sjøfiskevirksomheten. Forutsetningene er oppsummert i tabell B3.

7. For virkningsberegningene har vi lagt til grunn at de stipulerte CO₂-avgiftene er høye nok til å bevirke at det gjenværende samfunnsøkonomiske energieffektiviseringspotensialet i 1994 uttømmes gjennom en tiårsperiode etter at CO₂-avgiften innføres. Mot dette kan det anføres at det kan være vanskelig å få til en full utnyttelse av potensialet. På den annen side vil langtidsgrensekostnad for ny energi være høyere i andre del av 1990-årene enn da beregningene av enøkpotensialene ble utført i 1988. Videre vil innføringen av en CO₂-avgift fra 1995 føre til at den samfunnsøkonomiske marginalkostnaden ved all energibruk øker. Dette vil øke det privatøkonomiske potensialet. Siden kostnadene ved ytterligere energieffektivisering i følge Pedersen et. al. (1988) stiger svært raskt rundt de enøkmengdene som var samfunnsøkonomisk lønnsomme med priser fra 1988, vil dette i liten grad påvirke det totale potensialet gitt de teknologiske løsninger som er vurdert. Forutsetningen om uttømming i løpet av ti år er imidlertid arbitrær. Den ekstra årlige reduksjon i energiforbruket per produsert enhet som følger av denne antagelsen er gjennnitt i tabell B3.

8. I SFT (1990) er det gjengitt anslag for hvor mye det vil koste å realisere de enøktiltakene som ligger bak potensialene i tabell B2. Det er imidlertid ikke opplagt hvordan en i en virkningsberegning bør implementere disse investeringsanslagene i de økonometriske investeringsligningene i MODAG, og om en også bør foreta justeringer i prisligningene. En mulighet, som ble benyttet i SIMEN-beregningene, er å øke kapitalslitet i de aktuelle sektorene. Dette ble gjort for å ta hensyn til økt investeringsbehov pga. skraping av realkapital som ble ulønnsom i det nye avgiftsregimet. Siden virkningen fra en endring i kapitalbeholdningene til bruttoinvesteringene er små, innebærer dette at en tilnærmet la til grunn at enøkinvesteringene kom til foretrekkes for andre investeringer.

Vi har gått til den andre ytterlighet og lagt til grunn at enøkinvesteringene i utgangspunktet kommer i tillegg til ordinære investeringer. Samtidig økes restleddene i kapitalslitsligningene tilsvarende, ut fra en antagelse om at enøkinvesteringene ikke representerer ny produksjonskapasitet. (I modellen vil økt kapitalbeholdning gi seg utslag i økt timeverksproduktivitet.) Etterspørsels- og lønnsomhetsvirkningene av CO₂-avgiften på investeringene kan likevel føre til at kapitalbeholdningen i en sektor endres. I offentlig sektor kommer enøkinvesteringene imidlertid som rene tillegg til bruttoinvesteringene.

Det kan også være grunn til å anta at bedriftene vil kunne velte kostnadene ved enøkinvesteringene over i produktprisene, og således skaffe seg finansielt rom for at disse investeringene kommer i tillegg til mer "normale" investeringer. Dette argumentet har særlig

relevans i tilfellet med en internasjonal klimaavtale. I et slikt tilfelle kan bedriftene lettere øke prisene uten å tape store markedsandeler, fordi de nærmeste konkurrentene også vil øke prisene. Prisligningene i MODAG tar imidlertid bare hensyn til variable kostnader. Vi har derfor et dårlig grunnlag for å anslå størrelsen på en eventuell prisoverveltning, og har ignorert denne effekten i beregningene.

9. På bakgrunn av anslagene i SFT (1990), tabell 16 og 17, er det mulig å regne seg tilbake til selve investeringsdosen. De totale investeringskostnadene er avledet av SFTs tall for gjennomsnittlige kapitalkostnader ved investeringsprosjektene og størrelsen på ambisjonsnivået målt i TWh spart energi.

Tabell B4: Endringer i investeringsrestledd og kapitalslitsrestledd ved ensidige tiltak og ved internasjonal avtale

Sektor	JKX10 og FDX10 (bygn)	JKX50 og FDX50 (mask)
11	8	8
12	8	8
13	8	8
15	21	8
25	25	11
34	7	17
37	5	13
43	6	56
45	11	1
50	4	0
55	11	1
63	3	0
81	36	9
85	46	11

Tallene fra SFT for 2000 antas å påløpe over årene 1995-2005, dvs 11 år. Tallene virker moderate, unntatt de relativt høye kostnadene ved elektrisitetssparende investeringer i 2010, som i tabell 17 i SFT har en enhetskostnad på 24 øre per KWh.

