Rapport
3/2000

Norge i et liberalisert europeisk energimarked

Finn Roar Aune
Rolf Golombek
Knut Einar Rosendahl
Sverre A.C. Kittelsen

Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning
Ragnar Frisch Centre for Economic Research

Rapport 3/2000

Norge i et liberalisert europeisk energimarked

Finn Roar Aune
Rolf Golombek
Knut Einar Rosendahl
Sverre A.C. Kittelsen

Sammendrag: Vi studerer virkninger på kort sikt av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Europa. Analysen er basert på en statisk anvendt generell likevektsmodell som gir en helhetlig og konsistent behandling av energimarkedene i Europa. Modellen tar vare på de strukturelle trekkene ved produksjon, transport og konsum av gass og elektrisitet i Europa, samt den nye konkurransesituasjonen som følger fra liberaliseringen. Vi finner at liberaliseringen leder til et kraftig prisfall på elektrisitet. Prisfallet reflekterer økt konkurranse, samt at ledig kapasitet i kraftsektoren brukes til å øke produksjonen av elektrisitet. Sammenliknet med de faktiske observasjonene i 1996 (modellens basisår) halveres prisene for sluttforbrukerne. Videre leder liberaliseringen til at også prisen på gass faller. Prisfallet reflekterer dels økt konkurranse og dels at en lavere kraftpris reduserer etterspørselen etter gass. Prisreduksjonen (regnet i prosent) er imidlertid ikke like stor som for elektrisitet. Modellen benyttes også til å studere virkninger av økt utvinning av gass i Norge (0.88 mtoe) når gassen enten benyttes til økt gasskraftproduksjon i Norge (6 TWh), eller eksporteres direkte. Vår hovedkonklusjon er at

(i) Samlede CO2-utslipp faller i Vest-Europa
(ii) Reduksjonen blir størst hvis gassen brennes til gasskraft i Norge.

Nøkkelord: Energimarkeder, liberalisering, gasskraft

Kontakt: rolf.golombek@frisch.uio.no, www.frisch.uio.no, tlf 22 95 88 12

Rapport fra prosjektet "Integrerte energimarkeder" (3105), finansiert av Olje- og energidepartementet

ISBN 82-7988-013-5
ISSN 1501-9721

Sammendrag
Vi studerer virkninger på kort sikt av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Europa. Analysen er basert på en statisk anvendt generell likevektsmodell som gir en helhetlig og konsistent behandling av energimarkedene i Europa. Modellen tar vare på de strukturelle trekkene ved produksjon, transport og konsum av gass og elektrisitet i Europa, samt den nye konkurransesituasjonen som følger fra liberaliseringen. Modellen, som omfatter 13 europeiske land (inkludert Norge), fastlegger alle energipriser og –kvanta i samspillet mellom etterspørselen etter, og tilbudet av, energivarer.

Modellen benyttes også til å studere virkninger av økt norsk utvinning av gass når gassen kan benyttes enten til økt gasskraftproduksjon i Norge (6 TWh), eller eksporteres direkte. Økt gassutvinning i Norge finner sted *etter* at energimarkedene i Europa er liberalisert. De viktigste konklusjonene er som følger:

1. Liberalisering leder til et kraftig prisfall på elektrisitet. Prisfallet reflekterer økt konkurranse, samt at ledig kapasitet i kraftsektoren brukes til å øke produksjonen av elektrisitet. Sammenliknet med de faktiske observasjonene i 1996 (modellens basisår) halveres prisene for sluttforbrukerne. Gjennomsnittlig produsentpris i Europa (på årsbasis) er 21,4 øre/kWh, mens produsentprisen i Norge er 19 øre/kWh.

2. Prisen på kraft varierer både over døgnet (dag/natt) og over året (sommer/vinter). For modell-landene er forskjellen mellom høyeste gjennomsnittlige produsentpris (vinterdag) og laveste gjennomsnittlige produsentpris (sommernatt) 7,8 øre. I Norge er forskjellen 3,5 øre.

3. Lavere kraftpris innebærer økt konsum og produksjon av kraft. Sammenliknet med 1996 øker produksjonen med ca. 15 prosent. Produksjonsøkningen er spesielt stor for kullkraft. Økningen i gasskraft er mer beskjeden, mens oljekraftproduksjonen faller. Etter liberaliseringen er kullkraft den største teknologien, mens atomkraft er den nest største teknologien (før liberaliseringen er rekkefølgen motsatt).

4. Økt kraftproduksjon i modell-landene, kombinert med økt markedsandel til kullkraft, leder til at utslippene av CO2 stiger med 8 prosent.

5. Etter liberaliseringen eksporterer Norge kraft til Finland (hele året), til Danmark (om dagen) og til Sverige (på sommerdag og om natten). Norge importerer kraft fra Danmark om natten. Importen avleirer seg dels som økt kraftkonsum i Norge, mens resten videreeksporteres til Sverige. Samlet eksportoverskudd for Norge er 0,3 TWh (på årsbasis).

6. Liberaliseringen leder også til prisfall på gass. Prisfallet reflekterer dels økt konkurranse og dels at en lavere kraftpris reduserer etterspørselen etter gass. Prisreduksjonen (regnet i prosent) er imidlertid ikke like stor som for elektrisitet. Produsentprisen i Nordsjøen er 45 øre/Sm^3.

7. Økt gasskraftproduksjon i Norge (6 TWh) leder til lavere kraftproduksjon i de andre modell-landene. Samlet netto økning i kraftproduksjonen i alle modell-landene er 1,8 TWh. Den moderate økningen avspeiler bl.a. relativt uelastisk etterspørsel etter kraft (på kort sikt).

8. Økt gasskraftproduksjon i Norge leder til redusert gasskraftproduksjon i noen land, men økt gasskraftproduksjon i andre land. Nettoøkningen i gasskraftproduksjonen er noe mindre enn 6 TWh. Økt gasskraftproduksjon fortrenger kullkraftproduksjon, samt leder til en mindre nedgang i oljekraftproduksjonen.

9. Økt gasskraftproduksjon i Norge gir reduserte totalutslipp av CO2 i modell-landene. Lavere produksjon av kullkraft, oljekraft og gasskraft (utenfor Norge) mer enn oppveier de økte utslippene i Norge som følger fra forbrenning av gass til gasskraft (2 mtonn CO2). Samlede utslipp i modell-landene faller med 1,2 mtonn CO2.

10. Reduksjonen i totalutslippene er stor i forhold til den initiale økningen i utslippene. På den annen side er en reduksjon på 1,2 mtonn CO2 av rent symbolsk interesse (utgjør ca. 1/3 promille av totalutslippene i modell-landene).

11. Også direkte eksport av gass gir reduserte utslipp av CO2 i modell-landene. Reduksjonen er imidlertid svakere enn når gassen brennes til gasskraft (0,2 mtonn CO2 versus 1,2 mtonn CO2). Forskjellen avspeiler dels at med direkte eksport av gass anvendes noe av gassen hos sluttforbrukerne (husholdninger og industri). Økt forbruk av gass (og dermed lavere gasspris) bidrar til å redusere forbruket av kull og olje i disse sektorene, men substitusjonen bort fra kull er mye svakere enn i kraftsektoren. For det andre øker gasskraftproduksjonen i andre land enn i Norge når gassen eksporteres direkte. Den økte gasskraftproduksjonen fortrenger noe kullkraft, men fortrengningseffekten er sterkere ved gasskraftproduksjon i Norge (da fortrenges mye kullkraft i Norden).

12. Vi har studert virkninger av å utvinne mer gass også under andre initialtilstander; (i) alle utslipp av CO2 beskattes i modell-landene, (ii) nye transmisjonslinjer for krafteksport fra Norge og (iii) tørrår i Norge. I alle disse tre tilfellene holder hovedkonklusjonene ovenfor: Samlede CO2-utslipp faller i modell-landene, men reduksjonen blir størst hvis gassen brennes til gasskraft i Norge.

13. Det er samfunnsøkonomisk lønnsomt med økt eksport av gass fra Norge. Derimot er den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å bygge gasskraftverk omtrent null (på kort sikt).

14. Våre resultater tilsier at selv små endringer i bakenforliggende forhold, f.eks. skifte i kraftverkenes effektiviteter og skatt på CO2-utslipp, kan få relativt store utslag på utslippsendringene som følger i kjølvannet av økt utvinning av gass i Norge. Når en i tillegg tar hensyn til at vi – i likhet med mange andre - har begrenset informasjon om de bakenforliggende forholdene, samt at allmenn kunnskap om hvordan disse forholdene vil utvikle seg over tid er tynn, bør våre resultater vurderes som usikre. Dette tilsier at resultatene bør benyttes med varsomhet.

1 Innledning

I løpet av de siste 15 årene har det vært en tiltagende tendens til liberalisering av de nasjonale gass- og kraftmarkedene i Europa. Prosessen har vært gjennomført både på nasjonalt nivå, spesielt i Storbritannia og Tyskland, og på europeisk nivå. EU kommisjonen har i flere år arbeidet for å styrke konkurransen i alle ledd i gass- og kraftmarkedene slik at regulerte nasjonale markeder blir erstattet av effektive europeiske markeder. Et viktig steg i liberaliseringsprosessen var EUs vedtak i 1998 om å etablere et indre marked for gass, se f.eks. Thackeray (1999). Medlemslandene, som er forpliktet til å innarbeide vedtaket (gassdirektivet) i sine nasjonale lover innen sommeren 2000, skal bl.a. sørge for en omfattende innfasing av tredjepartsadgang til gasstransport og -distribusjon. Grunnideene bak gassdirektivet svarer langt på vei til det tidligere vedtatte kraftdirektivet, som legger opp til omfattende åpning av de nasjonale kraftmarkedene, se f.eks. IEA (2000).

Ingen kan med sikkerhet predikere om, og i tilfelle når, den pågående liberaliseringsprosessen vil lede til effektive energimarkeder i Europa. Det er mulig at prosessen stopper opp, og til og med at pendelen begynner å slå andre veien (mer regulering). Men det er også mulig at EU klarer å etablere effektive markeder for gass og kraft i Europa. I det følgende skal vi ta utgangspunkt i at EU lykkes. Vårt siktemål er å benytte økonomisk teori til å analysere virkninger av en omfattende liberalisering av gass- og kraftmarkedene i Europa. Analysen gjennomføres innenfor en empirisk modell som tar vare på de strukturelle trekkene ved produksjon, transport og konsum av gass og elektrisitet i Europa, samt den nye konkurransesituasjonen som følger fra liberaliseringen. Modellen gir en helhetlig og konsistent behandling av energimarkedene i Europa, samt verdensmarkedene for olje og kull, *etter* at en omfattende liberalisering er sluttført i Europa. I modellen fastlegges alle energipriser og –kvanta i samspillet mellom etterspørselen etter, og tilbudet av, energivarer (generell likevekt). Etterspørselen avspeiler sluttbrukernes betalingsvillighet for energivarene, mens tilbudet avspeiler kostnadene knyttet til produksjon og transport av energi. Modellen, som omfatter 13 europeiske land inklusive Norge, tar bl.a. hensyn til

- internasjonal handel med energi (olje, kull, gass og elektrisitet)
- tredjepartsadgang til transmisjon av gass og kraft
- bruk av fossile brensler til produksjon av kraft
- konkurransen mellom olje, kull, gass og kraft i sluttforbruket av energi.

Som angitt ovenfor bestemmer den empiriske modellen alle energipriser og -kvanta etter at en omfattende liberalisering er sluttført i Europa. Modellen søker å besvare spørsmål som:

- Hva blir prisen på gass for produsenter og konsumenter i ulike land? Hva blir produsentprisen for gass i Nordsjøen?
- Hva blir konsumet av gass i hvert land? Hvordan endres fordelingen av gasskonsumet mellom ulike brukergrupper?
- Hva blir prisen på elektrisitet? I hvilken grad vil kraftprisen variere over døgnet og året? Blir prisvariasjonen den samme i alle land?
- Hvor mye kraft blir konsumert i ulike land? Hvordan endres sammensetningen av kraftproduksjonen?
- Hva blir utslippet av CO2?
- Hvilke internasjonale transmisjonsledninger for gass og kraft blir fullt utnyttet?
- I hvilken grad påvirker liberaliseringen av gass- og kraftmarkedene i Europa de internasjonale prisene på olje og kull?

Disse spørsmålene blir først analysert innenfor et basis scenario. Deretter drøfter vi resultatenes robusthet ved å studere alternative scenarioer som avviker fra basis scenario langs en eller flere dimensjoner.

Modellen blir også anvendt til å analysere spørsmål som f.eks.:

- Vil økt eksport av norsk gasskraft redusere de samlede utslippene av CO2 i Europa? Hva om gassen alternativt eksporteres direkte?
- Hvordan påvirkes energimarkedene av beskatning av CO2-utslipp?

- Hvordan påvirkes energimarkedene av økt internasjonal transmisjonskapasitet, f.eks. at det legges en kraftledning mellom Norge og Tyskland?
- Er økt norsk eksport av gasskraft eller gass samfunnsøkonomisk lønnsomt (for Norge)?

Resten av dette notatet er disponert som følger. I kapitel 2 gjør vi rede for den statiske empiriske generelle likevektsmodellen som alle analysene er tuftet på. Virkninger på kort sikt av en omfattende liberalisering av energimarkedene i Europa er presentert i kapittel 3. I de neste kapitlene drøfter vi virkninger, spesielt på utslippet av CO2, av at Norge utvinner mer gass når energimarkedene i Europa allerede er liberalisert. Vi ser på to tilfeller: (i) gassen brukes til gasskraftproduksjon i Norge, og (ii) gassen eksporteres direkte. I kapittel 4 er initialtilstanden (før økt gassutvinning finner sted) som beskrevet i kapittel 3. I kapittel 5 er initialtilstanden et liberalisert energimarked i Europa der alle brukere av fossile brensler betaler CO2 avgift (125 kr pr. tonn CO2). Initialtilstanden i de neste kapitlene avviker fra initialtilstanden i kapittel 4 ved at det enten fins to nye transmisjonsledninger for krafteksport fra Norge (kapittel 6), eller at det er tørrår i Norge (kapittel 7). I kapittel 8 drøfter vi om økt utvinning av gass, og produksjon av gasskraft i Norge, er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

2 En empirisk modell for energimarkedene i Europa

Vi studerer virkninger av en omfattende liberalisering av energimarkedene i Europa innenfor en statisk empirisk generell likevektsmodell (LIBEMOD). I modellen er markedene effektive ved at det hersker fullkommen konkurranse etter at en omfattende liberalisering har funnet sted. Videre er markedene integrerte ved at det kan handles med energivarer både mellom brukere i samme land, og mellom brukere i forskjellige land. Kombinasjonen av effektive og integrerte gass- og kraftmarkeder sikrer at alle arbitrasjegevinster er uttømt: det ikke er mulig å tjene penger ved å kjøpe gass eller kraft i ett marked, transportere varen til et annet marked, og så selge varen. Følgelig er modellens løsning (likevekt) kjennetegnet ved at alle prisforskjeller mellom sluttbrukerne utelukkende avspeiler kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller. I den forstand fins det ett marked for gass i Europa, og ett marked for kraft i Europa.

Viktige trekk ved modellen er som følger:

- Modellen fokuserer på konkurransesituasjonen mellom alle energivarer; olje, kull, gass og kraft. Modellen fastlegger prisene på alle energivarene, samt bestemmer konsum, produksjon og handel med energivarer på nasjonalt nivå i Europa.
- Etterspørselen etter energi er disaggregert. Modellen omfatter 13 europeiske land, inkludert Norge. I hvert land etterspør tre sektorer olje, kull, gass og kraft. Mens det er årsetterspørsel etter fossile brensler, rommer modellen fire periodemarkeder for kraft (sommer/vinter, dag/natt).
- I hvert land fins det en rekke teknologier for produksjon av kraft. Hovedkategoriene er i) gasskraft, ii) oljekraft, iii) kullkraft, iv) pumpekraft, v) magasinkraft, vi) atomkraft, vii) søppelkraft og viii) fornybare energikilder. Innen hver kategori fins det mange kraftverk, men disse har forskjellig effektivitet.
- Alle energivarer handles internasjonalt. Handelen med gass og kraft skjer gjennom transmisjonsledninger.
- Kapasitetene i alle internasjonale transmisjonsledninger er gitt. Dessuten har alle kraftverk en gitt produksjonskapasitet.

Nedenfor følger en mer detaljert beskrivelse av modellen:

1. *Markedsstruktur*. Fullkommen konkurranse i omsetningen av alle energivarer.

2. *Region*. Modellen omfatter 13 europeiske land; Belgia, Danmark, Finland, Frankrike, Italia, Nederland, Norge, Spania, Storbritannia, Sveits, Sverige, Tyskland og Østerrike. Dessuten spesifiserer modellen andre land, bl.a. Algerie og Russland, som er nettoeksportører av energivarer.

3. *Energivarer.* Modellen opererer med fire varer; olje, kull, gass og kraft.

4. *Energimarkeder.* Olje omsettes i et verdensmarked, og kull omsettes i et verdensmarked. Gass og kraft omsettes i hvert sitt integrerte europeiske marked.

5. *Perioder.* Alle fossile brensler omsettes i årsmarkeder. Variasjoner i etterspørselen over året utjevnes ved lagerjusteringer. Siden elektrisitet ikke kan lagres, må etterspørselsendringer momentant matches med produksjonsendringer. Modellen opererer derfor med fire periodemarkeder for kraft: sommerdag, sommernatt, vinterdag og vinternatt.

6. *Etterspørsel etter energi.* Modellen opererer med tre etterspørselsgrupper: ”husholdninger”, ”industri” og kraftproduksjon. Sektoren ”husholdninger” omfatter primært husholdninger og tjenesteyting, mens ”industri” rommer alle sektorer bortsett fra ”husholdninger” og kraftproduksjon. Sektorene husholdninger og industri etterspør alle de fire energivarene. I hvert land, og for hver energivare, har både husholdninger og industri fallende etterspørselsfunksjoner. Disse er kalibrert ved å ta utgangspunkt i observerte markedspunkter i modellens basisår (1996), samt etterspørselselastisiteter. Strukturelle forskjeller i etterspørselen er tatt hensyn til ved at etterspørselselastisitetene varierer mellom land, energivarer og sluttbrukere. Etterspørselen etter en vare, f.eks. gass, avhenger av prisen på denne varen, men også av prisen på alle andre energivarer.

Fossile brensler blir også etterspurt av varmekraftprodusentene, f.eks. etterspør gasskraftprodusentene gass. Hvert kraftverk har en gitt (konstant) effektivitet som angir hvor mye energi (f.eks. gass) som trengs for å produsere 1 kWh. Hvis det er lønnsomt å produsere kraft, utnytter et kraftverk hele sin gitte kapasitet. Etterspørselen etter gass fra alle gasskraftverkene er derfor høyere jo lavere prisen på gass er, og jo høyere prisen på kraft er.

Landene utenfor regionen er representert ved aggregerte fallende etterspørselsfunksjoner etter olje og kull.[1]

7. *Tilbud av fossile brensler*. Hvert modell-land utvinner en gitt mengde av hvert fossile brensel. Denne mengden er lik observert utvinning i modellens basisår (1996).

   Landene utenfor regionen er representert ved stigende aggregerte tilbudsfunksjoner for olje og kull. Endelig har enkelte land, primært Algerie og Russland, et gitt mengde gass som tilbys i det europeiske gassmarkedet. Mengdene er satt lik observert nettoeksport til Europa i modellens basisår.

8. *Tilbud av kraft*. Hvert modell-land har tilgang til en rekke teknologier for fremstilling av kraft. Hovedkategoriene er i) gasskraft, ii) oljekraft, iii) kullkraft, iv) pumpekraft, v) magasinkraft, vi) atomkraft, vii) søppelkraft og viii) fornybare energikilder (alle hovedkategoriene fins ikke i alle land). Innen hver kategori fins det mange kraftverk, men disse har forskjellig effektivitet.

   Alle kraftverk må ta ned anlegget i deler av året, bl.a. p.g.a. vedlikehold og utbedringer. Maksimal driftstid er derfor lavere enn kraftverkenes rapporterte kapasitet. For varmekraftprodusenter har vi antatt at maksimal driftstid kan være inntil 90 prosent av rapportert kapasitet.

   For atomkraft har vi som en tommelfingerregel satt maksimal driftstid lik observert driftstid i basisåret. Unntaket fra denne regelen er Frankrike, som har

[1] Vi ser bort fra (de regionale) gass- og kraftmarkedene utenfor Europa.

mye lavere *observert* driftstid enn de øvrige landene. Dette skyldes trolig at atomkraftkapasiteten i Frankrike er større enn kraftetterspørselen i lavlastperioder (produksjonen er til tider begrenset av økonomiske forhold). Vi har derfor antatt at maksimal driftstid for atomkraft i Frankrike er på nivå med den observerte gjennomsnittlige driftstiden for atomkraft i resten av Europa.

Kraftverk som benytter fossile brensler, samt atomkraftverk, har tre typer kostnader; i) løpende driftskostnader, ii) start-stopp kostnader og iii) vedlikeholdskostnader. De løpende driftskostnadene er primært brenselkostnader, og er regnet som øre/kWh. Hvis et kraftverk produserer bare deler av døgnet, f.eks. produksjon bare om dagen, må verket tas ned om natten og fyres opp igjen om dagen. Sammenliknet med drift hele døgnet påløper det en start-stopp kostnad som primært avspeiler at en del energi benyttes til å fyre opp verket. Strømproduksjonen fra denne energimengden er mindre enn ved ordinær drift. Denne ekstrakostnaden påvirker beslutningen til produsenten. *Hvis* verket produserer på dagtid, øker kostnaden hvis verket velger å ikke produsere om natten. Hvis derimot verket ikke produserer på dagtid, blir kostnaden ved å produsere om natten ekstra stor som følge av at start-stopp kostnaden kommer i tillegg til ordinære driftskostnader. Start-stopp kostnader drar derfor i retning av at verk produserer jevnt over døgnet. Jevnere produksjon av døgnet, kombinert med høyere etterspørsel om dagen enn om natten, bidrar til større prisforskjeller mellom dag og natt (enn uten start-stopp kostnader).

Alle kraftverk må utføre vedlikeholdsarbeid og utbedringer (se ovenfor). Noen vedlikeholdskostnader avhenger av at verket er i drift (driftsbetingede vedlikeholdskostnader), andre ikke. I vår modell må alle verk som er i drift oppnå et ikke-negativt dekningsbidrag, dvs. over året skal samlede driftsinntekter dekke summen av (de løpende) driftskostnadene, start-stopp kostnadene og driftsbetingede vedlikeholdskostnader. De driftsbetingde vedlikeholdskostnadene er en fast kostnad (kr/år), og påvirker derfor utelukkende hvorvidt *et verk* vil produsere eller ikke. Gitt at det er optimalt for et verk å produsere elektrisitet, påvirker derfor ikke denne kostnadskomponenten kraftproduksjonen i hver tidsperiode. Hvis derimot et verk initialt ikke produserer i noen perioder, men verket begynner å produsere i én periode, blir marginalkostnaden i driftsperioden

lik summen av ordinære driftskostnader, start-stopp kostnaden og vedlikeholdskostnaden.

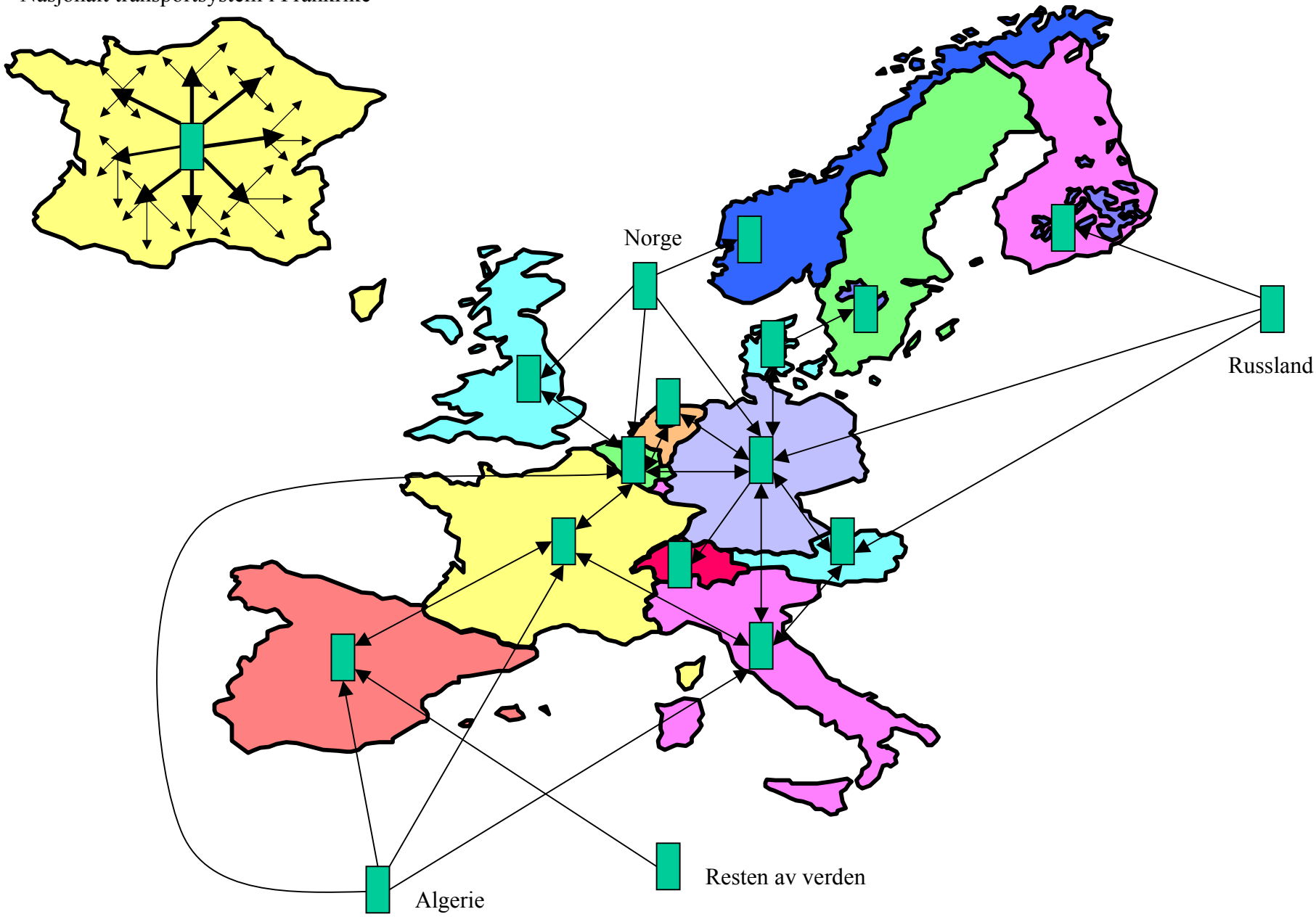
Modellen spesifiserer to vannkraftteknologier: pumpekraft og magasinkraft. Pumpekraftprodusenter kjøper kraft når prisen er lav (typisk om natten). Kraften brukes til å pumpe opp vann, som sendes ned til kraftverket når prisen på kraft er høy (typisk om dagen). Aktiviteten er lønnsom hvis variasjonen i kraftprisen over døgnet er tilstrekkelig stor. Magasinkraftprodusenter samler vann i magasiner, og slipper vannet ned til kraftverket. Siden tilsiget av vann (fra nedbør og snøsmelting) varierer en del over tid, er modellens tall for tilsig basert på gjennomsnittsbetraktninger over flere år (ikke observert tilsig i modellens basisår). Produksjonen av magasinkraft (i alle land) er derfor lik "normalårsproduksjonen", og er derfor ikke lik faktisk produksjon i 1996.

Enkelte land utenfor regionen har en gitt nettoeksport av kraft til det europeiske kraftmarkedet. For hvert land er årlig nettoeksport satt lik observert nettoeksport i modellens basisår. Med bakgrunn i tilgjengelig statistikk er årstallene fordelt på perioder.

9. *Handel*. Alle energivarer handles internasjonalt. Transport av gass og kraft fra produsent til sluttbruker foregår på tre nivåer: internasjonal transport, nasjonal transport og distribusjon.

   Vi tenker oss at det i hvert modell-land fins en sentralt plassert markedsnode, se figur 1. Med unntak av norsk utvinning av gass antar vi at gassutvinningen og kraftproduksjonen i modell-landene foregår i disse markedsnodene. I likhet med gass- og krafteksportører fra 3. land er gassutvinningen i Norge representert ved en egen produksjonsnode. Internasjonal transport av gass og kraft skjer gjennom ledninger som enten forbinder en produksjonsnode med en markedsnode, eller forbinder to markedsnoder. Hver ledning mellom nodepar er karakterisert ved en gitt kapasitet.

Figur 1 Gasstransport i Europa



Vi antar at det eksisterer perfekt tredjepartsadgang til det internasjonale transmisjonsnettet. Gjennom kjøp av rørtjenester kan alle få fraktet gass (eller kraft) mellom noder. Prisen på internasjonale transporttjenester består av to komponenter. For det første en fast komponent (f.eks. fastsatt av EU), som skal avspeile den totale gjennomsnittskostnaden ved å legge ledningen, inkludert normalforrentning av investert kapital, se Thackeray (1999). For det andre en variabel komponent (skyggeprisen på kapasitetsskranken) som skal sikre at etterspørselen etter en transporttjeneste ikke overstiger kapasiteten. I likevekt kan den variable komponenten (skyggeprisen) være null for en rekke transportstrekninger.

Foruten internasjonal transport blir gass og kraft transportert og distribuert i hvert enkelt land. Energien transporteres fra landets markedsnode til lokale distribusjonsverk. Sektoren husholdninger mottar gass og kraft fra lokale distribusjonsverk. Som en forenkling tenker vi oss at sektorene industri og gasskraftverk er direkte koblet til det nasjonale transportsystemet. Mens den nasjonale transportkostnaden er lik mellom alle sektorer, varierer distribusjonskostnaden betydelig mellom husholdninger og industri (samt gasskraftverk). Prisen på nasjonal transport og distribusjon er fast (f.eks. fastsatt av EU), og skal avspeile den totale gjennomsnittskostnaden, inkludert normalforrentning av investert kapital, ved å tilby tjenesten. I motsetning til internasjonal transport ser vi bort fra kapasitetsproblemer ved nasjonal transport og distribusjon.

10. *Markedslikevekt*. I hvert energimarked er tilbudet lik etterspørselen. For olje og kull gjelder denne likheten på verdensmarkedet, mens den gjelder for gass i det europeiske markedet. I hver periode er tilbud lik etterspørsel i det europeiske kraftmarkedet.

Fra forutsetningene om gitt utvinning av gass i modell-landene og gitt nettoeksport av gass til Europa, følger det at samlet konsum av gass i modell-landene er lik samlet konsum i basisåret. Modellen bestemmer imidlertid prisen på gass, og hvor mye gass som anvendes i ulike sektorer (husholdninger, industri og gasskraftproduksjon) i hvert modell-land.

For hver vare avspeiler prisforskjellene mellom sluttbrukerne utelukkende kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller. Tilsvarende avspeiler forskjellene mellom produsentprisene utelukkende kostnadene knyttet til transport (inkludert skyggeprisene på transportkapasitetene) mellom nodene.

11. *Kapasiteter*. I modellen er kapasitetene for de internasjonale transmisjonsledningene gitte. Også kapasitetene i kraftverkene er gitte. Alle kapasitetene er lik de faktiske verdiene i modellens basisår. Modellen finner markedslikevekten, gitt disse kapasitetene (korttidsmodell).

12. *Basisår*. Modellen har 1996 som basisår. Modellen søker derfor å besvare det *hypotetiske* spørsmålet: Hva ville priser og kvanta vært i det europeiske gass- og kraftmarkedet i 1996 hvis det hadde blitt gjennomført en omfattende liberalisering (tidlig) i 1996? Resultatene fra våre analyser kan ikke uten videre benyttes til å avgjøre effekter av en hypotetisk liberalisering i f.eks. 2000. Men siden liberaliseringen av energimarkedene neppe er kommet vesentlig lenger i (begynnelsen av) 2000 enn den var i 1996, og det er fremdeles betydelig overkapasitet i kraft- og transmisjonssektorene i Europa, vil vi trolig få *samme type effekter* av en liberalisering i 2000 som de modellen predikerer for basisåret 1996.

Generelt påvirkes *alle* variable som er bestemt av modellen (endogene variable) av skifte i variable som ikke er bestemt av modellen (eksogene variable). Hvis f.eks. eksporten av russisk gass til Tyskland øker, vil gasskonsumet i Tyskland øke, og prisen på gass i Tyskland presses ned. Lavere gasspris gir insentiv til å eksportere en del av gassen til andre land. Dermed endres også konsumet og prisen på gass i alle andre land. Siden gass konkurrerer med de andre fossile brenslene i sluttforbruket av energi, vil lavere pris på gass redusere etterspørselen etter både olje og kull. Prisen på verdensmarkedene vil derfor falle (marginalt). Lavere gasspris styrker lønnsomheten til gasskraftprodusentene, men konkurransefordelen blir noe svekket av at også lønnsomheten til olje- og kullkraftprodusenter bedres (p.g.a. fallende priser på verdensmarkedet). Kostnadsreduksjonene i kraftsektoren innebærer økt kraftproduksjon og lavere pris på kraft i alle land, dessuten endres sammensetningen

av kraftproduksjonen. Lavere kraftpris påvirker konkurranseforholdet mellom kraft og fossile brensler i sluttforbruket av energi. Dermed faller etterspørselen etter olje, kull og gass, osv. Den generelle likevektsmodellen regner ut den nye markedsløsningen når *alle* reperkusjoner er tatt hensyn til. I den nye likevekten vil fremdeles – for hver energivare - prisforskjellene mellom sluttbrukerne utelukkende avspeile kostnadsforskjeller ved transport og skatteforskjeller.

3 Basis scenarioet

I dette kapittelet skal vi rapportere resultater fra den empiriske modellen. Med utgangspunkt i etterspørselsfunksjonene, produksjonsforholdene, transmisjonsnettverkene og kapasitetene i basisåret finner vi markedsløsningen etter at gass- og kraftmarkedene i Europa er liberalisert (scenario 1). I de neste avsnittene skal vi studere hvordan markedsløsningen endres når en eller flere av de bakenforliggende forholdene skifter, f.eks. produksjonskapasiteten for gasskraft i Norge.

3.1 Kraftpriser

Deregulering av kraftmarkedet leder til et kraftig prisfall på elektrisitet (sammenliknet med basisåret 1996). Prisfallet reflekterer dels økt konkurranse innen hvert land, dels at alle arbitrasjegevinster ved handel med kraft er uttømt, og dels at deler av den ledige produksjonskapasiteten blir brukt til å øke kraftproduksjonen. *Sluttbrukerprisen* for kraft (veid over alle modell-land, sluttbrukere og perioder) er 36,9 øre/kWh, dvs. 52 % lavere enn i 1996. Reduksjonen er noe større for husholdninger (55 %) enn for industri (44 %). Prisreduksjonen varierer mellom land, og spenner fra 6 % til 67 %.

Produsentprisen for kraft (veid over alle modell-land og perioder) er 21,4 øre/kWh, se appendiks A. De landspesifikke produsentprisene løper fra 19 til 27 øre/kWh.[2] I Norge er produsentprisen 19 øre/kWh, som er litt lavere (6 prosent) enn observert pris i 1996. Det er imidlertid viktig å understreke at mens prisen i 1996 reflekterer et tørrår i Norge, har vi i modellen antatt at nivået på magasinkraftproduksjonen (i alle land) svarer til et år med "normalt" tilsig av vann, jf. kapittel 2. Hvis 1996 hadde vært et normalår, ville prisen (i 1996) vært lavere, og trolig lavere enn 19 øre/kWh.[3]

[2] Produsentprisene er: Belgia (24 øre/kWh), Danmark (19 øre/kWh), Finland (21 øre/kWh), Frankrike (18 øre/kWh), Italia (27 øre/kWh), Nederland (20 øre/kWh), Norge (19 øre/kWh), Spania (25 øre/kWh), Storbritannia (20 øre/kWh), Sveits (24 øre/kWh), Sverige (20 øre/kWh), Tyskland (23 øre/kWh) og Østerrike (25 øre/kWh).

[3] I de to "normalårene" 1994 og 1997 var spotprisen på Nordpool h.h.v. 18,3 øre/kWh og 13,5 øre/kWh, mens spotprisen var 25,4 øre/kWh i tørråret 1996.

Produsentprisene, og dermed sluttbrukerprisene, varierer over året (sommer vs. vinter, dag vs. natt). Prisvariasjonene avspeiler dels at etterspørselen etter kraft varierer over året, dels at (den totale) marginalkostnaden for kraftproduksjon stiger ved økt elektrisitetsproduksjon, og dels at start-stopp kostnaden bidrar til økte prisforskjeller mellom dag og natt, jf. kapittel 2. Produsentprisen (veid over alle modell-land og sektorer) er høyest på vinterdag (24,9 øre/kWh), nest høyst på sommerdag (23,7 øre/kWh), nest lavest på vinternatt (17,7 øre/kWh) og lavest på sommernatt (17,1 øre/kWh). For enkelte land (Norge og Sverige) er prisen på sommerdag, sommernatt og vinternatt den samme, mens prisen på vinterdag er noe høyere (ca. 3,5 øre/kWh).[4] For de øvrige landene varierer prisene mellom alle tidsperiodene. På det meste er forskjellen mellom høyeste og laveste produsentpris ca. 10 øre/kWh (Italia, Nederland og Storbritannia).

3.2 Gasspriser

Deregulering av energimarkedene leder også til at gassprisene faller, men ikke (prosentvis) like mye som kraftprisene. Mekanismene bak prisfallet i gassmarkedet er noe annerledes enn i kraftmarkedet. Siden samlet tilgang av gass er gitt, jf. kapittel 2, leder konkurransen til en omfordeling av gasskonsumet. Husholdningssektoren, som tradisjonelt har betalt langt mer enn det kostnadene ved leveranser skulle tilsi, får tilgang til billigere gass. Prisen mellom brukergruppene (korrigert for kostnadsforskjeller) utjevnes, og gasskonsumet øker i husholdningssektoren (med 1-2 prosentpoeng). Den gjennomsnittlige produsentprisen på gass faller fordi prisdiskrimineringen har opphørt. Dessuten forsterkes gassprisreduksjonen av at prisen på *kraft* har falt (skifte i etterspørselskurvene). Sluttbrukerne substituerer seg fra gass mot kraft, mens etterspørselen etter gass i kraftsektoren faller pga. svekket lønnsomhet (lavere kraftpris).[5]

Brukerprisen på gass (veid over modell-land og sektorer) er 153 øre/Sm^3 (21 prosent lavere enn i 1996), mens produsentprisen på gass (veid over modell-land og sektorer) er 72 øre/Sm^3, se tabell 1. Produsentprisen på gass i Nordsjøen er 45 øre/Sm^3.

[4] I Norge er prisen på vinterdag og vinternatt h.h.v. 21,3 øre/kWh og 17,8 øre/kWh. Den lave forskjellen mellom periodene avspeiler at i "magasinkraftlandene" Norge og Sverige utjevnes etterspørselssvigningene ved å overføre vann (i magasin) mellom periodene.

[5] Verdensmarkedsprisene på kull og olje endres bare marginalt.

3.3 Produksjon og konsum av elektrisitet

Lavere kaftpris avspeiler at konsumet av elektrisitet har økt. For alle modell-landene øker konsumet med 14 prosent. Samlet produksjon øker tilsvarende. Produksjonsøkningen er spesielt stor for pumpekraft (76 prosent)[6] og kullkraft (48 prosent), men også gasskraft øker en del (12 prosent). Derimot reduseres produksjonen av oljekraft med 19 prosent. Med unntak av Østerrike øker kraftproduksjonen i alle land. Økningen (i prosent) er spesielt stor i Nederland (primært pga. økt gasskraftproduksjon), Belgia (primært pga. økt kull-, gass- og pumpekraftproduksjon), Danmark (primært pga. økt kull- og gasskraftproduksjon) og Storbritannia (primært pga. økt kull- og gasskraftproduksjon).

Sammensetningen av kraftproduksjonen (etter teknologi) endres noe som følge av liberaliseringen. *Etter* liberaliseringen er kullkraft den største teknologien (markedsandel på 35 prosent mot 27 prosent initialt). Atomkraft, som øker produksjonen marginalt, er den nest største teknologien (markedsandel på 30 prosent mot 34 prosent initialt). Magasinkraft, som er den tredje største teknologien, har en markedsandel på 15 prosent (16 prosent initialt). Gasskraftens markedsandel faller med 0,5 prosentpoeng (fra 12,5 til 12 prosent), mens oljekraftens markedsandel faller med 2 prosentpoeng (fra 7 til 5 prosent).

Fra diskusjonen ovenfor følger det at også kapasitetsutnyttingen for de ulike teknologiene endres i kjølvannet av liberaliseringen. For kullkraft øker kapasitetsutnyttingen fra 56 prosent (før liberaliseringen) til 82 prosent (etter liberaliseringen). Videre leder liberaliseringen til at kapasitetsutnyttingen for magasinkraft øker fra 30 prosent til 42 prosent, mens kapasitetsutnyttingen for gasskraft øker fra 37 prosent til 41 prosent. Imidlertid har atomkraft den høyeste kapasitetsutnyttingen både i 1996 (80 prosent) og etter liberaliseringen (84 prosent).[7]

[6] Økt pumpekraftproduksjon kan avspeile at prisforskjellene mellom dag og natt er større enn i basisåret 1996.