Vi har antatt at anslagene for akkumulerte kostnader ved å realisere SFTs ambisjonsnivå 2 i år 2000 vil bli realisert i år 2005 i begge våre skiftberegninger. SFT gir imidlertid naturlig nok ingen anslag for den marginale kostnaden ved å gå fra vår referansebane, som er realisering av det privatøkonomiske potensialet, til ambisjonsnivå 2. I Fredriksen et. al. (1988) er det imidlertid presentert kurver som viser sammenhengen mellom avkastningen av enøk-investeringer og størrelsen på innspart energimengde. På grunnlag av disse figurene har vi lagt til grunn at 2/3 av de samlede investeringskostnadene i ambisjonsnivå 2 må realiseres ved skiftet fra referansebanen til virkningsbanen. Dette gir et samlet investeringsbehov på 1,9 mrd. eller snaut 5 prosent av 1988-investeringene for privat og offentlig tjenesteyting sett under ett. For industrien er tallet en del større, 2,3 mrd eller 12 prosent. Fordelt på perioden 1995 -

2000 gir dette en økning i bruttoinvesteringene på om lag 1 prosent per år i privat og offentlig tjenesteyting og på om lag 2 prosent per år for industrien.

Samlede investeringer i industrien ble fordelt på maskiner og bygninger med skjønnsmessige nøkler for maskiner som følger (bygn er resten): 15 - 30, 25 - 30, 34 og 37 - 70, 43 - 90, 45 og 50 - 10. For yrkesbygg ble 80 pst av investeringene lagt på bygninger i 63, 81, og 85. For offentlig sektor ble fordelingen av investeringer i basisåret lagt til grunn.

For offentlige sektorer er nyinvesteringer ialt eksogene. Vi forutsetter uendret fordeling på arter her, og øker dermed nyinvesteringene, JS9j for alle sivile offentlige sektorer med 14 mill. kroner per år

VEDLEGG C

Endringer i modellstrukturen

1. For å gjennomføre de makroøkonomiske beregningene har vi foretatt enkelte endringer i modellene. I dette vedlegget beskriver vi hvordan vi har implementert CO₂-avgiften i modellene, og behandlingen av kraftsektoren i MSG-beregningene.

2. Ved modellering av CO₂-avgiften har vi tatt utgangspunkt i sammenhengen mellom utslipp og økonomisk aktivitet slik denne er beskrevet i ettermodellen for utslipp til luft. Her bestemmes utslippene av gass k fra sektor j ved

$$(C1) \quad \begin{aligned} Z_{kj} &= TS_{kj}^* \cdot CS_{kj} \cdot OL42_j \\ &+ TP_{kj}^* \cdot CP_{kj} \cdot M_j \\ &+ TM_{kj}^* \cdot CM_{kj} \cdot OL41_j \end{aligned}$$

for j ∈ produksjonssektor liste j ≠ 40

$$(C2) \quad Z_{k40} = TS_{k40}^* \cdot CS_{k40} \cdot M_{40}$$

for j=40.

Utslippene fra husholdningssektoren er bestemt ved

$$(C3) \quad \begin{aligned} Z_{kc} &= TM_{kc}^* \cdot CM_{kc} \cdot OL_{41c} \\ &+ TS_{kc}^* \cdot CS_{kc} \cdot OL_{42c} \end{aligned}$$

$$(C4) \quad Z_{ka} = TS_{ka}^* \cdot CS_{ka} \cdot C$$

CS_{kj} er utslippene av gass k (fra stasjonær forbrenning) per enhet fyringsolje anvendt i sektor j. CP_{kj} er (prosess)utslippene av gass k per krone vareinnsats eksklusive energi i sektor j, og CM_{kj} er (de mobile) utslippene av gass k per enhet bensin anvendt i sektor j. TJ_{kj}^{*} (J=S, P, M) er korreksjonsfaktorer som gir modellbrukeren mulighet til å ta vare på virkningene på utslipp av teknisk endring m.m. Symbolbruken er tilsvarende for husholdningssektoren. OL42_j er forbruket av fyringsolje i sektor j målt i tonn, OL41_j er forbruket av bensin i sektor j målt i tonn og M_j er vareinnsats eksklusive energi målt i faste priser. j=c for privat konsum. CS_{ka} er utslipp av gass k fra avfallsdeponering per krone privat konsum (C).

3. I beregningene ble det lagt en avgift (TCO₂) på alle utslipp av CO₂, slik disse anslås i ettermodellen for utslipp til luft. TCO₂ måles i kr per tonn CO₂ og ble lagt inn i prisblokkene i de to modellene som følger:

$$(C5) \quad PF_j = PF_j(\) + TCO2 \cdot \{CS_{7j} \cdot TP_{7j} \cdot (OL42_j / F_j)^{\circ}\}$$

$$(C6) \quad PM_j = PM_j(\) + TCO2 \cdot \{CP_{7j} \cdot TP_{7j} + CM_{7j} \cdot TM_{7j} \cdot (OL41_j / M_j)^{\circ}\}$$

$$(C7) \quad PM_{40} = PM_{40}(\) + TCO2 \{CP_{740} \cdot TP_{740} + TS_{740} \cdot CS_{740}\}$$

$$(C8) \quad PC_{13} = PC_{13}(\) + TCO2 \{CS_{7c} \cdot TM_{7c}^* \cdot (OL42_c / C_{13})^{\circ}\} (1 + \tau_{13} \cdot TM_{42})$$

$$(C9) \quad PC_{14} = PC_{14}(\) + TCO2 \{CM_{7c} \cdot TM_{7c}^* \cdot (OL41_c / C_{14})^{\circ}\} (1 + \tau_{14,41} \cdot TM_{41}) \\ + TCO2 \{CS_{77c} \cdot TM_{7c}^* \cdot (OL42_c / C_{14})^{\circ}\} (1 + \tau_{14,42} \cdot TM_{42})$$

Koeffisientene CS_{kj} osv. har samme betydning som ovenfor, $k=7$ for gassen CO_2 . OM_j er prisindeksen for vareinnsats eksklusive energi og PF_j prisindeksen for vareinnsats av oljeprodukter (F_j) i sektor j . PC_j er prisindeksen for - og C_j forbruket av - konsumgruppe j ($j=13$ for fyringsolje, $j=14$ for utgifter til drift av egne transportmidler). Toppskriften $^{\circ}$ angir at en variabel har verdi lik verdien i basisåret. τ_{13} , $\tau_{14,41}$ og $\tau_{14,42}$ er avgiftsandelere i basisåret og TM_i , $i=41$ og 42 er variable som tar vare på endringer i avgiftssatsene over tid. $PF_j(\)$, $PM_j(\)$ og $PC_k(\)$ representerer de respektive prisligningene i basisversjonene av modellene.

4. I beregningene fram til år 2000 førte innføring av CO_2 -avgift til redusert etterspørsel etter elektrisitet for gitt pris. Det var derfor ikke nødvendig å ta hensyn til at ny (ikke-forurensende) kraft bare er tilgjengelig til stigende kostnad. I MSG-beregningene stilte dette seg anderledes. Den antatte sammenhengen mellom tilgang på ny kraft og kostnadene ved å fremskaffe denne kraften som er omtalt i avsnitt 5.1.3 ble derfor lagt inn i modellen i form av en trappefunksjon:

$$(C10) \quad LTG = a_j + b_j (X_{71} - M_{71}) \quad A_j \leq X_{71} - M_{71} < A_j + 1 \\ a_p \quad b_p \quad A_j \geq 0 \quad , \quad j = 1, \dots, 6$$

LTG er langtidsgrensekostnad for strøm referert kraftstasjonsvegg, og X_{71} er produksjonen av elektrisitet målt i faste priser. a_j , b_j og A_j er parametere som gir sammenhengen mellom kostnad og produksjon. Intervallene i ligningen er omregnet fra kWh til 1987-kroner ved hjelp av en basisårskoeffisient, som tar hensyn til at krafttapet i modellen er proporsjonal med vareinnsatsen i produksjon av elektrisitet, M_{71} .