[7] Kapasitetsutnyttingen på nasjonalt nivå varierer mellom 30 % og 78 %. Videre varierer kapasitetsutnyttingen fra 42 prosent på sommernatt til 71 prosent på vinterdag.

3.4 Handel med kraft

I *Norge* er kraftproduksjonen på årsbasis 113,9 TWh, mens kraftkonsumet er 104,5 TWh.[8] Når vi korrigerer for tapet i linjene fra kraftstasjonens vegg til konsumentene, finner vi at Norge er nettoeksportør av kraft på sommerdag (1,6 TWh) og vinterdag (0,1 TWh). Derimot er Norge nettoimportør på sommernatt (0,6 TWh) og vinternatt (0,8 TWh). Samlet over året eksporterer Norge netto 0,3 TWh. Norge utnytter fleksibiliteten i magasinkraft (overføring av vann mellom perioder) til å selge kraft når prisen er høy i Europa (dagen), og motsatt kjøpe kraft når prisen er lav i Europa (natten).

En nærmere gjennomgang av handelstallene viser at linjen mellom Norge og Finland (som har lav kapasitet) er fullt utnyttet i alle perioder, og at det alltid er Norge som eksporterer kraft til Finland. Norge eksporterer kraft til Danmark om dagen. På den annen side importerer Norge kraft fra Danmark om natten. Linjen mellom Danmark og Norge er alltid fullt utnyttet om natten (4,6 TWh import på årsbasis). Parallelt med at Norge (og Sverige) importerer kraft fra Danmark om natten, eksporterer Norge kraft til Sverige også om natten. Dette skyldes at Danmarks eksport til Sverige om natten er begrenset av transmisjonslinjenes kapasitet. Den danske krafteksporten til Norge om natten er imidlertid større enn den norske eksporten til Sverige om natten, slik at om natten går dansk eksport dels direkte til Sverige, dels til Sverige via Norge, og dels til Norge. Endelig eksporterer Norge kraft til Sverige på sommerdager, samt har (en liten eksogen) import av kraft fra Russland.

Danmark er den største krafteksportøren i Norden. Foruten dansk eksport av kraft til Sverige og Norge om natten (se ovenfor), eksporterer danskene kraft til Tyskland i alle tidsperiodene (16,5 TWh på årsbasis). Bortsett fra sommerdag er linjen mellom Danmark og Tyskland fullt utnyttet. Til tross for en viss import av kraft fra Norge om dagen (se ovenfor), er danskene nettoeksportører av kraft i alle perioder (nettoeksporten er imidlertid høyest om natten). På årsbasis er danskenes netto eksportoverskudd 27,6 TWh (samlet kraftproduksjon er 83 TWh).

[8] Kraftproduksjonen (kraftkonsumet) er 20,8 TWh (19,6 TWh) på sommernatt, 27,4 TWh (23,8 TWh) på sommerdag, 28,7 TWh (27,1 TWh) på vinternatt og 37,0 TWh (33,9 TWh) på vinterdag.

Sverige eksporterer kraft til Tyskland på dagtid, og er derfor en liten nettoeksportør om dagen. Imidlertid importerer svenskene en del kraft fra Danmark og Norge om natten (se ovenfor). På årsbasis er nettoimporten 8,6 TWh (samlet kraftproduksjon er 154 TWh).

Finland eksporterer ikke kraft, men importerer kraft, i alle perioder, fra Russland (eksogen import) og Norge. Landets import (på årsbasis) er 5 TWh. *Tyskland* eksporterer kraft til Belgia i alle perioder, men importerer fra Danmark, Frankrike og Nederland i alle perioder. Om natten eksporterer Tyskland kraft til ("magasinkraftlandene") Sveits og Østerrike, mens Tyskland importerer kraft fra ("magasinkraftlandene") Sverige, Sveits og Østerrike om dagen. Tyskland er nettoimportør i alle perioder, men importen er mye høyere om dagen (høy innenlandsk etterspørsel) enn om natten. Samlet årsimport er 60,5 TWh (Tysklands kraftproduksjon er 617 TWh).

3.5 Utslipp av CO2

I basis scenarioet antar vi at CO2 skattene i modell-landene er lik de faktiske skattene i 1996. Sammenliknet med basisåret 1996 stiger utslippene av CO2 med 8 prosent. Bortsett fra Sverige, Sveits og Østerrike, stiger utslippene i alle modell-landene. Utslippene stiger med mer enn 10 prosent i Danmark, Nederland og Storbritannia. I Norge stiger utslippene med 1,2 prosent. I de fleste landene skyldes utslippsøkningen primært økt kullkraftproduksjon (se ovenfor).

Tabell 1 Utslipp, kraftproduksjon og produsentpriser i Norge og i alle land (veid gjennomsnitt). Basis scenarioet

	Norge	Norge	Norge	Alle land	Alle land	Alle land
scenario	1	1a - 1	1b - 1	1	1a - 1	1b - 1
CO2 utslipp (mtonn CO2)	46.6	2.0	0.0	3689.1	-1.2	-0.2
Kraftproduksjon (TWh)						
Gasskraft	0.3	6.0	0.0	343.2	5.7	3.4
Oljekraft	0.0	0.0	0.0	142.9	-0.4	-0.6
Kullkraft	0.5	0.0	0.0	994.7	-3.7	-1.7
Annet	113.1	0.0	0.0	1381.1	0.2	0.8
Totalt	113.9	6.0	0.0	2861.9	1.8	1.9
Produsentpriser (årlig)						
Gass (øre/toe)	44.5	-0.1	-0.6	72.1	-0.3	-0.6
Kraft (øre/kWh)	19.0	-0.6	0.0	21.4	-0.1	0.0

Tabell 2 Utslipp, kraftproduksjon og produsentpriser i Norge og i alle land (veid gjennomsnitt). Skatt på CO2 utslipp

	Norge	Norge	Norge	Alle land	Alle land	Alle land
scenario	2	2a - 2	2b - 2	2	2a - 2	2b - 2
CO2 utslipp (mtonn CO2)	46.0	2.0	0.0	95.5	-0.4	-0.6
Kraftproduksjon (TWh)						
Gasskraft	0.3	6.0	0.0	385.0	5.8	2.8
Oljekraft	0.0	0.0	0.0	160.3	-0.1	-0.7
Kullkraft	0.5	0.0	0.0	852.0	-4.5	-1.8
Annet	113.1	-6.0	0.0	1365.7	0.0	0.2
Totalt	113.9	0.0	0.0	2763.0	1.2	0.5
Produsentpriser (årlig)						
Gass (øre/toe)	53.0	-0.1	-0.7	81.8	-0.2	-0.7
Kraft (øre/kWh)	25.4	-0.7	0.0	30.7	-0.1	0.0

4 Økt utvinning av gass i Norge under basis scenarioet

I dette kapitlet skal vi studere effekter av at Norge øker utvinningen av gass. Vi skiller mellom to alternative anvendelser av gassen:

a) Gassen brennes i Norge til gasskraft
b) Gassen eksporteres direkte.

I begge tilfellene øker utvinningen av gass med det samme volumet. Økningen svarer til den gassmengden (0,88 mtoe) som er tilstrekkelig til å produsere 6 TWh gasskraft med en virkningsgrad på 58 prosent, jf. Naturkrafts konsesjonssøknad.[9] Mens vi i dette kapitlet studerer virkninger av økt utvinning av gass når initialtilstanden er beskrevet av basis scenarioet (scenario 1), skal vi i de neste kapitlene studere virkninger av økt utvinning av gass under andre antakelser om initialtilstanden.

Prinsipielle betraktninger om eksport av energi

I tilfelle a) øker norsk produksjon av gasskraft med 6 TWh, og gasskraften selges der den oppnår høyest pris. Med liberaliserte markeder og handel på tvers av land (fravær av arbitrasjegevinster både før og etter økt gasskraftproduksjon), vil gasskraften bli solgt både i Norge og utenfor Norge. Kraftkonsumet øker derfor både i, og utenfor, Norge.

I land som importerer norsk gasskraft øker tilbudet av kraft. Siden etterspørselen etter kraft er fallende (prisen må ned for at omsetningen av kraft skal øke), presses prisen på kraft ned. Dermed vil noe av kraften som initialt ble omsatt i importlandet ikke lenger oppnå en pris som gir positiv lønnsomhet. Import av norsk gasskraft fortrenger derfor annen kraftproduksjon. Med relativt uelastisk etterspørsel etter kraft (kort sikt), vil *samlet* omsetning av kraft neppe øke mye i importlandet, dvs. norsk gasskraft fortrenger en god del annen kraftproduksjon. Den fortrengte kraftproduksjonen kan dels være egenproduksjon i importlandet, og dels import fra tredjeland. På den annen side kan deler av den fortrengte kraften selges i land som ikke direkte importerer norsk gasskraft. Justering av kraftproduksjonen og omfordeling av kraft mellom landene vil finne sted helt til alle arbitrasjegevinster er uttømt. Generelt vil derfor

eksport av norsk gasskraft påvirke kraftproduksjonen og kraftprisene i alle modell-landene.

Økt gasskraftproduksjon i Norge gir økte utslipp av CO2. På den annen side vil fortrengning av utenlandsk kraftproduksjon redusere utslippet av CO2. Nettoeffekten på CO2-utslippene avhenger dels av hvor mye kraftproduksjonen reduseres i andre land, og dels av hvilke teknologier som fortrenges. Generelt varierer begge disse effektene både mellom land, og mellom perioder.

Vi kan tenke oss 3 tilfeller for hvilke teknologier som utkonkurreres av norsk gasskraft:

i) Norsk gasskraft utkonkurrerer kraftproduksjon som ikke er basert på forbrenning av fossile brensler (vannkraft, atomkaft, søppelkraft, fornybare energikilder). I dette tilfellet vil ikke utslippene av CO2 i importlandene reduseres, slik at nettoeffekten på utslippene er lik utslippet som følger fra økt gasskraftproduksjon i Norge. Under våre forutsetninger vil imidlertid kapasitetene til disse teknologiene utnyttes fullt ut på årsbasis, slik at dette tilfellet er mindre interessant.

ii) Norsk gasskraft utkonkurrerer annen gasskraft. Hvis de utkonkurrerte verkene har samme effektivitet som det norske verket, vil den fortrengte gasskraftproduksjonen erstattes av gasskraftproduksjon som har det samme utslippet av CO2 (for samme kraftmengde). Imidlertid vil samlet kraftproduksjon stige (se ovenfor), slik at nettoutslippene av CO2 i modell-landene øker. Der er imidlertid mulig at det (nye) norske gasskraftverket er mer effektivt enn verkene som blir fortrengt. Da vil den fortrengte gasskraftproduksjonen erstattes av gasskraft som har lavere utslipp av CO2 (et mer effektivt verk bruker mindre gass til å fremstille samme kraftmengde). Denne effekten må imidlertid veies opp mot nettoøkningen i kraftproduksjonen, som isolert leder til høyere utslipp. Endelig er det mulig at

[9] Naturkraft har søkt om tillatelse til å produsere 6 TWh gasskraft. Ifølge Naturkraft vil verkene ha en effektivitet på (minst) 58 prosent.

det norsk gasskraftverket fortrenger gasskraftverk som er mer effektivt enn det norske verket, f.eks. fordi de utnytter spillvarmen bedre. I dette tilfellet vil helt sikkert nettoutslippene i Europa øke siden den fortrengte gasskraften erstattes av gasskraft som slipper ut mer CO2 (for samme kraftmengde).

iii) Norsk gasskraft utkonkurrerer oljekraft eller kullkraft. Siden olje og kull har høyere utslipp av CO2 enn gass per enhet energi, vil den fortrengte kraftproduksjonen erstattes av gasskraft som har laver utslipp av CO2 (for samme kraftmengde). Denne effekten, som er sterkere jo mindre effektive de utkonkurrerte verkene er, må imidlertid veies opp mot nettoøkningen i kraftproduksjonen, som isolert leder til høyere utslipp. Under våre forutsetninger (elastisiteter, effektiviteter m.m.) vil generelt nettoutslippene reduseres.

I tilfelle b) øker Norges eksport av gass, og gassen eksporteres dit den oppnår høyest pris. Med liberaliserte markeder og handel på tvers av land, vil mer gass eksporteres til alle land som har ledig kapasitet i transmisjonsledningen fra Norge. I importlandet vil gassen dels bli kjøpt av sluttforbrukerne (husholdninger og industri), dels bli benyttet til gasskraftproduksjon, og dels bli eksportert videre.

Økt tilgang på gass i et land vil presse ned prisen på gass. Dermed vil sluttforbrukerne substituere seg bort fra andre energivarer (kull, olje og kraft) mot gass. Med våre forutsetninger om lave kryssprislastisiteter blir denne effekten beskjeden. Substitusjonseffekten i sluttforbruket trekker mot lavere utslipp av CO2, men effekten er liten. Lavere gasspris øker også etterspørselen etter gass fra gasskraftsektoren. Økt gasskraftproduksjon vil fortrenge annen kraftproduksjon. Hvis den økte gasskraftproduksjonen fortrenger kullkraft eller oljekraft, reduseres landets CO2-utslipp (se ovenfor). Reduksjonen kan være relativ stor fordi det er betydelige forskjeller i utsippet av CO2 per energienhet mellom fossile brensler.

I vår modell leder eksport av mer gass til økt gasskraftproduksjon, mens produksjonen av kull- og oljekraft fortrenges. Dette skyldes at gassprisen faller (prosentvis) mer enn prisen på kull og olje. For det første krever økt gasskonsum at gassprisen faller. En lavere gasspris reduserer etterspørselen etter kull og olje i Europa, men siden kull og

olje omsettes på verdensmarkeder, påvirkes disse prisene relativt lite av endringer i Europa. Alt i alt faller derfor gassprisen (prosentvis) mer enn prisen på kull og olje, slik at kraftproduksjonen vris i favør av gasskraft.

I første omgang vil gasskraft basert på importert norsk gass omsettes i andre land enn direkte importert gasskraft fra Norge. Dette skyldes at transmisjonsledningene for gass fra Norge går til andre land enn transmisjonsledningene for kraft. Siden etterspørsels- og tilbudsforholdene varierer mellom de nasjonale kraftmarkedene, vil både omfanget og sammensetningen av de innenlandske reduksjonene i kraftomsetningen også variere mellom importlandene. I land med spesielt uelastisk etterspørsel etter kraft blir reduksjonen i den initiale kraftomsetningen stor. Videre reduseres karbonutslippene spesielt mye i land der gasskraft utkonkurrerer kullkraft.

Økt produksjon av gasskraft (scenario 1a)

Når utvinningen av gass øker med 0,88 mtoe og gassen benyttes til å produsere gasskraft i Norge (scenario 1), stiger gasskraftproduksjonen i Norge med 6 TWh.[10] Økt produksjon avleirer seg som økt konsum i Norge (0,5 TWh), økt nettoeksport (5,4 TWh) og tap i nettet ved transport av elektrisitet fra produsent til norske konsumenter (ca. 0,1 TWh). Til tross for at krafteksporten stiger med 5,4 TWh, øker konsumet av kraft utenfor Norge med bare 1,1 TWh. Rett nok går noe kraft tapt ved (internasjonal og nasjonal) transport fra norsk produsent til de europeiske kundene, men forskjellen mellom økt norsk eksport og økt kraftkonsum utenfor Norge skyldes primært at norsk gasskraft fortrenger annen kraftproduksjon. Den betydelige fortrengningseffekten avspeiler relativt uelastisk etterspørsel etter kraft (på kort sikt); i vår modell varierer den direkte priselastisiteten for kraft fra –0,12 til –0,40 mellom land (veiet gjennomsnitt er –0,21).

Sammenliknet med scenario 1 (basis scenarioet) øker krafteksporten fra *Norge* til Danmark marginalt (fremdeles eksporterer Norge bare om dagen), se appendiks A. På den annen side øker eksporten fra Norge til Sverige (sommerdag, sommernatt og

[10] Vi øker gasskraftkapasiteten i Norge akkurat så mye at årsproduksjonen (som kan være inntil 90 prosent av kapasiteten, jf. kapittel 2) kan stige med 6 TWh. Vi pålegger at gasskraftproduksjonen stiger med 6 TWh, selv om dette ikke nødvendigvis er lønnsomt. For lønnsomhetsvurderinger viser vi til kapittel 8.

vinternatt) med mer enn 4 TWh. Som i scenario 1 importerer Norge kraft fra Danmark om natten. På vinternatt er importen, som i scenario 1, begrenset av transmisjonslinjens kapasitet (2,3 TWh). På sommernatt er imidlertid importen nesten halvert (1,3 TWh versus 2,3 TWh i scenario 1). Alt i alt øker nettoeksporten fra Norge med 5,4 TWh (se ovenfor), slik at samlet nettoeksport er 5,8 TWh på årsbasis.

Sverige importerer mer kraft fra Norge, spesielt på vinternatt. På vinternatt eksporterer imidlertid svenskene deler av kraftimporten fra Norge videre til Finland. Eksporten av kraft fra Norge til Finland, via Sverige, avspeiler at også i scenario 1a er transmisjonskapasiteten mellom Norge og Finland fullt utnyttet (i alle perioder). *Danmark* reduserer sin eksport til Norge på sommernatt, samt mottar noe mer import om dagen fra Norge, se ovenfor. *Finland* begynner å importere kraft fra Sverige på vinternatt (se ovenfor), mens det bare er marginale endringer i *Tyskland*.

En produksjonsøkning i Norge på 6 TWh gasskraft leder alt i alt til at samlet netto kraftproduksjon i modell-landene (før tap i overføringene) stiger med 1,8 TWh, se tabell 1. Økningen avleirer seg dels som økt konsum i Norge (0,5 TWh), dels som økt konsum utenfor Norge (1,1 TWh) og dels som økte tap (0,2 TWh). En nærmere gjennomgang av tallmaterialet viser at nettoøkningen i gasskraftproduksjonen er 5,7 TWh. Økt gasskraftproduksjon i Norge fortrenger noe gasskraft i Sverige og Tyskland, mens gasskraftproduksjonen i Storbritannia øker (kullkraftproduksjonen faller imidlertid i Storbritannia). For de øvrige landene er det mindre utslag i gasskraftproduksjonen.

Økt gasskraftproduksjon i Norge reduserer kullkraftproduksjonen i modell-landene med 3,7 TWh. Reduksjonen er spesielt stor i Sverige (2,3 TWh), Finland (1,1 TWh) og Storbritannia (0,3 mtonn TWh). Oljekraftproduksjonen faller (0,4 TWh), primært pga. lavere produksjon i Italia.

I Norge stiger CO2-utslippene med ca. 2 mtonn CO2 som følge av økt gasskraftproduksjon. På den annen side faller utslippene i nesten alle andre land, se appendiks A. Utslippsreduksjonen er spesielt stor i Sverige (1,9 mtonn CO2; lavere kullkraft- og gasskraftproduksjon), Finland (0,9 mtonn CO2; lavere kullkraftproduksjon) og Italia (0,3 mtonn CO2; lavere oljekraftproduksjon). Alt i alt

faller utslippene utenfor Norge med 3,2 mtonn CO2. Samlede utslipp i modell-landene faller derfor med (3,2-2=) 1,2 mtonn CO2. Dette er en sterk prosentvis effekt, som dels skyldes at norsk gasskraft fortrenger mye annen kraftproduksjon, og dels skyldes at det er mye kullkraft som fortrenges (i flere land). På den annen side er en reduksjon på 1,2 mtonn CO2 av rent symbolsk interesse (utgjør ca. 1/3 promille av totalutslippene i modell-landene)[11].

Økt eksport av gass (scenario 1b)

Økt gasseksport fra Norge (scenario 1b) presser ned prisen på gass i Europa. Prisreduksjonen er nødvendig for å øke samlet gassomsetning. I vår modell øker konsumet hos sluttforbrukerne med 0,19 mtoe, mens bruken av gass til gasskraft øker mer (0,68 mtoe).

Lavere gasspris for sluttforbrukerne leder til substitusjon bort fra kull og olje. Reduksjonen i konsumet av kull og olje er h.h.v. 0,01 mtoe og 0,1 mtoe. Lavere gasspris styrker også konkurranseposisjonen til gasskraftverkene. Som nevnt ovenfor øker gasskonsumet i kraftsektoren med 0,68 mtoe, slik at produksjonen av gasskraft øker (3,4 TWh), se figur 2 og appendiks A. Økt gasskraftproduksjon leder til lavere kraftpris, og dermed fortrengning av andre kraftverk. Bruken av kull til kraftproduksjon faller med 0,4 mtoe (1,7 TWh), mens bruken av olje til kraftproduksjon reduseres med 0,1 mtoe (0,6 TWh).