Sammenhengen mellom utviklingen i langtidsgrensekostnad og basisprisen på elektrisitet $BH71$ er gitt ved følgende ligning:

der V er overføringstapet i faste priser, $PBNP$ er prisindeksen for bruttonasjonalproduktet, T

$$(C11) \quad BH_{71} = ((LTG + V) \cdot PBNP - T \cdot TVX_{71}) / P_{ALM}$$

er elektrisitetsavgiften i alminnelig forsyning i 1987, TVX_{71} er forholdet mellom elektrisitetsavgiften i beregningsåret og basisåret og P_{ALM} er prisen per kWh levert alminnelig forsyning i basisåret eksklusive elektrisitetsavgift. I 1987 var $P_{ALM} = 28,8$ øre og $T = 3,4$ øre. V er satt lik 11 øre (faste 1987-priser) for hele beregningsperioden.

Forholdet mellom anvendelse av faktor J og produksjon i faste priser i beregningsåret er gitt ved

$$(C12) \quad ZJ_{71} = X_{71}^{(1-\mu)/\mu} \cdot ZJ_{71}^0$$

$J = K$ (kapital), L (arbeidskraft) og F (oljeprodukter). ZJ_{71}^0 er forholdstallet i basisåret og leddet $X_{71}^{(1-\mu)/\mu}$ er ment å ta vare på det forhold at faktorbruken per produsert enhet øker med produksjonskapasiteten i elektrisitetssektoren. μ er bestemt som en (diskontinuerlig) stigende funksjon av X_{71} .

REFERANSER

Bergman L.: *"General Equilibrium Effects of Environmental Policy: An AGE-Modelling Approach"* Research paper 6415, The Economic Research Institute, Stockholm School of Economics, 1990

Brendemoen A, S. Glomsrød, M. Aaserud: *"Tallfesting av marginale miljøkostnader"* Under utgivelse fra Statistisk sentralbyrå 1991 i serien Rapporter.

Bye, B., T. Bye and L. Lorentsen: *"Studies of Industry, Environment and Energy towards 2000 (SIMEN)"* Discussion Paper no. 44 from Central Bureau of Statistics, 1989.

Bye, T.: *"Kraftintensiv industris tilpasning til høyere energipriser og miljøavgifter"*. Under utgivelse i serien Rapporter fra Statistisk sentralbyrå 1991.

Cappelen, Å.: *"MODAG, A Medium Term Macroeconomic Model of the Norwegian Economy"* i Bergman L. and Ø. Olsen (eds) Nordic Macroeconomic Models North-Holland, Amsterdam, 1992 (forthcoming). Også som Discussion Paper no. 67 fra Statistisk sentralbyrå

Centraal Planbureau (CPB): *"Economic effects of three scenarios for environmental policy in the Netherlands up to 2010"* Working Paper no. 29, 1989

Christensen, T. og E. Lindeberg: *"Forbedret energiutnyttelse på produksjonsplattformer"* Rapport 90.150, Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser og petroleumsteknologi 1990.

Conrad K. and M. Schröder: *"The control of CO₂ emissions and its economic impact: An AGE model for a German state"* Discussion Paper no. 421-90, Mannheim University, 1990.

DRI/McGraw-Hill: *"Green Europe: Economic Implications and Business Opportunities"*. 1990.

Edmonds J. and J. Reilly: *"A long-term global energy-economic model of carbon dioxide release from fossil fuel use"* Energy Economics 1983a.

Edmonds J. and J. Reilly: *"Global Energy and CO₂ to the Year 2050"* The Energy Journal vol.4, no. 3 1983b.

Edmonds J. and J. Reilly: *"The IEA/ORAU Long-Term Global Energy-CO₂ Model: Personal Computer Version A84PC"* Oak Ridge National Laboratory 1986.

ECON; *"Virkninger av klimapolitikk på olje- og gassmarkedene"* Rapport til Olje- og energidepartementet. ECON-rapport nr. 10/90.

EPA: *"Policy options for stabilizing global climate"* Draft report to Congress. U.S. Environment Protection Agency 1989.

Eriksson, O. (1990): *"Miljö och regioners utveckling"* ERU-rapport 63, Stockholm.

Fredriksen O., A. Ljones, B. Otterstad, R. Ottesen, og S. Sandbakken: *"Estimering og realisering av enøkpotesialet i boliger og yrkesbygg."* Prosjektrapport fra ENERGIDATA til Olje- og energidepartementet 1988.

Fridstrøm L., F. Ramjerdi, H. Thune-Larsen og P. C. Svae: *"Miljøavgifters virkning på samferdselen"* Utkast til TØI-rapport 1991.

Glomsrød S., H. Vennemo and T. Johnsen: *"Stabilization of emissions of CO₂: A computable general equilibrium assessment"* Discussion Paper, Central Bureau of Statistics no. 48, 1990.