Norge har transmisjonslinjer for gass til Belgia, Tyskland og Storbritannia. I første omgang eksporterer Norge mer gass til hvert av disse landene. I hvert land blir gassen enten anvendt direkte, eller brukt til gasskraft, eller eksportert videre. I vår modell blir det aller meste av gassen anvendt i de tre mottakerlandene, men noe gass blir også videreeksportert til Nederland (for de øvrige landene er samlet gasskonsum omtrent uendret). Produksjonen av gasskraft øker derfor i Storbritannia, Tyskland, Belgia og Nederland. I Storbritannia fortrenger den økte gasskraften (2,2 TWh) noe kullkraft (1,6 TWh), mens det for de andre tre landene er marginale endringer i kullkraftproduksjonen. På den annen side leder endringer i handelen med kraft til redusert oljekraftproduksjon i Italia. Samlet kraftproduksjon i modell-landene stiger

[11] Det ligger utenfor vårt mandat å drøfte om, og i tilfelle på hvilke måter, den symbolske effekten

med 1,9 TWh (produksjonen av pumpekraft øker med 0,8 TWh). For både de nordiske landene og Tyskland er det bare marginale endringer i handelsstrømmene for kraft.

Generelt skifter alle energiprisene i kjølvannet av økt norsk gasseksport. Endrede energipriser påvirker både nivået og sammensetningen av kraftproduksjonen (både mellom land, og mellom sektorer i samme land). Diskusjonen ovenfor illustrerer at økt gasseksport fra Norge leder i noen land til redusert (innenlandsk) kraftproduskjon fra flere teknologier, mens produksjonen fra de øvrige teknologiene er uendret. I andre land kan imidlertid produksjonen fra noen teknologier *øke*, mens produksjonen fra andre teknologier faller. I f.eks. Storbritannia reduseres kullkraftproduksjonen, mens gasskraftproduksjonen øker. Skiftet avspeiler at gasseksport fra Norge presser ned prisen på gass. Rett nok leder dette til redusert etterspørsel etter kull (og olje), men siden gass omsettes i et europeisk marked, mens kull omsettes i et globalt markeder (prisen påvirkes lite av endringer i Europa), faller gassprisen mest. Videre faller gassprisen (prosentvis) mer enn kraftprisen. Dette skyldes at gasskraftverk (i samme land) har ulike effektiviteter, jf. kapittel 2. Økt gasskraftproduksjon innebærer derfor at mindre effektive verk fases inn, noe som (cet. par.) krever at brenselprisen faller relativt mye.

I Norge stiger utslippene marginalt (0,04 mtonn CO2) som følge av økt utvinning av gass, se appendiks A. Utslippene stiger også i Tyskland (0,3 mtonn CO2; høyere gasskraftproduksjon, Belgia (0,1 mtonn CO2; høyere gasskraftproduksjon) og Nederland (0,1 mtonn CO2; høyere gasskraftproduksjon), se figur 3. På den annen side faller utslippene i Italia (0,4 mtonn CO2; lavere oljekraftproduksjon) og i Storbritannia (0,3 mtonn CO2; lavere kullkraftproduksjon som mer enn oppveier høyere gasskraftproduksjon). For de øvrige landene er utslagene marginale. Alt i alt faller utslippene, sammenliknet med scenario 1, med 0,2 mtonn CO2.

Selv om eksport av gass leder til lavere totalutslipp i modell-landene, er reduksjonen mindre enn om gassen benyttes til økt gasskraftproduksjon i Norge (0,2 versus 1,2 mtonn CO2). Forskjellen skyldes dels at med direkte eksport av gass anvendes noe av

---

påvirker muligheten for at Kyoto avtalen blir ratifisert av mange land.

gassen hos sluttforbrukerne. Rett nok reduseres forbruket av kull og olje i disse sektorene, men substitusjonen bort fra kull er mye svakere enn i kraftsektoren. For det andre øker gasskraftproduksjonen i andre land enn i Norge når gassen eksporteres direkte. Ved gasskraftproduksjon i Norge oppnås en relativ stor fortrengning av kullkraft (i Norden og Storbritannia). Direkte eksport av gass fortrenger også noe kullkraft (i Storbritannia), men substitusjonseffekten er svakere enn ved eksport av norsk gasskraft.

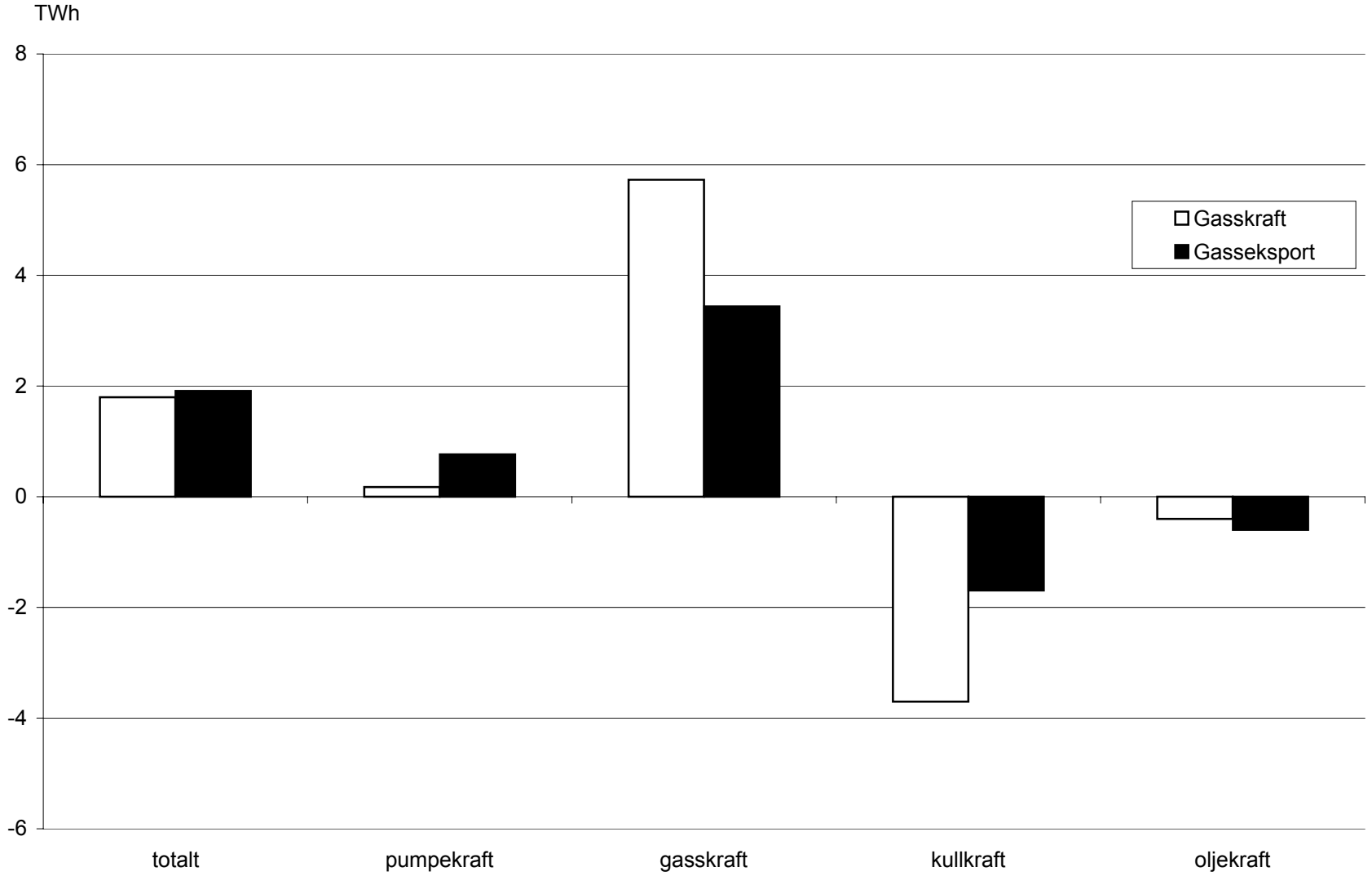
Våre hovedresultat i dette kapittelet er at

(i) Samlede CO2-utslipp faller i modell-landene når utvinningen av gass øker i Norge

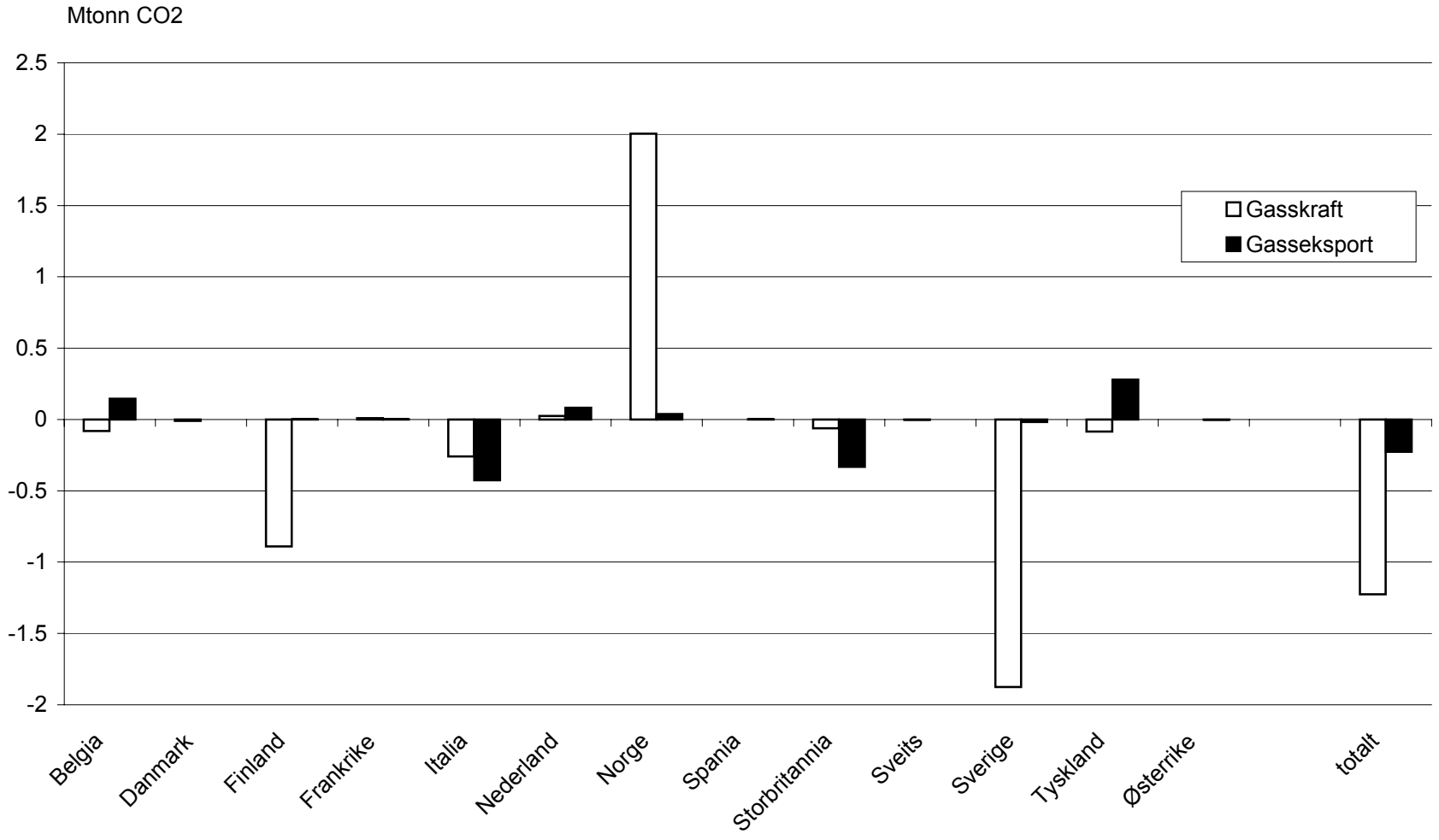
(ii) Reduksjonen blir størst hvis gassen brennes til gasskraft i Norge.

Diskusjonen ovenfor illustrerer imidlertid at en rekke lokale forhold kan ha relativ stor betydning på utslippsendringene. Når en i tillegg tar hensyn til at vi – i likhet med mange andre - har begrenset informasjon om mange av de bakenforliggende forholdene i markedene (f.eks. kraftverkenes effektiviteter), samt at allmenn kunnskap om hvordan disse forholdene vil utvikle seg over tid er tynn, bør våre hovedresultat vurderes som usikre. Dette tilsier at resultatene bør benyttes med varsomhet.

Figur 2 Endring i kraftproduksjon under basis scenarioet



Figur 3 Endring i CO2 utslipp under basis scenarioet



5 Skatt på utslipp av CO2

I det kapittelet skal vi først drøfte hvordan skatt på CO2-utslipp påvirker de liberaliserte gass- og kraftmarkene i Europa (scenario 2). Dernest skal vi diskutere virkninger av å utvinne mer gass, som enten brukes til gasskraft i Norge (scenario 2a) eller eksporteres direkte (scenario 2b), når CO2-utslippene beskattes.

Skatt på utslipp av CO2

I det følgende antar vi at alle brukere av fossile brensler må betale en karbonskatt. Vi antar at skatten er den samme for alle fossile brensler per enhet utslipp av CO2 (uniform karbonskatt). Diskusjonen vil stort sett fokusere på tilfellet der skatten er lik 125 kr/tonn CO2, jf. NOU 2000:1. Merk at en uniform karbonskatt har akkurat de samme effektene som klimakvoter når (i) skatten er lik prisen på klimakvotene, (ii) alle brukere av fossile brensler må kjøpe klimakvoter og (iii) det er fullkommen konkurranse i alle markeder.

En karbonskatt fordyrer fossilbasert kraftproduksjon. Økte kostnader slår ut i høyere kraftpris. I vår modell stiger produsentprisen i Norge fra 19 øre/kWh (scenario 1) til 25 øre/kWh, mens gjennomsnittlig produsentpris i modell-landene stiger fra 21,4 øre/kWh (scenario 1) til 30,7 øre/kWh (43 prosent), se tabell 1 og 2.

Samlet kraftproduksjon i modell-landene faller med 3 prosent (CO2-utslippene faller også med ca. 3 prosent). Andelen av kraftproduksjonen som er fossilbasert faller fra 51,7 prosent til 50,8 prosent. Reduksjonen skyldes at kullkraftens andel av samlet kraftproduksjon har falt. Derimot har både gasskraftens og oljekraftens andel økt.

Norges nettoeksport av kraft øker fra 0,4 TWh (scenario 1) til 6,7 TWh. Økningen avspeiler av skatt på fossile brensler leder til økte brenselpriser, og dermed redusert produksjon og konsum av elektrisitet i modell-landene, samtidig som produksjonen av magasinkraft opprettholdes. I Norge er derfor kraftproduksjonen uendret, mens konsumet reduseres fordi det høye prisnivået i Europa slår inn i det norske markedet. Norge går fra å være eksportør om dagen og importør om natten (basis scenarioet) til å være eksportør i alle perioder.

Norge øker eksporten til Danmark om dagen, samtidig som importen fra Danmark (til Norge) på sommernatt nesten opphører. Norges (beskjedne) eksport til Finland opphører, mens eksporten til Sverige stiger, se appendiks B.

Sverige starter eksport av kraft til Tyskland på vinternatt (full kapasitetsutnytting). Kombinert med større import fra Norge, se ovenfor, øker kraftimporten til Sverige på årsbasis fra 8,6 TWh til 9,7 TWh.

På sommernatt reduserer *Danmark* krafteksporten til Norge, se ovenfor, samtidig som eksporten til Tyskland øker noe. Kombinert med økt import fra Norge om dagen faller dansk krafteksport fra 27,6 TWh til 24,4 TWh (Danmark er fremdeles eksportør i alle tidsperioder).

Bortfallet av import til *Finland* fra Norge reduserer den finske importen med 0,3 TWh. *Tyskland* reduserer eksporten til Belgia, og importerer mindre fra Nederland. På årsbasis reduseres tysk import fra 60,5 TWh til 59,1 TWh. Landet er fremdeles importør i alle tidsperioder, og har høyest kraftimport om dagen.

Økt produksjon av gasskraft (scenario 2a)

Økt produksjon av gasskraft i Norge (6 TWh) gir økt elektrisitetskonsum i Norge (0,6 TWh), økt eksport (5,3 TWh) og tap i nettet i Norge (0,1 TWh).

Sammenliknet med scenario 2 øker krafteksporten noe fra Norge til Sverige og Danmark. Dessuten begynner Norge å eksportere til Finland om vinteren. Norges import fra Danmark (om natten) opphører, slik at importen til Norge består utelukkende av (eksogene) leveranser fra Russland.

Den økte krafteksporten fra Norge fortrenger annen kraftproduksjon. I Sverige faller gasskraftproduksjonen, mens gasskraftproduksjonen endres lite i de andre landene. Nettoøkningen i gasskraftproduksjonen blir alt i alt 5,8 TWh, se figur 4. Kullkraftproduksjonen faller med 4,5 TWh. Nesten hele reduksjonen finner sted i Danmark (det er i tillegg en svak reduksjon i Finland). Når vi i tillegg tar hensyn til at

oljekraft reduseres marginalt i flere land, finner vi at på årsbasis er nettoøkningen i kraftproduksjonen i modell-landene 1,2 TWh.

I Norge stiger utslippene med ca. 2 mtonn CO2. Utslippene faller i Danmark (3,2 mtonn CO2; mindre kullkraft), i Sverige (0,2 mtonn CO2; mindre gasskraft) og i Finland (0,1 mtonn CO2; mindre kullkraft), mens de er omtrent uendret i de øvrige landene, se figur 5. Alt i alt faller samlede utslipp i modell-landene (sammenliknet med scenario 2) med 1,6 mtonn CO2.

Økt eksport av gass (scenario 2b)

Økt eksport av gass presser ned prisen på gass, slik at den økte gassmengden blir konsumert. Sluttforbrukerne øker konsumet av gass med 0,27 mtoe, mens økningen i gasskraftsektoren er 0,57 mtoe. Som i scenario 1b er substitusjonen hos sluttforbrukerne fra olje og kull (mot gass og elektrisitet) beskjeden (h.h.v. 0,09 mtoe og 0,01 mtoe). Effekten er langt sterkere i kraftsektoren der økt bruk av gass (0,57 mtoe) leder til mindre bruk av kull (0,49 mtoe) og mindre bruk av olje (0,16 mtoe).

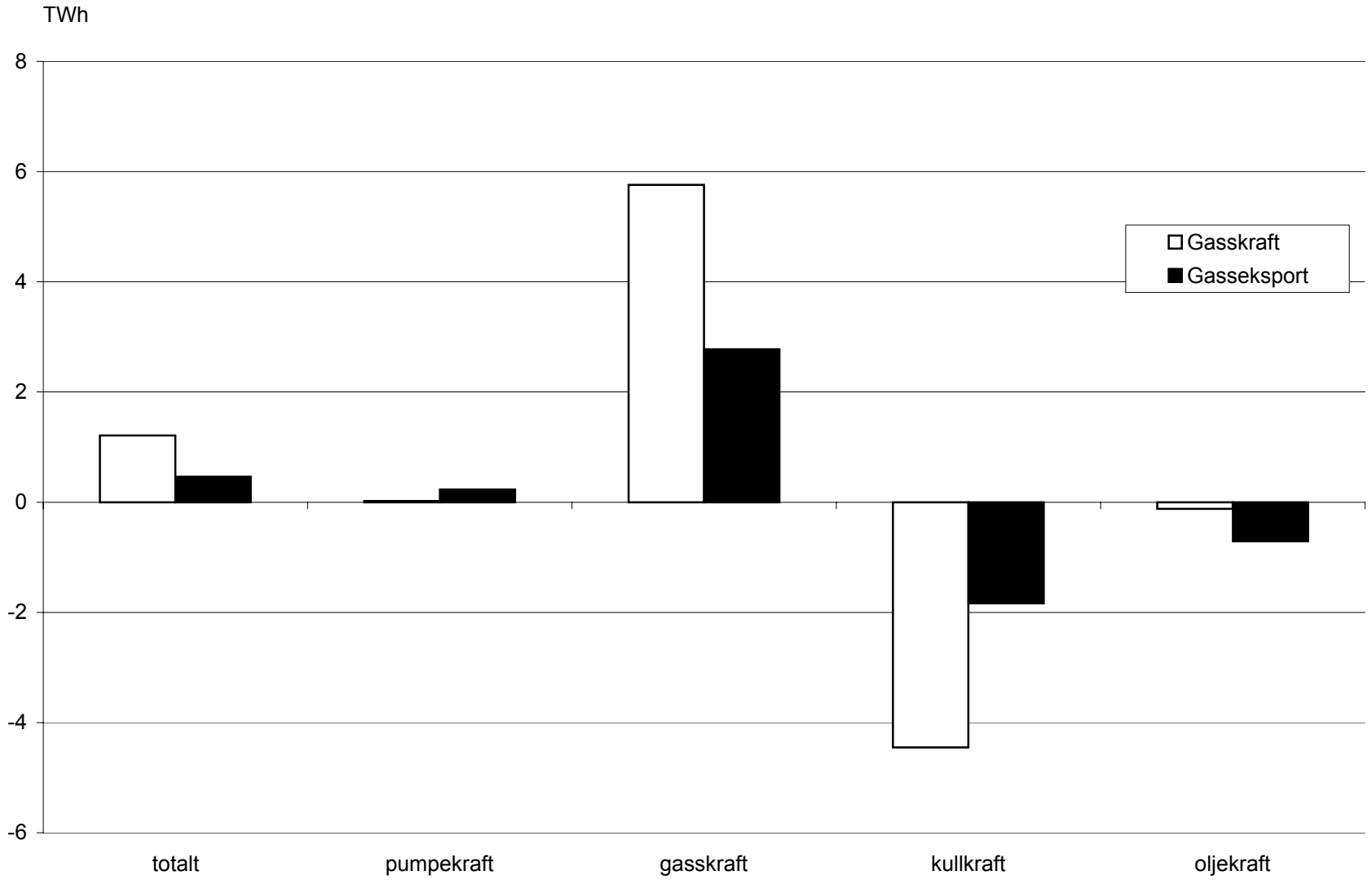
Økt bruk av gass i kraftsektoren leder til økt gasskraftproduksjon (2,8 TWh), mens produksjonen av kullkraft og oljekraft reduseres (h.h.v. 1,8 TWh og 0,7 TWh), se figur 4. Samlet kraftproduksjon stiger med ca. 0,4 TWh (produksjonen av pumpekraft øker med 0,2 TWh). Produksjonen av kullkraft og oljekraft faller mest i Tyskland og Italia, men i begge disse landene øker gasskraftproduksjonen omtrent tilsvarende (regnet i TWh). Reduksjonen i CO2-utslippet er derfor størst i Tyskland (0,6 mtonn CO2) og Italia (0,3 mtonn CO2). For de fleste andre land, bl.a. de skandinaviske, er utslagene små, slik at samlet utslippsreduksjon er 0,7 mtonn CO2 (Utslippsreduksjonen ved økt gasskraftproduksjon er 1,6 mtonn CO2, jf. ovenfor).

Figur 6 viser reduksjonen i CO2-utslippene under alternative antakelser om skatten på CO2-utslippene, og under alternative antakelser om hva den økte gassmengden (0,88 mtoe) benyttes til (gasskraftproduksjon i Norge versus direkte eksport). Mens vi i basis scenarioet antok at CO2-skattene i modell-landene var lik de faktiske skattene i 1996, innebærer en skattesats på null i figur 6 at ingen betaler for utslipp av CO2. Dette har en viss betydning for resultatene, men uten at hovedkonklusjonen endres. I

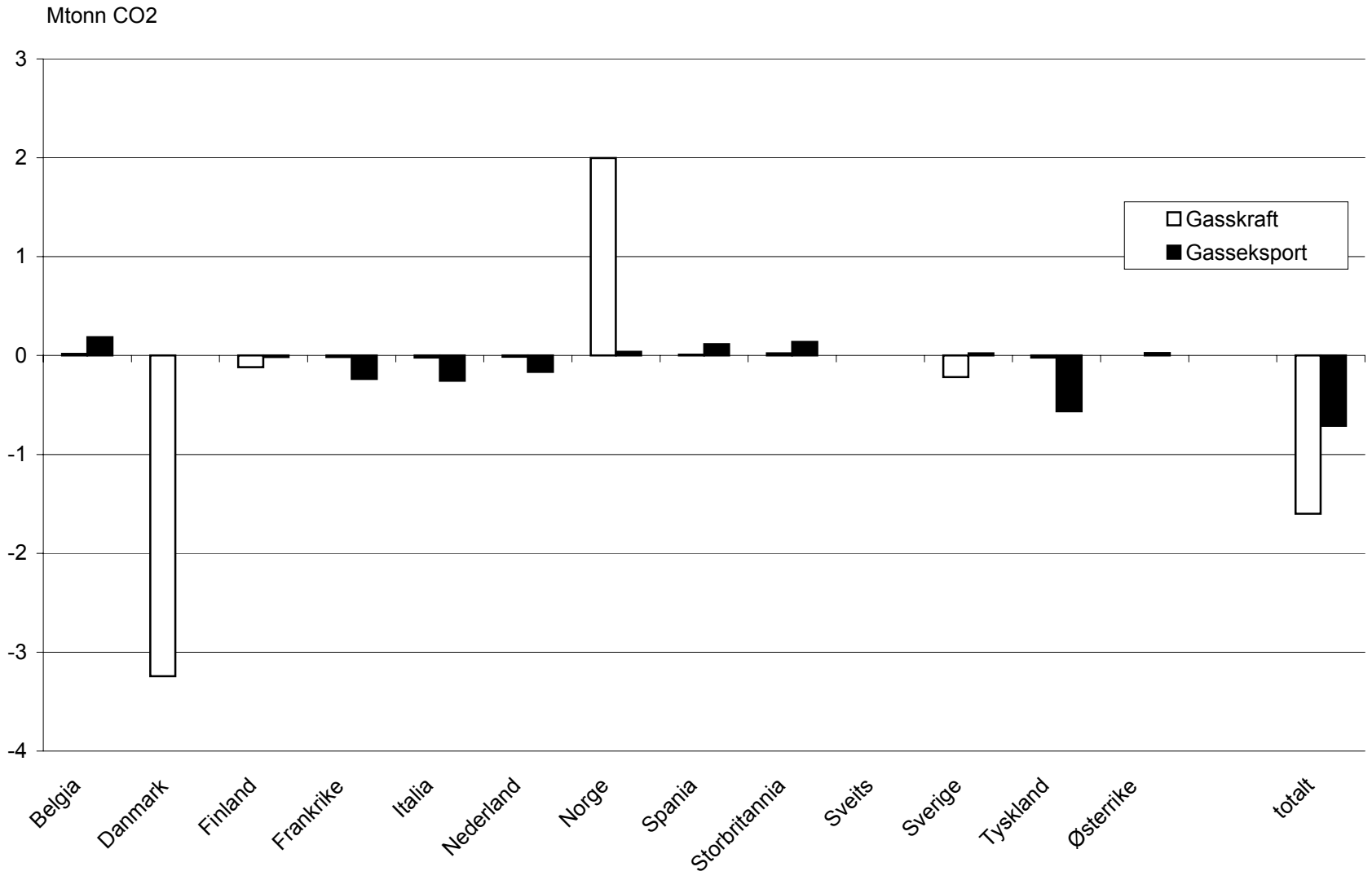
figuren svarer en skattesats på ca. 19 USD per tonn CO2 til scenario 2 (valutakurs fra basisåret 1996).

Figur 6 viser at for de aller fleste skattesatser (opp til 60 USD) gir økt eksport av gass lavere totalutslipp i modell-landene (ca. 0,5 mtonn CO2). Unntaket er noen skattesatser rundt 5 USD, der eksport av gass gir *høyere* utslipp (ca. 0,5 mtonn CO2). Figuren illustrerer også at for alle skattesatser gir økt gasskraftproduksjon i Norge reduserte totalutslipp. Det er imidlertid en tendens til at reduksjonen i totalutslippet er mindre jo høyere skatten er. Endelig viser figur 6 at for alle skattesatser (opp til 60 USD) er reduksjonen i totalutslippet størst når gassen benyttes til gasskraftproduksjon (ikke til direkte eksport).

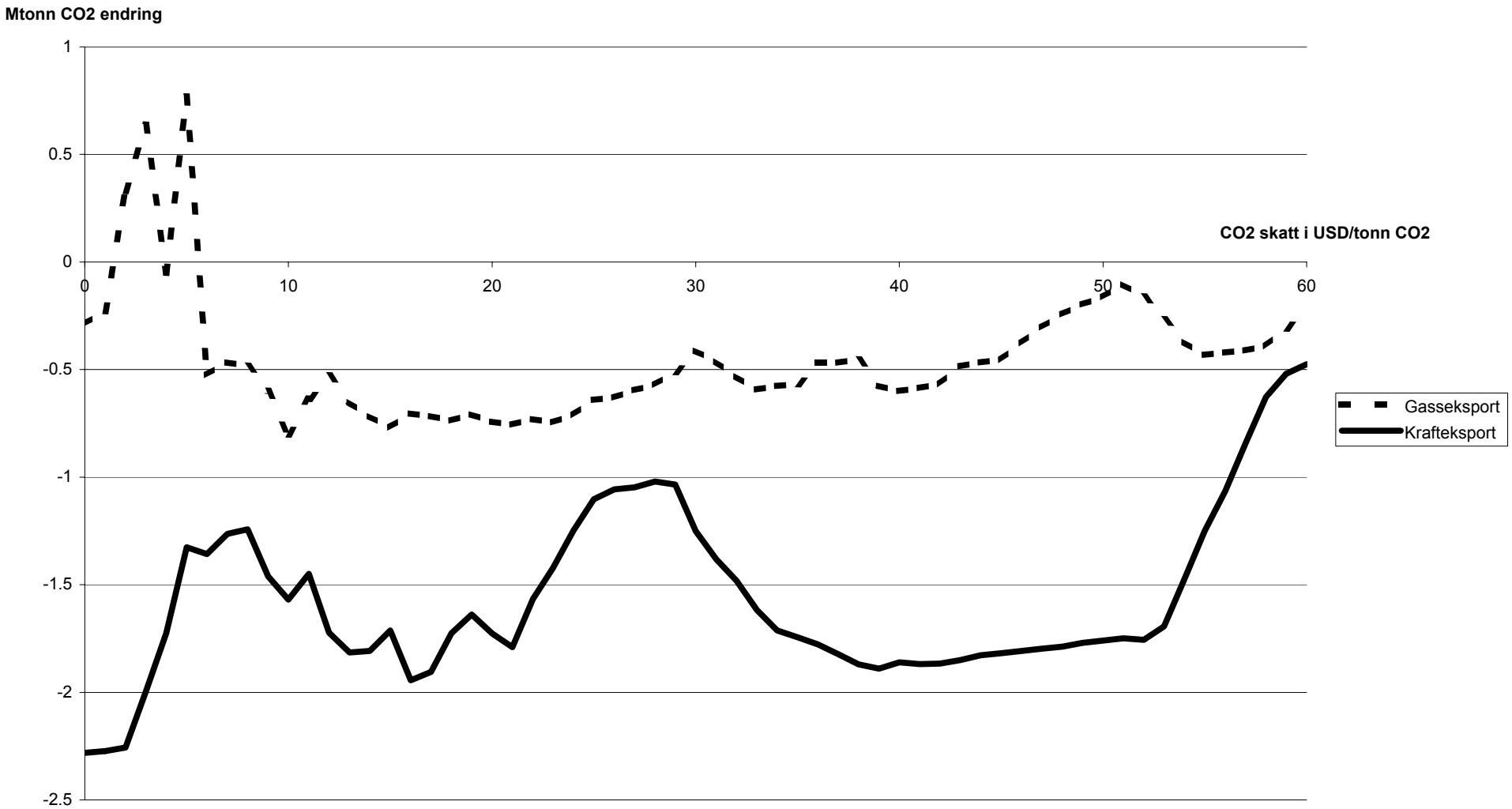
Figur 4 Endring i kraftproduksjon med skatt på CO2 utslipp



Figur 5 Endring i CO2 utslipp med skatt på CO2 utslipp



Figur 6 Virkninger på totale CO2-utslipp av økt gassutvinning i Norge under basis scenarioet



6 Flere transmisjonslinjer for krafteksport fra Norge

I basis scenarioet har Norge transmisjonslinjer for kraft til Danmark, Finland, Sverige og Russland. Det er vanskelig å anslå de reelle kapasitetene på disse linjene pga. kompliserte fysiske sammenhenger. I modellen er derfor faktisk kapasitet på alle transmisjonslinjer, både fra Norge og andre land, enten hentet fra nasjonale spesialkilder, eller satt lik 50 prosent av nominell kapasitet. I det følgende skal vi studere virkninger av at Norge anlegger to nye transmisjonslinjer for kraft; én til Tyskland og én til Nederland (scenario 3). Vi antar at faktisk kapasitet i begge linjene er 300 MW (nominell kapasitet er 600 MW).

I Norge er det meget små virkninger, sammenliknet med scenario 1, på priser, konsum og produksjon av at landet har fått tilgang til to nye kraftlinjer, se tabell 1 og 3. Også virkningene i de andre modell-landene er stort sett små. Det er imidlertid en viss virkning på handelen med kraft. Med to nye linjer tar krafteksporten fra *Norge* nye veier. Norge utnytter begge linjenes kapasitet om dagen (ingen eksport om natten). Sammenliknet med scenario 1 er eksporten til Danmark omtrent uendret (eksport utelukkende om dagen), mens eksporten til Sverige faller betydelig. I likhet med scenario 1 utnyttes hele kapasiteten på linjen til Finland (i alle perioder). Importen til Norge endres ikke. Alt i alt øker eksportoverskuddet i Norge marginalt fra 0,3 TWh (scenario 1) til 0,5 TWh.

I *Sverige* blir redusert import fra Norge (se ovenfor) delvis kompensert ved import fra Tyskland, økt innenlandsk kullkraftproduksjon og en liten økning i gasskraftproduksjonen. Importoverskuddet i Sverige reduseres med ca. 1 TWh. I *Danmark* er det kun marginale endringer (sammenliknet med scenario 1), mens det er ingen endringer i *Finland*. I *Tyskland* blir økt eksport til Sverige (se ovenfor) delvis kompensert ved redusert eksport til Belgia. Tyskland er fremdeles importør i alle perioder. Importoverskuddet i hver periode endres marginalt, mens det årlige importoverskuddet er (tilnærmet) uendret, se appendiks C.

Tabell 3 Utslipp, kraftproduksjon og produsentpriser i Norge og i alle land (veid gjennomsnitt). To nye kraftlinjer

	Norge	Norge	Norge	Alle land	Alle land	Alle land
scenario	3	3a-3	3b-3	3	3a-3	3b-3
CO2 utslipp (mtonn CO2)	46.6	2.0	0.0	3689.6	-1.0	-0.3
Kraftproduksjon (TWh)						
Gasskraft	0.3	6.0	0.0	343.6	5.6	3.4
Oljekraft	0.0	0.0	0.0	142.8	-0.9	-0.6
Kullkraft	0.5	0.0	0.0	995.8	-2.8	-1.7
Annet	113.1	0.0	0.0	1380.2	0.2	0.7
Totalt	113.9	6.0	0.0	2862.4	2.1	1.8
Produsentpriser (årlig)						
Gass (øre/toe)	44.6	-0.2	-0.6	72.1	-0.3	-0.5
Kraft (øre/kWh)	19.2	-0.6	0.0	21.5	-0.1	0.0

Tabell 4 Utslipp, kraftproduksjon og produsentpriser i Norge og i alle land (veid gjennomsnitt). Tørrår i Norge

	Norge	Norge	Norge	Alle land	Alle land	Alle land
scenario	4	4a - 4	4b - 4	4	4a - 4	4b - 4
CO2 utslipp (mtonn CO2)	46.8	2.0	0.0	3699.3	-1.9	-0.1
Kraftproduksjon (TWh)						
Gasskraft	0.3	6.0	0.0	344.4	5.8	3.4
Oljekraft	0.0	0.0	0.0	143.7	-0.2	-0.1
Kullkraft	0.5	0.0	0.0	1005.5	-4.4	-2.0
Annet	90.6	0.0	0.0	1356.9	-0.4	1.2
Totalt	91.5	6.0	0.0	2850.5	0.8	2.5
Produsentpriser (årlig)						
Gass (øre/toe)	45.3	4.8	-0.6	72.6	-0.2	-0.5
Kraft (øre/kWh)	24.5	-0.4	0.0	21.9	-0.1	0.0

Sammenliknet med scenario 1 øker total gasskraftproduksjon med 0,4 TWh. Videre øker kullkraftproduksjonen med 1 TWh (det meste av økningen finner sted i Sverige), mens pumpekraftproduksjonen faller med 0,9 TWh.[12] Alt i alt er kraftproduksjonen ca. 0,4 TWh høyere enn i scenario 1 (0,2 promille), mens utslippet av CO2 er 0,5 mtonn høyere enn i scenario 1 (0,1 promille).

Økt produksjon av gasskraft (scenario 3a)

Økt produksjon av gasskraft i Norge (6TWh) gir dels økt elektrisitetskonsum i Norge (0,4 TWh), dels økt krafteksport (5,5 TWh), og dels økte tap i nettet i Norge (0,1 TWh). Siden kapasiteten i de to nye linjene er fullt utnyttet om dagen (se ovenfor), kan ikke Norge øke eksporten til Nederland og Tyskland (om dagen). Norges eksport øker primært til Sverige om natten. Dessuten begynner Norge å eksportere til Sverige på sommerdag. Endelig øker Norges eksport til Danmark marginalt. Det årlige norske eksportoverskuddet øker fra 0,5 TWh (scenario 3) til 6,0 TWh, se appendiks C.

Økt gasskraftproduksjon i Norge fortrenger gasskraft i Tyskland, Sverige og Belgia. Derimot øker gasskraftproduksjonen i Storbritannia og Nederland. Nettoøkningen i gasskraftproduksjonen blir alt i alt 5,6 TWh. Økt eksport fra Norge til Sverige fortrenger en del kullkraft i Sverige (2,1 TWh). I tillegg reduseres kullkraftproduksjonen noe i Storbritannia og Finland. Samlet reduksjon i kullkraftproduksjonen er 2,8 TWh, mens oljekraftproduksjonen reduseres med 0,9 TWh (reduksjonen finner stort sett sted i Italia), se figur 7. Samlet økning i kraftproduksjonen i modell-landene blir derfor 2,1 TWh (pumpekraftproduksjonen øker med 0,2 TWh).

Mens CO2-utslippene øker i Norge (økt gasskraftproduksjon), faller utslippene i de aller fleste andre land, se figur 8. Reduksjonen er spesielt sterk i Sverige (1,8 mtonn CO2; mindre kullkraft) og i Italia (0,6 mtonn CO2; mindre oljekraft). Samlet reduksjon i CO2-utslippene er 1,0 mtonn CO2.

[12] Siden Norge eksporterer kraft til Nederland og Tyskland om dagen, reduseres prisforskjellen mellom dag og natt i disse landene. Dermed reduseres markedsgrunnlaget for pumpekraftproduksjonen.