Hoel M: *"Effektive internasjonale avtaler for reduksjon i utslipp av CO₂"* Sosialøkonomen nr 5 1990.

Hoeller, P., A. Dean and J. Nicolaisen: *"A Survey of Studies of the Cost of Reducing Greenhouse gas emissions"* Working Papers no. 89, Departement of Economics and Statistics, OECD 1990.

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC): *"Globale klimaendringer"* Norsk utgave ved Miljøverndepartementet. 1990.

Isachsen, J. S. A: *"En kritisk vurdering av beregningene av globale oppvarmingspotensialer"* Utredning for Klimasekretariatet, Miljøverndepartementet 1990.

Jorgenson D. W. and P. J. Wilcoxon: *"Global Change, Energy Prices and U.S: Economic Growth"* Discussion Paper no. 1511 Harvard Institute of Economic Research, 1990a.

Jorgenson D. W. and P. J. Wilcoxon: *"Reducing US Carbon Dioxide Emissions: The cost of Different Goals"*. Mimeo 1990b.

Kouvaritakis N.: *"Policy Measures and their Impact om CO₂ emissions and accumulations"* IEA 1990.

Magnussen K.A. og J. Stoltenberg: *"En dissaggregert modell for produksjon og etterspørsel etter offentlige transporttjenester"* Rapporter 91/11 fra Statistisk sentralbyrå 1991.

Manne A. S. and R. G. Richels: *"CO₂ Emission Limits: An Economic Cost Analysis for the USA"* The Energy Journal, vol. 11. no. 2. 1990a.

Manne A. S. and R. G. Richels: *"Global CO₂ Emission Reductions - the Impact of Rising Energy Costs"* The Energy Journal, 1990b.

Mintzer I. M.: *"A Matter of Degrees: The Potential for Controlling the Greenhouse Effect"* World Resource Institute 1987.

Mysen H.T.: *"Substitusjon mellom olje og elektrisitet i produksjonssektorene i en makromodell"* Rapporter 91/7 fra Statistisk sentralbyrå 1991

Nordhaus W. D.: *"Economic Approaches to Greenhouse Warming"* Paper prepared for the conference "Economic Policy Responses to Global Warming", Rome 1990.

Nordhaus W.D.: *"The Cost of Slowing Climate Change: a Survey"* The Energy Journal vol 12 no. 1 1991

Norges vassdrags- og energiverk (NVE): *"Vannkraftpotensiale, økonomiklasser 01.01.90."* VU-notat nr 22/90 1990.

Offerdal, E. K. Thonstad and H. Vennemo: *"MSG-4. A Complete Description of the System of Equations"* Rapporter 87/14 fra Statistisk sentralbyrå 1987.

Olsen, Ø. og T. Haugland: *"ECON-Energy: Et modellapparat for globale energi- og miljø-analyser"* ECON-rapport nr. 11/90.

Olsen, Ø.: *"Vekst, oljepris og energiforbruk"* Upublisert notat, ECON 1990.

Pedersen P. D. og H. Fauske: *"Enøkpotesialet i industrien"* Prosjektrapport fra NORSK ENERGI til Olje- og energidepartementet 1988.

Reilly J. M., J. A. Edmonds, R. H. Gardner and A. L. Brenkert: *"Uncertainty Analysis of the IEA/ORAU CO₂ Emission Model"* The Energy Journal vol. 8 no. 3. 1987.

Sjøtrø G.H.: *"Omsettelige kvoter for CO₂-utslipp"* Upublisert notat 1990.

Statens forurensningstilsyn: *"Tiltakskatalog for reduksjon av klimagasser i Norge: Bidrag til Den interdepartementale klimautredningen"* 1990.

Statistisk sentralbyrå (1990): *"Naturressurser og miljø 1989"* Rapporter 90/1.

Statistisk sentralbyrå (1990): *"Forbruksundersøkelsene 1986-1988"* NOS.

Svendsen, B., T. Eldegard, K.O. Tvedt og J. Steene: *"Foreløpig rapport til Næringsdepartementet om virkninger for utvalgte næringer av en endret klimapolitikk".* SAF-Bergen 1990

Sørensen, K.Ø. og J. Toresen (1990): *"REGION-2"* En modell for regionaløkonomisk analyse. Rapporter fra SSB 90/2.