Økt eksport av gass (scenario 3b)

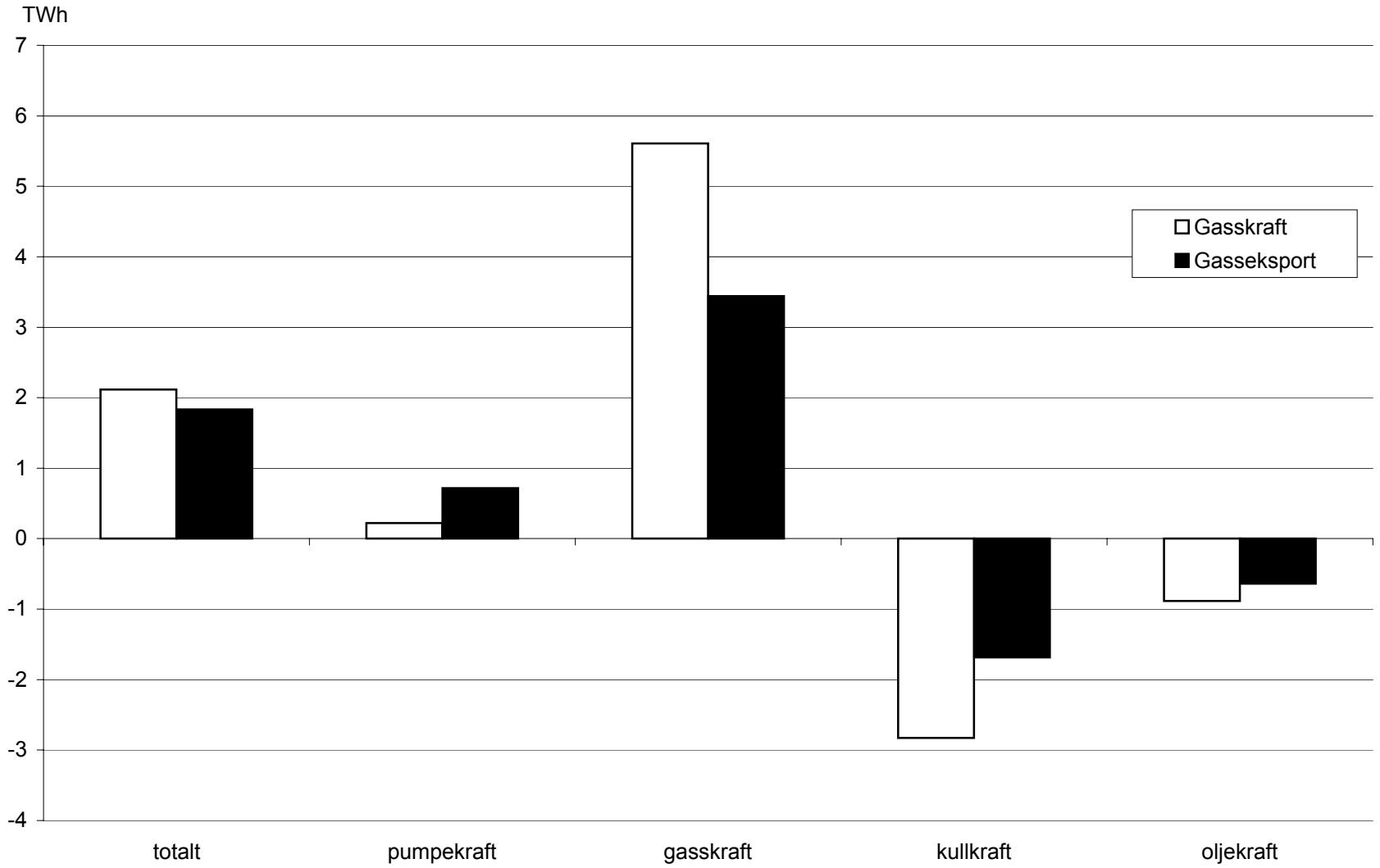
Økt eksport av gass fra Norge avleirer seg som økt gasskonsum hos sluttforbrukerne (0,18 mtoe), økt bruk av gass i kraftsektoren (0,68 mtoe), samt tap i transportleddet. Det økte gasskonsumet hos sluttforbrukerne, med tilhørende prisreduksjon, gir en viss reduksjon i bruken av kull (0,01 mtoe) og olje (0,07 mtoe). Som i de andre scenarioene er reduksjonen i kull- og oljeforbruket langt sterkere i kraftsektoren (0,4 mtoe og 0,15 mtoe for h.h.v. kull og olje).

Økt bruk av gass i kraftsektoren gir en netto produksjonsøkning av gasskraft på 3,4 TWh. Økningen er spesielt markant i Storbritannia (2,2 TWh), men her fortrenger gasskraften en del kullkraft (1,6 TWh), se appendiks C. Også i Tyskland, Belgia og Nederland øker gasskraftproduksjonen. Kullkraftproduksjonen faller totalt med 1,7 TWh, mens oljekraften reduseres med 0,6 TWh (reduksjonen finner primært sted i Italia). Totalt øker kraftproduksjonen med 1,8 TWh (pumpekraftproduksjonen øker med 0,7 TWh), se figur 7.

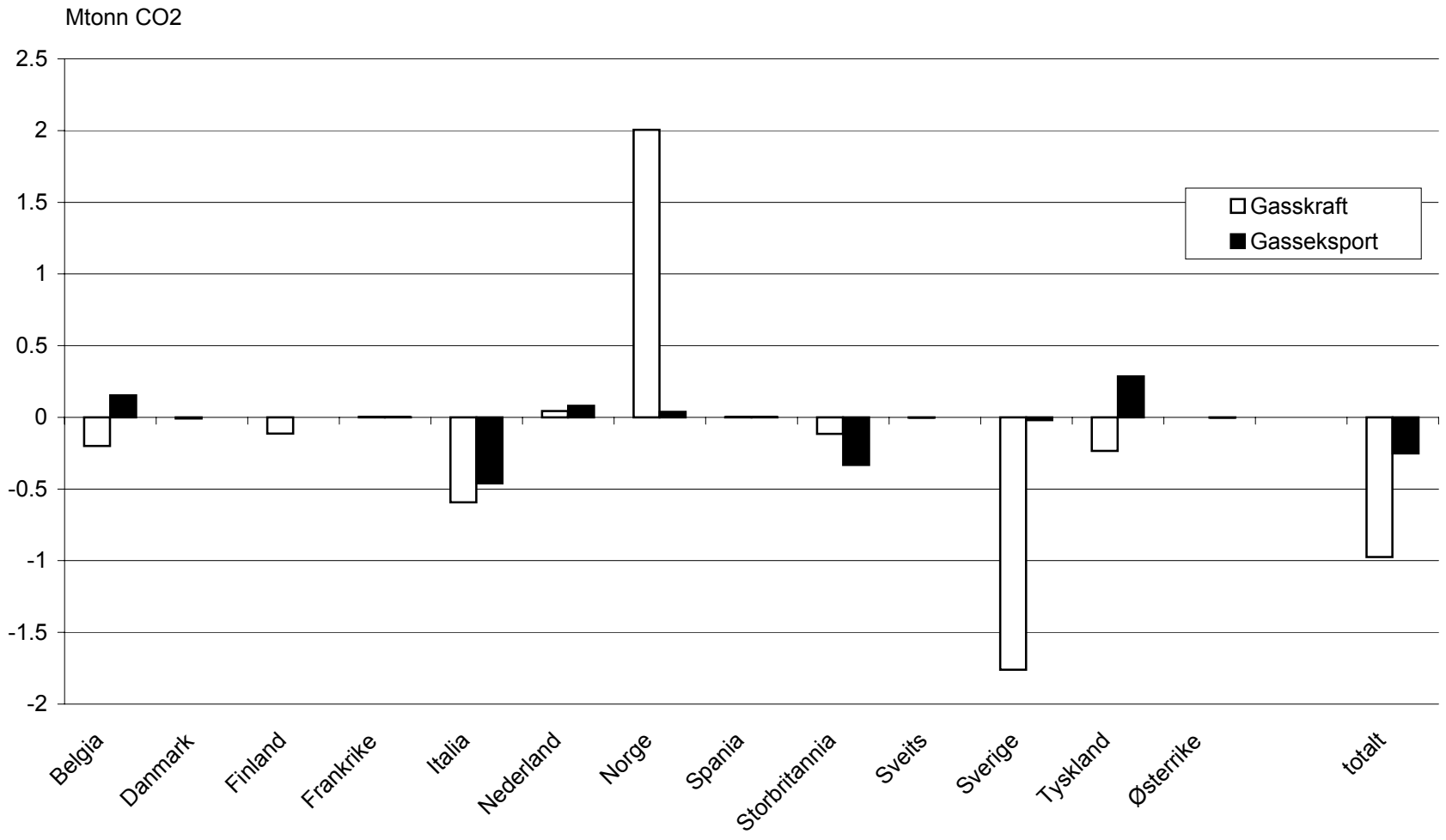
Gasseksport fra Norge har bare marginal effekt på utslippene i Norden. Derimot faller utslippene i Italia (0,5 mtonn CO2; lavere oljekraftproduksjon) og i Storbritannia (0,3 mtonn CO2; lavere kullkraftproduksjon som mer enn oppveier økt gasskraftproduksjon). Grunnet økt gasskraftproduksjon stiger utslippene noe i Tyskland, Belgia og Nederland. Alt i alt faller utslippene (sammenliknet med scenario 3) med 0,3 mtonn CO2 (Utslippsreduksjonen ved gasskraftproduksjon er 1,0 mtonn CO2, jf. ovenfor).

Figur 9 viser reduksjonen i totalutslippene i modell-landene under ulike skattesatser for CO2-utslipp, og under de to alternative anvendelsene av gassen (gasskraftproduksjon versus direkte eksport). Som i figur 6 (økt utvinning under basis scenarioet) ser vi at for alle skattesatser gir økt gasskraftproduksjon i Norge reduserte totalutslipp i modell-landene. Med unntak av enkelte skattesatser (rundt 5 USD/tonn CO2) gir også direkte eksport av gass en utslippsreduksjon, men reduksjonen er alltid størst når gassen benyttes til gasskraftproduksjon i Norge.

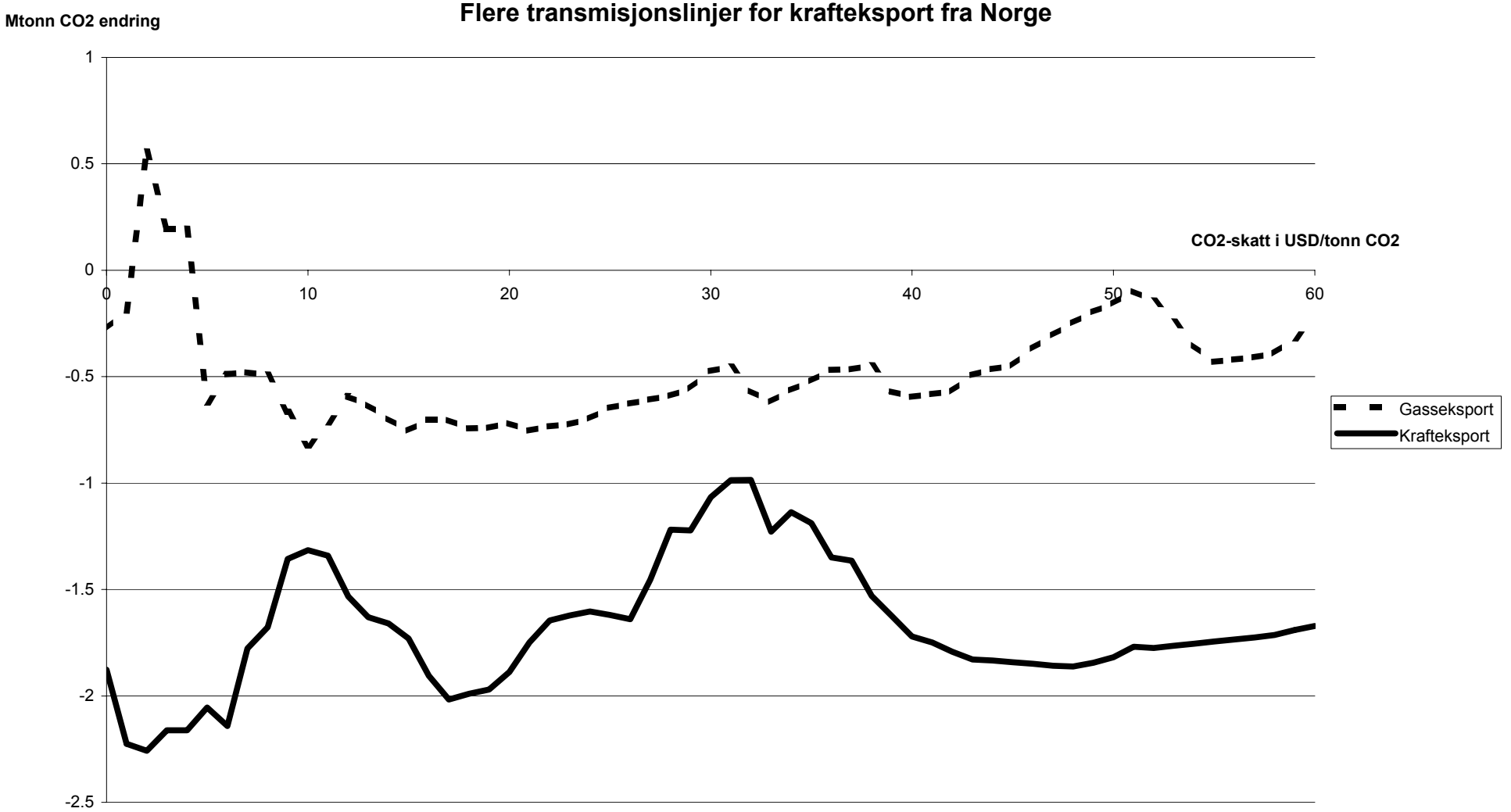
Figur 7 Endring i kraftproduksjon med 2 nye kraftlinjer



Figur 8 Endring i CO2 utslipp med 2 nye kraftlinjer



Figur 9 Virkninger på totale CO2-utslipp av økt gassutvinning i Norge
Flere transmisjonslinjer for krafteksport fra Norge



7 Tørrår i Norge

I Norge er nesten hele produksjonskapasiteten for kraft knyttet til magasinkraft. Produksjonen av elektrisitet blir begrenset av tilgangen på vann (fra regn og snøsmelting), størrelsen på magasinene og kraftverkenes turbinkapasiteter. I vår modell er årsproduksjonen begrenset av tilgangen på vann.[13]

I modellen er tilgangen på vann satt lik "normalårstilgangen", som ifølge Nordel (1997) svarer til en årsproduksjon på 112,3 TWh (scenario 1). I det følgende skal vi analysere virkninger av et tørrår (utelukkende) i Norge (scenario 4).[14] Basert på informasjon om variasjonen i tilgangen på vann i Norge de siste 50 årene, lar vi tilgangen på vann i et tørrår være 20 % lavere enn i et normalår. Magasinkraftproduksjonen i Norge i et tørrår blir derfor (maksimalt) 89.8 TWh.

I et tørrår stiger produsentprisen på kraft i Norge (aggregert over perioder) fra 19 øre/kWh (scenario 1) til 24,5 øre/kWh, se tabell 1 og 4. Produsentprisen er 26,7 øre/kWh på vinterdag, mens den er 23,2 øre/kWh resten av året. Gjennomsnittlig produsentpris for kraft i modell-landene (aggregert over perioder) er 21,9 øre/kWh, dvs. 0,5 øre høyere enn i scenario 1.

Det høye prisnivået på kraft leder til redusert elektrisitetskonsum i Norge. Reduksjonen i konsumet (4,7 TWh) er imidlertid lavere enn reduksjonen i produksjonen (22,5 TWh). Når vi tar hensyn til tap i nettet ved transport, finner vi at eksportoverskuddet på 0,4 TWh i scenario 1 snus til et importoverskudd (16,9 TWh). *Norge* eksporterer ikke lenger kraft. Eksporten til Finland i alle perioder er snudd til import i alle perioder. Eksporten til Sverige om natten og sommerdag (4 TWh på årsbasis) er snudd til import i de samme periodene (11,7 TWh på årsbasis). Også eksporten (om dagen) til Danmark snus til import. Derimot øker ikke importen til Norge fra Danmark om natten fordi linjen var fullt utnyttet allerede i scenario 1.[15]

[13] Vi antar at produksjonen ikke kan overstige tilgangen på vann, dvs. magasinfyllingen på begynnelsen og slutten av året må være den samme.
[14] I praksis opptrer tørrår samtidig i Norge og Sverige.
[15] Det er ledig importkapasitet fra Danmark til Norge om dagen, og fra Sverige til Norge om dagen og natten.

Sverige reduserer importoverskuddet fra 8,6 TWh (scenairo 1) til 1,6 TWh. Reduksjonen skyldes primært at import fra Norge er snudd til eksport til Norge. På den annen side bortfaller svensk eksport til Tyskland på sommerdag, og Sverige begynner å importere kraft fra Tyskland om natten (full kapsitetsutnyttelse). Importen til Sverige fra Danmark (om natten) er imidlertid uendret siden kapasiteten på linjen var fullt utnyttet allerede i scenario 1. Endelig begynner Sverige å importere kraft fra Finland i alle perioder (mest om natten).

Om dagen snur *Danmark* litt import av kraft fra Norge (scenario 1) til en beskjeden eksport, se ovenfor. På sommerdag reduseres imidlertid eksporten til Tyskland, mens eksportlinjen til Tyskland er fullt utnyttet i de andre periodene (slik som i scenario 1). Alt i alt øker eksportoverskuddet fra 27,6 TWh (scenario 1) til 28,0 TWh.

Finland snur import fra Norge til eksport til Norge, se ovenfor. Videre begynner Finland å eksportere kraft til Sverige i alle perioder. Landets importoverskudd i scenario 1 (5,0 TWh) blir dermed snudd til et eksportoverskudd (0,4 TWh). I *Tyskland* leder primært økt eksport til Sverige (om natten), og redusert import fra Sverige og Danmark (på sommerdag), til at importoverskuddet faller fra 60,5 TWh (scenario 1) til 58,3 TWh.

Økt produksjon av gasskraft (scenario 4a)

Når Norge øker gasskraftproduksjonen med 6 TWh, stiger innenlandsk kraftkonsum med 0,3 TWh. Resten av produksjonen benyttes til å redusere importen (dessuten går litt kraft tapt i nettet ved transport innenlands). Importoverskuddet faller derfor med ca. 5,7 TWh til 11,2 TWh. I likhet med scenario 4 eksporterer ikke Norge kraft. Importen fra Sverige reduseres i alle perioder. På årsbasis er reduksjonen 5,5 TWh. Endelig faller den beskjedne importen fra Danmark om dagen nesten bort.

Som i de andre tilfellene der Norge øker produksjonen av gasskraft finner vi at nettoproduksjonen av gasskraft øker (5,8 TWh), mens både kullkraftproduksjonen og oljekraftproduksjonen reduseres (h.h.v. 4,4 TWh og 0,2 TWh), se figur 10. Gasskraftproduksjonen stiger i Norge, Nederland og Storbritannia, men faller (primært) i Tyskland, Sverige og Belgia, se appendiks D. Kullkraftproduksjonen faller

betydelig i Finland (3,8 TWh). Videre faller kullkraftproduksjonen i Nederland og Storbritannia (fortrenges av økt gasskraftproduksjon). I begge disse landene er imidlertid reduksjonen i kullkraften (regnet i TWh) mindre enn økningen i gasskraftproduksjonen. Samlet kraftproduksjon stiger med 0,8 TWh (pumpekraftproduksjonen stiger med 0,4 TWh).

Økt gasskraftproduksjon i Norge leder til reduserte utslipp i de aller fleste andre land, se figur 11. Reduksjonen i utslippene er imidlertid betydelig bare for Finland (3,1 mtonn CO2; lavere kullkraftproduksjon). Samlede nettoutslipp i modell-landene faller med 1,9 mtonn CO2.

Økt eksport av gass (scenario 3b)

Økt eksport av gass fra Norge avleirer seg som økt gasskonsum hos sluttforbrukerne (0,18 mtoe), økt bruk av gass i kraftsektoren (0,68 mtoe), samt tap i transportleddet. Det økte gasskonsumet hos sluttforbrukerne gir en viss reduksjon i bruken av kull (0,008 mtoe) og olje (0,08 mtoe). Som i de andre scenarioene er reduksjonen i kull- og oljeforbruket langt sterkere i kraftsektoren (0,48 mtoe og 0,03 mtoe for h.h.v. kull og olje).

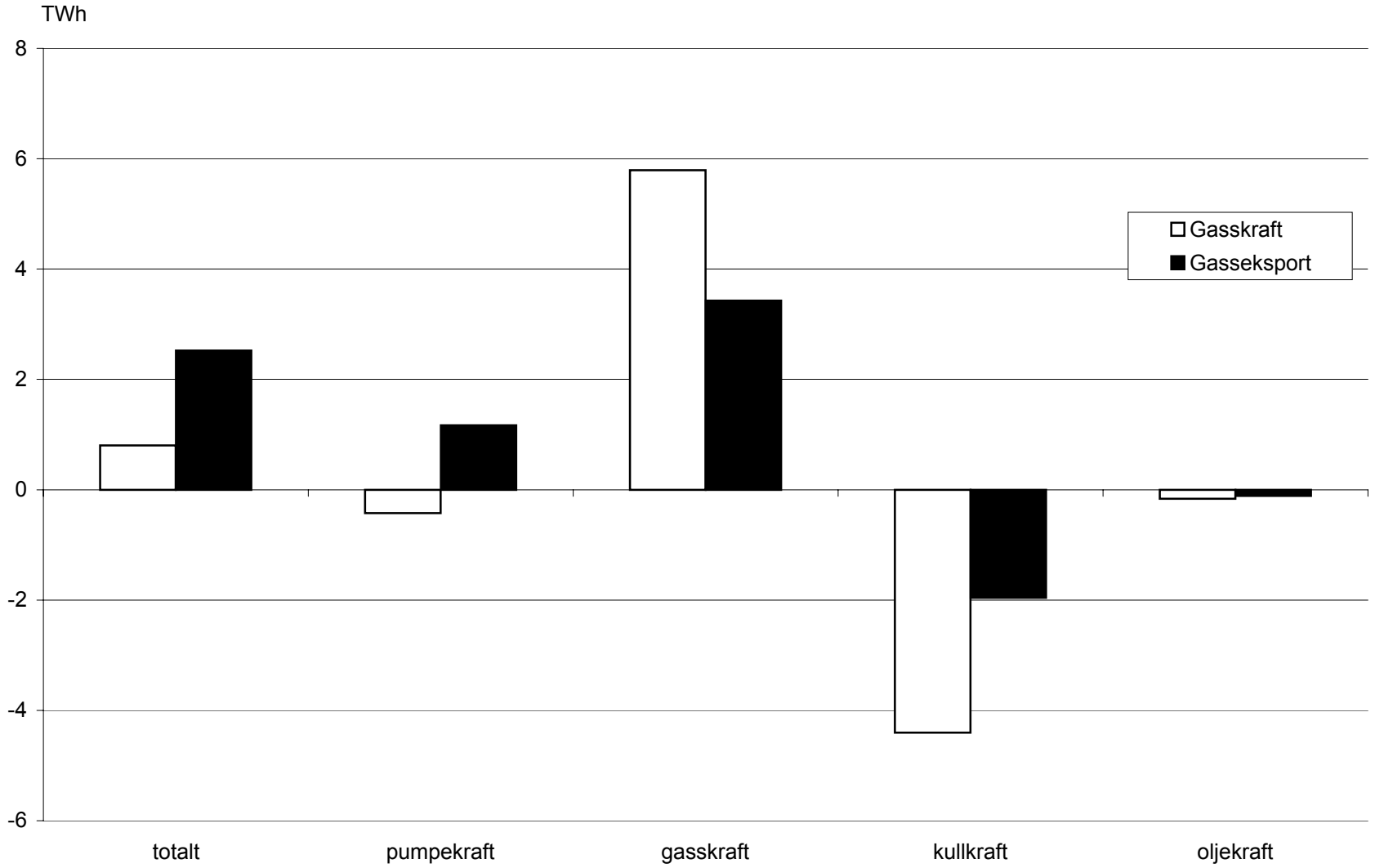
I likhet med de andre scenarioene gir økt eksport av gass fra Norge betydelige endringer i kraftsektoren i Storbritannia (relativt til størrelsen på gasseksporten). Produksjonen av gasskraft øker (2,2 TWh), men ekspansjonen fortrenger en del kullkraft (1,6 TWh). På den annen side øker pumpekraftproduksjonen (0,9 TWh). Norsk eksport av gass leder også til økt gasskraftproduksjon i Nederland og Tyskland, men i disse landene er det små/ingen endringer i kullkraftproduksjonen. Alt i alt øker gasskraftproduksjonen (3,4 TWh) og pumpekraftproduksjonen (1,2 TWh), mens kullkraftproduksjonen og oljekraftproduksjonen reduseres (h.h.v. 2,0 TWh og 0,1 TWh). Samlet kraftproduksjon øker derfor med 2,5 TWh, som er mer enn i de andre scenarioene der norsk gasseksport øker, se figur 10.

I de aller fleste land er utslippene lite påvirket av norsk gasseksport. Unntaket er Storbritannia, der utslippene faller en del (0,3 mton CO2; lavere kullkraftproduksjon som dominerer over økt gasskraftproduksjon), se figur 11. Samlet utslippsreduksjon i

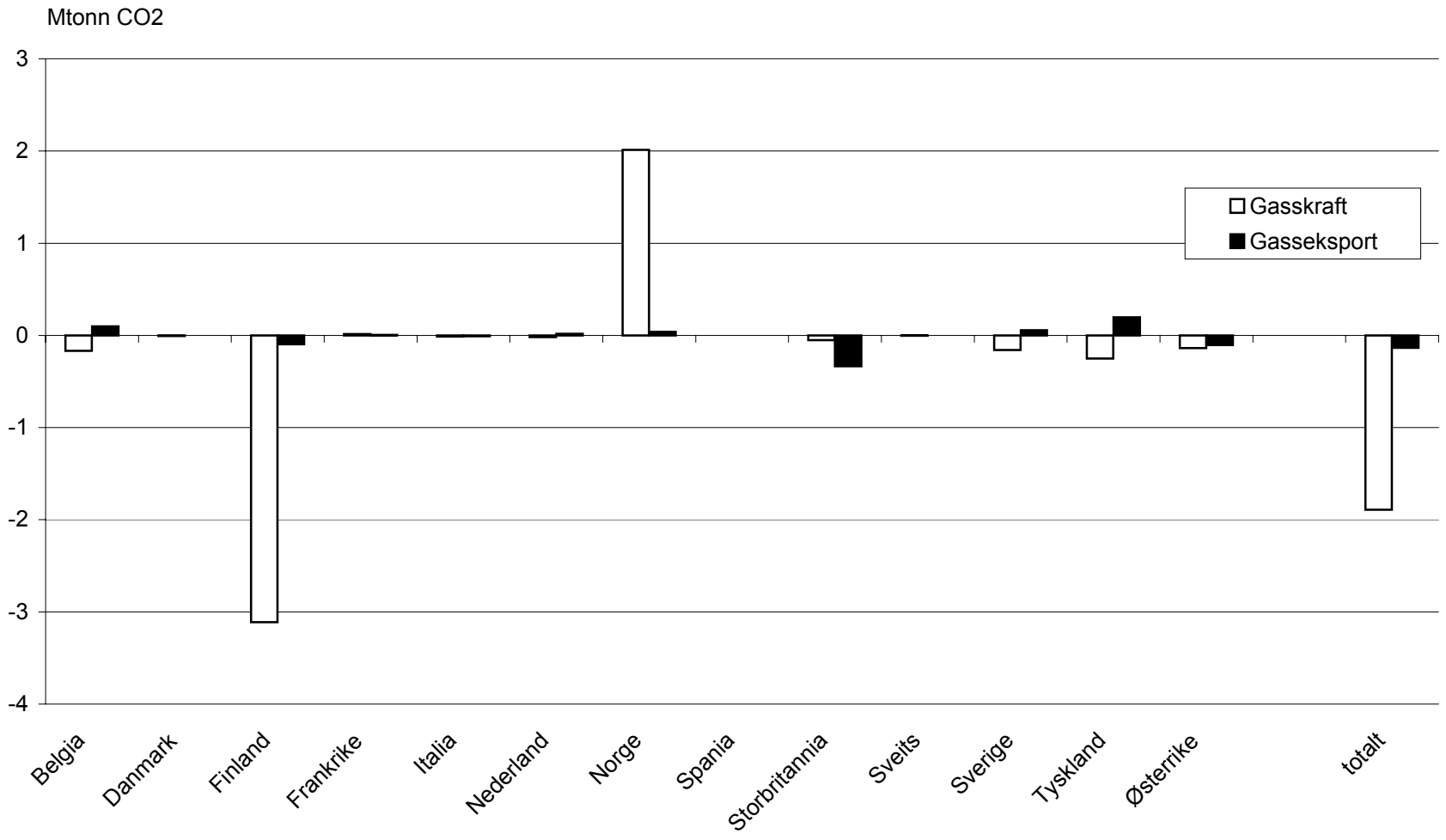
modell-landene er kun 0.1 mtonn CO2 (Utslippsreduksjonen ved gasskraftproduksjon er 1,9 mtonn CO2, jf. ovenfor).

Figur 12 viser reduksjonen i totalutslippene i modell-landene under ulike skattesatser for CO2-utslipp, og under de to alternative anvendelsene av gassen (gasskraftproduksjon versus direkte eksport). Som i figur 6 og 9 ser vi at for alle skattesatser er utslippsreduksjonen størst når gassen benyttes til gasskraftproduksjon i Norge.

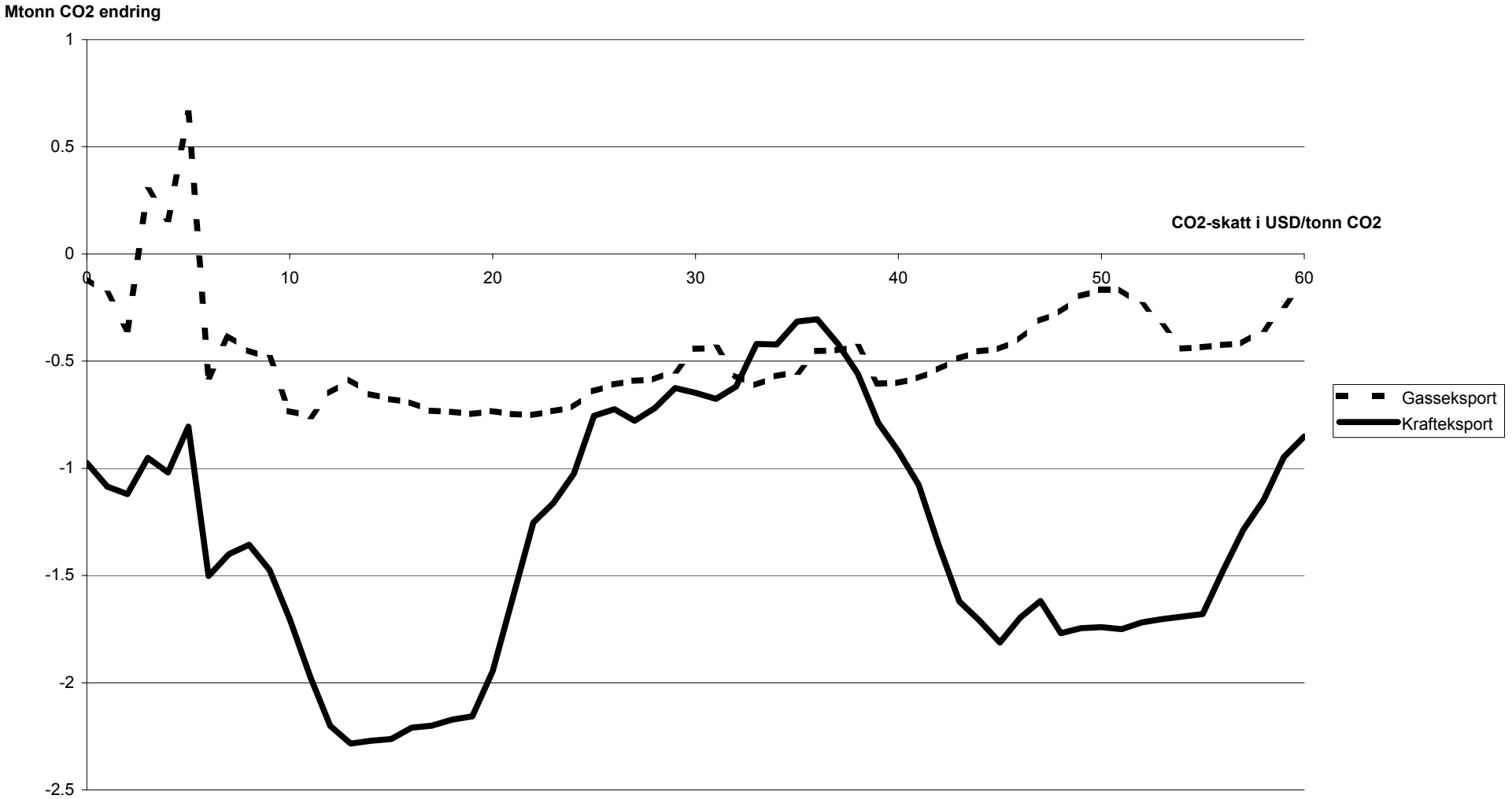
Figur 10 Endring i kraftproduksjon under tørrår i Norge



Figur 11 Endring i CO2 utslipp under tørrår i Norge



Figur 12 Virkninger på totale CO2-utslipp av økt gassutvinning i Norge under tørrår i Norge



8 Lønnsomhetsvurderinger

I kapitlene 4-7 drøftet vi virkninger av at Norge utvinner mer gass innenfor et liberalisert gass- og kraftmarked i Europa. Gassen kunne enten brukes til å produsere gasskraft i Norge, eller eksporteres direkte. I dette kapittelet skal vi drøfte om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å utvinne mer gass når energimarkedene er liberalisert. Dessuten skal vi drøfte om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt med etablering og drift av gasskraftverk i Norge.

Ved å sammenlikne produsentprisen på gass i Nordsjøen med utvinningskostnaden for gass, får vi avgjort om det er lønnsomt med økt utvinning av gass i Norge. Produsentprisen i Nordsjøen ligger på minst 45 øre/Sm^3 i alle scenarioene. Så langt vi kjenner til er dette en god del høyere enn utvinningskostnaden i Nordsjøen, se Golombek, Gjelsvik og Rosendahl (1998). Det er derfor trolig samfunnsøkonomisk lønnsomt med økt gassutvinning.[16]

Et gasskraftverk med 58 prosent effektivitet, som kjøper gassen til markedspris og betaler markedspris for transport av gass til Norge, får en driftskostnad på ca. 9 øre/kWh. I tillegg kommer i) driftskostnader som er direkte knyttet til produksjonen, ii) vedlikeholdskostnader[17] og iii) investeringskostnaden (ca. 5 øre/kWh). Samlet kostnad i basis scenarioet blir ca. 18 øre/Kwh, som er marginalt lavere (0,1 øre/kWh) enn kraftprisen i Norge.

Med skatt på CO2-utslippene (kapittel 5) øker gasskraftverkets overskudd til ca. 1 øre/kWh. Økningen avspeiler at kraftprisen øker mer enn gassprisen. Med to nye kraftlinjer (kapittel 6) er overskuddet (0,4 øre/kWh) litt høyere enn i basis scenarioet.[18] Alt i alt tyder våre resultater på at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved å bygge gasskraftverk er (på kort sikt) omtrent null.

[16] Det er imidlertid mulig at det er enda mer lønnsomt å utvinne gassen på et senere tidspunkt. Vi tar imidlertid ikke opp optimal utvinningsprofil for norsk gass i dette notatet.

[17] Vi antar at totale vedlikeholdskostnader kan splittes i to; en komponent som påløper for verk som er i drift, og en komponent som påløper for alle verk (både de som produserer og de som står). I modellkjøringene har vi bare tatt hensyn til den første komponenten (kortsiktig analyse). Når vi vurderer lønnsomheten ved å bygge gasskraftverk i Norge, tar vi imidlertid med hele vedlikeholdskostnaden.

[18] Med tørrår i Norge er overskuddet nesten 6 øre/kWh (høy kraftpris). Dette resultatet er imidlertid ikke så interessant siden det bare unntaksvis inntreffer tørrår i Norge.

Referanser

Golombek, R., Gjelsvik, E. og K. E. Rosendahl (1998). ”Increased competition on the supply side of the Western European natural gas market". *The Energy Journal*, 19(3): 1-18.

International Energy Agency (2000). *Energy Policy of IEA Countries*. 1999 Review.

Nordel (1997). *Årlig rapport 1996*.

Norges offentlige utredninger (2000). *Et kvotesystem for klimagasser. Virkemidler for å møte Norges utslippsforpliktelse under Kyotoprotokollen*. NOU 2000:1.

Thackeray, F. (1999). *European Natural Gas*. Financial Times

Appendiks A Deregulerte markeder (kapittel 4)

Hovedtall

	Initialsituasjon	Gasskraft	Gasseksport
scenario	1	1a	1b
CO2 utslipp, Europa (mtonn CO2)	3689.1	3687.9	3688.9
El.pris, produsent, sommerdag, Norge (øre/kWh)	17.8	17.3	17.8
El.pris, produsent, sommernatt, Norge (øre/kWh)	17.8	17.3	17.8
El.pris, produsent, vinterdag, Norge (øre/kWh)	21.3	20.8	21.3
El.pris, produsent, vinternatt, Norge (øre/kWh)	17.8	17.3	17.8
El.pris, produsent, årspris, Norge (øre/kWh)	19.0	18.4	18.9
El.pris, produsent, årspris, alle land (øre/kWh)	21.4	21.3	21.4
Gasspris, Nordsjøen (øre/SM3)	44.5	44.4	43.9
Gasspris, produsent, alle land (øre/Sm3)	72.1	71.8	71.5
Elkonsum, sommerdag, Norge (Twh)	23.8	23.9	23.8
Elprod, sommerdag, Norge (Twh)	27.4	28.2	27.4
Elkonsum, sommernatt, Norge (Twh)	19.6	19.7	19.6
Elprod, sommernatt, Norge (Twh)	20.8	23.2	20.8
Elkonsum, vinterdag, Norge (Twh)	33.9	34.1	33.9
Elprod, vinterdag, Norge (Twh)	37.0	37.2	37.0
Elkonsum, vinternattt, Norge (Twh)	27.1	27.3	27.2
Elprod, vinternatt, Norge (Twh)	28.7	31.4	28.7
Elkonsum, årlig, Norge (TWh)	104.5	105.0	104.5
Elprod, årlig, Norge (TWh)	113.9	119.9	113.9
Nettoeksport av kraft, årlig, Norge (TWh)	0.4	5.8	0.4
Samlet konsum av kraft i Europa (Twh)	2664.4	2665.9	2666.2

Utslipp etter land (mtonn CO2)

scenario	1	1a - 1	1b - 1
Belgia	187.667	-0.081	0.145
Danmark	82.129	-0.009	0
Finland	66.576	-0.889	0.001
Frankrike	472.698	0.01	0.002
Italia	492.451	-0.259	-0.425
Nederland	230.943	0.024	0.083
Norge	46.554	2.003	0.039
Spania	267.046	0	0.001
Storbritannia	659.969	-0.061	-0.332
Sveits	46.65	-0.002	0
Sverige	65.103	-1.876	-0.018
Tyskland	1014.662	-0.085	0.28
Østerrike	56.677	0	-0.002
sum	3689.125	-1.225	-0.226

Kraftproduksjon etter land og teknologi (TWh)

scenario 1

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0.094	6.968	17.993	25.331	5.239	1.072	0.02	41.17	97.887
Danmark	0.027	0	22.651	56.647	0	2.893	1.22	0	83.438
Finland	12.608	0	14.927	33.095	0	7.83	0.01	18.627	87.097
Frankrike	68.053	1.789	0	72.241	14.189	1.839	0.55	420.062	578.723
Italia	39.921	3.083	34.891	61.7	123.493	0.434	3.9	0	267.422
Nederland	0.09	0	126.972	25.579	0	0.229	0.68	3.919	157.469
Norge	112.297	0	0.315	0.528	0	0.781	0.01	0	113.931
Spania	29.137	0	15.327	79.329	0	0.607	0.37	54.311	179.081
Storbritannia	4.258	6.716	90.259	227.615	0	2.507	0.47	86.182	418.007
Sveits	34.083	0	0.079	0	0	2.344	0.01	23.675	60.191
Sverige	63.555	0	1.719	5.902	0	11.17	0.14	71.239	153.725
Tyskland	19.662	19.933	11.831	402.415	0	8.74	1.96	152.263	616.804
Østerrike	35.638	0	6.237	4.352	0	1.947	0	0	48.174
sum	419.423	38.489	343.201	994.734	142.921	42.393	9.34	871.448	2861.949

scenario 1a - 1

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0	-0.165	-0.075	0	-0.055	0	0	0	-0.295
Danmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finland	0	0	0.009	-1.114	0	0	0	0	-1.105
Frankrike	0	0	0	0.014	-0.008	0	0	0	0.006
Italia	0	0.127	-0.015	0	-0.338	0	0	0	-0.226
Nederland	0	0	0.102	0	0	0	0	0	0.102
Norge	0	0	6	0	0	0	0	0	6
Spania	0	0	0.003	0	0	0	0	0	0.003
Storbritannia	0	0.213	0.473	-0.333	0	0	0	0	0.353
Sveits	0	0	-0.001	0	0	0	0	0	-0.001
Sverige	0	0	-0.509	-2.267	0	0	0	0	-2.776
Tyskland	0	0	-0.264	0	0	0	0	0	-0.264
Østerrike	0	0	0.004	-0.002	0	0	0	0	0.002
sum	0	0.175	5.727	-3.702	-0.401	0	0	0	1.799

scenario 1b - 1

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0	-0.393	0.315	0	-0.046	0	0	0	-0.124
Danmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finland	0	0	0	0.001	0	0	0	0	0.001
Frankrike	0	0	0	-0.001	0.004	0	0	0	0.003
Italia	0	0.208	-0.027	0	-0.555	0	0	0	-0.374
Nederland	0	0	0.262	0	0	0	0	0	0.262
Norge	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0.004	0	0	0	0	0	0.004
Storbritannia	0	0.947	2.208	-1.61	0	0	0	0	1.545
Sveits	0	0	0.003	0	0	0	0	0	0.003
Sverige	0	0	0.111	-0.076	0	0	0	0	0.035
Tyskland	0	0	0.555	0	0	0	0	0	0.555
Østerrike	0	0	0.009	-0.007	0	0	0	0	0.002
sum	0	0.762	3.44	-1.693	-0.597	0	0	0	1.912