Whalley, J. and R. Wigle: *"The International Incidence on Carbon Taxes"* Paper prepared for the conference "Economic Policy Responses to Global Warming", Rome 1990.

Whalley, J. and R. Wigle: *"Cutting CO₂ Emissions: The Effects of Alternative Policy Approaches"* The Energy Journal vol 12 no. 1. 1991

**Utkommet i serien Rapporter fra Statistisk sentralbyrå
etter 1. januar 1991 (RAPP)**

*Issued in the series Reports from the Central Bureau of Statistics
since 1 January 1991 (REP)*

ISSN 0332-8422

- | | | | |
|----------|--|----------|--|
| Nr. 91/1 | Naturressurser og miljø 1990 Energi, luft, fisk, skog, jordbruk, holdninger til miljøproblemer, OECDs miljøtilstandsrapport. Ressursregnskap og analyser. 1991-160s. (RAPP; 91/1) 90 kr ISBN 82-537-3024-1 | Nr. 91/9 | Totalregnskap for fiske- og fangstnæringen 1985 - 1988. 1991-71s. (RAPP; 91/9) 70 kr ISBN 82-537-3559-6 |
| - 91/1A | Natural Resources and the Environment 1990. 1991-150s. (RAPP; 91/1A) 100 kr ISBN 82-537-3558-8 | - 91/10 | Tallet på innvandrere og deres etterkommere fram mot år 2050/Per Sevaldson. 1991-74s. (RAPP; 91/10) 60 kr ISBN 82-537-3567-7 |
| - 91/2 | MODIS V En modell for makroøkonomiske analyser/Yngvar Dyvi, Herbert Kristoffersen og Nils Øyvind Mæhle 1990-218s. (RAPP; 91/2) 125 kr ISBN 82-537-3021-7 | - 91/11 | En disaggregert ettermodell for offentlig transport i MODAG/MSG. 1991-42s. (RAPP; 91/11) 70 kr ISBN 82-537-3568-5 |
| - 91/3 | Byggekostnadsindeks for boliger Vekter og representantvarer 1990/Peder Næs. 1991-70s. (RAPP; 91/3) 80 kr ISBN 82-537-3026-8 | - 91/12 | Modell for kraftsektoren. 1991-42s. (RAPP; 91/12) 70 kr ISBN 82-537-3573-1 |
| - 91/4 | Pasientstatistikk 1989. 1991-72s. (RAPP; 91/4) 80 kr ISBN 82-537-3012-8 | - 91/13 | Effektivisering av kraftmarkedet/Torstein Bye og Tor Arnt Johnsen. 1991-39s. (RAPP; 91/13) 70 kr ISBN 82-537-3575-8 |
| - 91/5 | Personellstatistikk Helsevesen og sosiale tjenester/Even Flaatten. 1991-71s. (RAPP; 91/5) 80 kr ISBN 82-537-3048-9 | - 91/14 | Skatter og overføringer til private Historisk oversikt over satser mv. Årene 1975-1991. 1991-69s. (RAPP; 91/14) 80 kr ISBN 82-537-3576-6 |
| - 91/6 | Virkninger av inntektsreguleringslovene 1988-90/Torbjørn Eika og Per Richard Johansen. 1991-50s. (RAPP; 91/6) 80 kr ISBN 82-537-3053-5 | - 91/15 | Prisnivå på Svalbard 1990. 1991-75s. (RAPP; 91/15) 60 kr ISBN 82-537-3556-1 |
| - 91/7 | Substitusjon mellom olje og elektrisitet i produksjonssektorene i en makromodell/Hans Terje Mysen. 1991-43s. (RAPP; 91/7) 80 kr ISBN 82-537-3054-3 | - 91/16 | Husholdningenes sparing Begrepsavklaring, dataproblemer og analyse/Knut Moum (red.) 1991-92s. (RAPP; 91/16) 80 kr ISBN 82-537-3585-5 |
| - 91/8 | Konsumprisindeksen. 1991-82s. (RAPP; 91/8) 80 kr ISBN 82-537-3072-1 | - 91/17 | Aktuelle skattetal 1991. 1991-46s. (RAPP; 91/17) 70 kr ISBN 82-537-3596-0 |

Pris kr 90,00

Publikasjonen utgis i kommisjon hos
Universitetsforlaget, Oslo, og er til salgs hos alle bokhandlere.



9 788253 736471

ISBN 82-537-3647-9
ISSN 0332-8422