Nettoimport

scenario 1

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	38.209	19.586	10.964	32.938
Danmark	-27.617	-0.054	11.43	-1.655
Finland	4.955	3.3	5.977	9.119
Frankrike	-91.139	29.227	22.994	92.093
Italia	33.047	27.791	22.192	93.283
Nederland	-49.208	-16.089	8.95	22.46
Norge	-0.387	-33.091	0.894	-151.349
Spania	11.589	9.667	12.703	50.573
Storbritannia	0	0.921	31.382	-53.904
Sveits	0.904	2.393	0.131	12.888
Sverige	8.644	0.746	2.523	16.881
Tyskland	60.472	47.689	45.666	135.606
Østerrike	15.247	4.515	2.628	9.883

scenario 1a - 1

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	0.109	-0.015	0.001	-0.015
Danmark	0.114	-0.002	0	-0.002
Finland	1.134	0	-0.242	-0.001
Frankrike	0	0.001	0.004	-0.002
Italia	0.411	-0.003	-0.001	-0.078
Nederland	0.052	0.021	-0.002	-0.006
Norge	-5.404	0.008	-0.001	-0.008
Spania	0	0.001	0	0
Storbritannia	2.77401E-10	0.114	-0.082	-0.005
Sveits	0.016	0	0	0
Sverige	3.162	-0.088	-0.451	-0.008
Tyskland	0.404	-0.039	0.006	-0.007
Østerrike	0.001	0.002	0	0

scenario 1b - 1

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	-0.381	0.089	-0.001	-0.017
Danmark	0.006	0.001	0	-0.001
Finland	0	0	0	0
Frankrike	0	0.002	-0.001	0
Italia	0.678	-0.005	-0.001	-0.129
Nederland	0.133	0.067	-0.005	-0.017
Norge	0.018	-0.863	0	0
Spania	0	0.001	0	0
Storbritannia	0	0.532	-0.396	-0.021
Sveits	0.017	0.002	0	-0.001
Sverige	-0.023	0.02	-0.016	-0.002
Sverige				
Tyskland	-0.449	0.15	0.001	-0.018
Østerrike	0.001	0.003	-0.001	0

Norsk handel med kraft (TWh)

scenario 1

Eksport fra Norge til	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Algerie	0	0	0	0	0
Andre	0	0	0	0	0
Belgia	0	0	0	0	0
Danmark	0	0.69	0	0.068	0.758
Finland	0.077	0.077	0.077	0.077	0.308
Frankrike	0	0	0	0	0
Italia	0	0	0	0	0
Nederland	0	0	0	0	0
Norge	0	0	0	0	0
Russland	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0	0	0
Storbritannia	0	0	0	0	0
Sveits	0	0	0	0	0
Sverige	1.669	0.845	1.465	0	3.979
Tyskland	0	0	0	0	0
Østerrike	0	0	0	0	0
sum	1.746	1.612	1.542	0.145	5.045

Import til Norge fra	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	2.278	0	2.278	0	4.556
Russland	0.025	0.024	0.026	0.026	0.101
sum	2.303	0.024	2.304	0.026	4.657

Nettoimport til Norge	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
	0.557	-1.588	0.762	-0.119	-0.388

scenario 1a - 1

Økt eksport fra Norge til	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Algerie	0	0	0	0	0
Andre	0	0	0	0	0
Belgia	0	0	0	0	0
Danmark	0	0.046	0	0.041	0.087
Finland	0	0	0	0	0
Frankrike	0	0	0	0	0
Italia	0	0	0	0	0
Nederland	0	0	0	0	0
Norge	0	0	0	0	0
Russland	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0	0	0
Storbritannia	0	0	0	0	0
Sveits	0	0	0	0	0
Sverige	1.238	0.552	2.507	0	4.297
Tyskland	0	0	0	0	0
Østerrike	0	0	0	0	0
sum	1.238	0.598	2.507	0.041	4.384

Økt import til Norge fra	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	-1.02	0	0	0	-1.02
Russland	0	0	0	0	0
sum	-1.02	0	0	0	-1.02

Økt nettoimport til Norge	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
	-2.258	-0.598	-2.507	-0.041	-5.404

scenario 1b - 1

Økt eksport fra Norge til	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Algerie	0	0	0	0	0
Andre	0	0	0	0	0
Belgia	0	0	0	0	0
Danmark	0	0.003	0	0.002	0.005
Finland	0	0	0	0	0
Frankrike	0	0	0	0	0
Italia	0	0	0	0	0
Nederland	0	0	0	0	0
Norge	0	0	0	0	0
Russland	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0	0	0
Storbritannia	0	0	0	0	0
Sveits	0	0	0	0	0
Sverige	-0.007	-0.008	-0.008	0	-0.023
Tyskland	0	0	0	0	0
Østerrike	0	0	0	0	0
sum	-0.007	-0.005	-0.008	0.002	-0.018

Økt import til Norge fra	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	0	0	0	0	0
Russland	0	0	0	0	0
sum	0	0	0	0	0

Økt nettoimport til Norge	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
	0.007	0.005	0.008	-0.002	0.018

Appendiks B Skatt på CO_2-utslipp (kapittel 5)

Hovedtall

	Initialsituasjon	Gasskraft	Gasseksport
scenario	2	2a	2b
CO2 utslipp, Europa (mtonn CO2)	3580.0	3578.4	3579.3
El.pris, produsent, sommerdag, Norge (øre/kWh)	24.3	23.7	24.3
El.pris, produsent, sommernatt, Norge (øre/kWh)	24.3	23.7	24.3
El.pris, produsent, vinterdag, Norge (øre/kWh)	27.8	27.2	27.8
El.pris, produsent, vinternatt, Norge (øre/kWh)	24.3	23.7	24.3
El.pris, produsent, årspris, Norge (øre/kWh)	25.4	24.7	25.4
El.pris, produsent, årspris, alle land (øre/kWh)	30.7	30.6	30.7
Gasspris, Nordsjøen (øre/SM3)	53.0	52.9	52.3
Gasspris, produsent, alle land (øre/Sm3)	81.8	81.6	81.1
Elkonsum, sommerdag, Norge (Twh)	22.4	22.5	22.4
Elprod, sommerdag, Norge (Twh)	28.3	29.6	28.2
Elkonsum, sommernatt, Norge (Twh)	18.5	18.6	18.5
Elprod, sommernatt, Norge (Twh)	21.4	21.6	21.4
Elkonsum, vinterdag, Norge (Twh)	32.0	32.2	32.0
Elprod, vinterdag, Norge (Twh)	35.6	37.2	35.7
Elkonsum, vinternattt, Norge (Twh)	25.6	25.7	25.6
Elprod, vinternatt, Norge (Twh)	28.7	31.6	28.7
Elkonsum, årlig, Norge (TWh)	98.5	99.1	98.6
Elprod, årlig, Norge (TWh)	113.9	119.9	113.9
Eksport av kraft, årlig, Norge (TWh)	6.7	12.0	6.7
Samlet konsum av kraft i Europa (Twh)	2571.8	2572.9	2572.2

Utslipp etter land (mtonn CO2)

scenario	2	2a - 2	2b - 2
Belgia	183.644	0.016	0.185
Danmark	78.649	-3.242	0.002
Finland	65.031	-0.118	-0.016
Frankrike	443.117	-0.016	-0.236
Italia	482.306	-0.02	-0.256
Nederland	223.972	-0.012	-0.166
Norge	46.041	1.997	0.037
Spania	269.142	0.009	0.115
Storbritannia	639.461	0.021	0.139
Sveits	47.077	0	0.002
Sverige	61.201	-0.217	0.023
Tyskland	984.651	-0.02	-0.564
Østerrike	55.735	0.002	0.025
sum	3580.027	-1.6	-0.71

Kraftproduksjon etter land og teknologi (TWh)

scenario 2

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0.094	1.386	17.82	25.331	5.068	1.072	0.02	41.17	91.961
Danmark	0.027	0	22.651	51.929	0	2.893	1.22	0	78.72
Finland	12.608	0	15.21	31.18	0	7.83	0.01	18.627	85.465
Frankrike	68.053	1.787	1.475	35.015	22.481	1.839	0.55	420.062	551.262
Italia	39.921	0	41.093	43.575	126.232	0.434	3.9	0	255.155
Nederland	0.09	0	134.401	16.99	0	0.229	0.68	3.919	156.309
Norge	112.297	0	0.315	0.528	0	0.781	0.01	0	113.931
Spania	29.137	0	15.369	79.329	0	0.607	0.37	54.311	179.123
Storbritannia	4.258	0	99.575	198.498	1.29	2.507	0.47	86.182	392.78
Sveits	34.083	0	0.137	0	0	2.344	0.01	23.675	60.249
Sverige	63.555	0	1.736	0	0	11.17	0.14	71.239	147.84
Tyskland	19.662	19.933	27.736	366.808	5.185	8.74	1.96	152.263	602.287
Østerrike	35.638	0	7.458	2.855	0	1.947	0	0	47.898
sum	419.423	23.106	384.976	852.038	160.256	42.393	9.34	871.448	2762.98

scenario 2a - 2

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0	0.012	0.028	0	-0.002	0	0	0	0.038
Danmark	0	0	0	-4.233	0	0	0	0	-4.233
Finland	0	0	0.001	-0.148	0	0	0	0	-0.147
Frankrike	0	0.011	0.012	-0.01	-0.015	0	0	0	-0.002
Italia	0	0	0.084	-0.012	-0.066	0	0	0	0.006
Nederland	0	0	0.012	-0.025	0	0	0	0	-0.013
Norge	0	0	6	0	0	0	0	0	6
Spania	0	0	0.024	0	0	0	0	0	0.024
Storbritannia	0	0	0	0.008	-0.002	0	0	0	0.006
Sveits	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sverige	0	0	-0.474	0	0	0	0	0	-0.474
Tyskland	0	0	0.062	-0.029	-0.035	0	0	0	-0.002
Østerrike	0	0	0.012	-0.004	0	0	0	0	0.008
sum	0	0.023	5.761	-4.453	-0.12	0	0	0	1.211

scenario 2b - 2

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0	0.128	0.327	0	-0.005	0	0	0	0.45
Danmark	0	0	0	0.001	0	0	0	0	0.001
Finland	0	0	0.001	-0.02	0	0	0	0	-0.019
Frankrike	0	0.1	0.146	-0.258	-0.067	0	0	0	-0.079
Italia	0	0	0.876	-0.276	-0.546	0	0	0	0.054
Nederland	0	0	0.144	-0.31	0	0	0	0	-0.166
Norge	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0.293	0	0	0	0	0	0.293
Storbritannia	0	0	0	-0.015	0.002	0	0	0	-0.013
Sveits	0	0	0.003	0	0	0	0	0	0.003
Sverige	0	0	0.076	0	0	0	0	0	0.076
Tyskland	0	0	0.766	-0.899	-0.091	0	0	0	-0.224
Østerrike	0	0	0.142	-0.057	0	0	0	0	0.085
sum	0	0.228	2.774	-1.834	-0.707	0	0	0	0.461

Nettoimport

scenario 2

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	32.794	19.268	10.345	32.609
Danmark	-24.357	-0.09	10.455	-1.599
Finland	4.648	3.3	5.535	9.142
Frankrike	-80.352	28.947	12.957	94.58
Italia	32.666	28.561	17.271	95.235
Nederland	-41.629	-16.033	6.571	22.974
Norge	-6.705	-33.091	0.445	-150.991
Spania	8.809	9.41	12.995	51.074
Storbritannia	-4.38	-0.681	24.88	-51.717
Sveits	-0.045	2.394	0.246	12.889
Sverige	9.7	0.665	1.215	17.213
Sverige				
Tyskland	59.141	49.346	36.108	136.028
Østerrike	14.423	4.603	2.296	9.909

scenario 2a - 2

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	-0.02	0.008	0.001	-0.002
Danmark	4.231	-0.003	-0.882	-0.002
Finland	0.153	0	-0.032	0
Frankrike	0.023	0.005	-0.003	-0.006
Italia	0	0.021	-0.004	-0.016
Nederland	0.015	0.005	-0.006	-0.001
Norge	-5.303	0.008	-0.001	-0.01
Spania	-0.022	0.006	0	-0.001
Storbritannia	0	0.011	0.002	-0.004
Sveits	0	0.001	0	0
Sverige	0.92	-0.082	-0.001	-0.01
Sverige				
Tyskland	0.01	0.017	-0.008	-0.01
Østerrike	-0.006	0.004	-0.001	0

scenario 2b - 2

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	-0.275	0.093	-0.001	-0.007
Danmark	0.001	0.002	0	-0.001
Finland	0.021	0	-0.004	0
Frankrike	0.223	0.052	-0.07	-0.03
Italia	0	0.217	-0.083	-0.136
Nederland	0.179	0.056	-0.075	-0.005
Norge	0.032	-0.863	0	-0.001
Spania	-0.277	0.065	-0.001	-0.009
Storbritannia	0	0.105	-0.007	-0.022
Sveits	-0.003	0.003	0	-0.001
Sverige	-0.053	0.014	0	-0.002
Sverige				
Tyskland	0.233	0.214	-0.248	-0.036
Østerrike	-0.079	0.042	-0.014	-0.001

Norsk handel med kraft (TWh)

scenario 2

Eksport fra Norge til	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Algerie	0	0	0	0	0
Andre	0	0	0	0	0
Belgia	0	0	0	0	0
Danmark	0	1.855	0	0.896	2.751
Finland	0	0	0	0	0
Frankrike	0	0	0	0	0
Italia	0	0	0	0	0
Nederland	0	0	0	0	0
Norge	0	0	0	0	0
Russland	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0	0	0
Storbritannia	0	0	0	0	0
Sveits	0	0	0	0	0
Sverige	1.267	1.974	3.109	0	6.35
Tyskland	0	0	0	0	0
Østerrike	0	0	0	0	0
sum	1.267	3.829	3.109	0.896	9.101

Import til Norge fra	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	0.017	0	2.278	0	2.295
Russland	0.025	0.024	0.026	0.026	0.101
sum	0.042	0.024	2.304	0.026	2.396

Nettoimport til Norge	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
	-1.225	-3.805	-0.805	-0.87	-6.705

scenario 2a - 2

Økt eksport fra Norge til	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Algerie	0	0	0	0	0
Andre	0	0	0	0	0
Belgia	0	0	0	0	0
Danmark	0	0.384	0	1.203	1.587
Finland	0	0	0.077	0.077	0.154
Frankrike	0	0	0	0	0
Italia	0	0	0	0	0
Nederland	0	0	0	0	0
Norge	0	0	0	0	0
Russland	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0	0	0
Storbritannia	0	0	0	0	0
Sveits	0	0	0	0	0
Sverige	0.051	0.812	0.406	0	1.269
Tyskland	0	0	0	0	0
Østerrike	0	0	0	0	0
					0
sum	0.051	1.196	0.483	1.28	3.01

Økt import til Norge fra	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	-0.017	0	-2.278	0	-2.295
Russland	0	0	0	0	0
sum	-0.017	0	-2.278	0	-2.295

Økt nettoimport til Norge	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
	-0.068	-1.196	-2.761	-1.28	-5.305

Appendiks C Nye kraftlinjer (kapittel 6)

Hovedtall

	Initialsituasjon	Gasskraft	Gasseksport
scenario	3	3a	3b
CO2 utslipp, Europa (mtonn CO2)	3689.6	3688.7	3689.4
El.pris, produsent, sommerdag, Norge (øre/kWh)	18.0	17.5	18.0
El.pris, produsent, sommernatt, Norge (øre/kWh)	18.0	17.5	18.0
El.pris, produsent, vinterdag, Norge (øre/kWh)	21.5	21.0	21.5
El.pris, produsent, vinternatt, Norge (øre/kWh)	18.0	17.5	18.0
El.pris, produsent, årspris, Norge (øre/kWh)	19.2	18.6	19.2
El.pris, produsent, årspris, alle land (øre/kWh)	21.5	21.3	21.4
Gasspris, Nordsjøen (øre/SM3)	44.6	44.4	44.0
Gasspris, produsent, alle land (øre/Sm3)	72.1	71.8	71.6
Elkonsum, sommerdag, Norge (Twh)	23.7	23.8	23.7
Elprod, sommerdag, Norge (Twh)	27.9	28.5	27.9
Elkonsum, sommernatt, Norge (Twh)	19.6	19.7	19.6
Elprod, sommernatt, Norge (Twh)	20.4	21.9	20.3
Elkonsum, vinterdag, Norge (Twh)	33.9	34.0	33.9
Elprod, vinterdag, Norge (Twh)	38.3	38.4	38.3
Elkonsum, vinternattt, Norge (Twh)	27.1	27.2	27.1
Elprod, vinternatt, Norge (Twh)	27.4	31.1	27.4
Elkonsum, årlig, Norge (TWh)	104.3	104.8	104.3
Elprod, årlig, Norge (TWh)	113.9	119.9	113.9
Eksport av kraft, årlig, Norge (TWh)	0.5	6.0	0.5
Samlet konsum av kraft i Europa (Twh)	2664.6	2666.6	2666.4

Utslipp etter land (mtonn CO2)

scenario	3	3a - 3	3b - 3
Belgia	187.654	-0.199	0.153
Danmark	82.131	-0.007	0
Finland	66.576	-0.114	0
Frankrike	472.692	0.003	0.001
Italia	492.311	-0.592	-0.46
Nederland	230.874	0.043	0.081
Norge	46.564	2.005	0.039
Spania	267.046	0.001	0.001
Storbritannia	660.011	-0.115	-0.331
Sveits	46.65	-0.003	0
Sverige	65.813	-1.76	-0.019
Tyskland	1014.626	-0.235	0.286
Østerrike	56.675	-0.001	-0.002
sum	3689.623	-0.974	-0.251

Kraftproduksjon etter land og teknologi (TWh)

scenario 3

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0.094	6.17	17.959	25.331	5.251	1.072	0.02	41.17	97.067
Danmark	0.027	0	22.651	56.647	0	2.893	1.22	0	83.438
Finland	12.608	0	14.927	33.095	0	7.83	0.01	18.627	87.097
Frankrike	68.053	1.789	0	72.229	14.199	1.839	0.55	420.062	578.721
Italia	39.921	3.152	34.881	61.7	123.31	0.434	3.9	0	267.298
Nederland	0.09	0	127.584	25.579	0	0.229	0.68	3.919	158.081
Norge	112.297	0	0.315	0.528	0	0.781	0.01	0	113.931
Spania	29.137	0	15.329	79.329	0	0.607	0.37	54.311	179.083
Storbritannia	4.258	6.584	89.957	227.831	0	2.507	0.47	86.182	417.789
Sveits	34.083	0	0.079	0	0	2.344	0.01	23.675	60.191
Sverige	63.555	0	1.9	6.745	0	11.17	0.14	71.239	154.749
Tyskland	19.662	19.933	11.799	402.415	0	8.74	1.96	152.263	616.772
Østerrike	35.638	0	6.241	4.348	0	1.947	0	0	48.174
sum	419.423	37.628	343.622	995.777	142.76	42.393	9.34	871.448	2862.391

scenario 3a - 3

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0	-0.426	-0.211	0	-0.117	0	0	0	-0.754
Danmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finland	0	0	0.002	-0.143	0	0	0	0	-0.141
Frankrike	0	0	0	0.001	0.003	0	0	0	0.004
Italia	0	0.302	-0.04	0	-0.771	0	0	0	-0.509
Nederland	0	0	0.2	0	0	0	0	0	0.2
Norge	0	0	6	0	0	0	0	0	6
Spania	0	0	0.005	0	0	0	0	0	0.005
Storbritannia	0	0.345	0.79	-0.568	0	0	0	0	0.567
Sveits	0	0	-0.003	0	0	0	0	0	-0.003
Sverige	0	0	-0.452	-2.108	0	0	0	0	-2.56
Tyskland	0	0	-0.695	0	0	0	0	0	-0.695
Østerrike	0	0	0.012	-0.009	0	0	0	0	0.003
sum	0	0.221	5.608	-2.827	-0.885	0	0	0	2.117

scenario 3b - 3

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0	-0.454	0.325	0	-0.043	0	0	0	-0.172
Danmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finland	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Frankrike	0	0	0	-0.001	0.004	0	0	0	0.003
Italia	0	0.227	-0.029	0	-0.601	0	0	0	-0.403
Nederland	0	0	0.258	0	0	0	0	0	0.258
Norge	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0.004	0	0	0	0	0	0.004
Storbritannia	0	0.942	2.194	-1.599	0	0	0	0	1.537
Sveits	0	0	0.003	0	0	0	0	0	0.003
Sverige	0	0	0.112	-0.077	0	0	0	0	0.035
Tyskland	0	0	0.566	0	0	0	0	0	0.566
Østerrike	0	0	0.009	-0.008	0	0	0	0	0.001
sum	0	0.715	3.442	-1.685	-0.64	0	0	0	1.832

Nettoimport

scenario 3

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	37.944	19.576	10.964	32.942
Danmark	-27.653	-0.054	11.43	-1.654
Finland	4.955	3.3	5.977	9.119
Frankrike	-91.139	29.228	22.99	92.095
Italia	33.272	27.789	22.192	93.241
Nederland	-47.896	-16.025	8.943	22.399
Norge	-0.517	-33.091	0.894	-151.346
Spania	11.589	9.667	12.703	50.573
Storbritannia	1.4057E-09	0.848	31.435	-53.9
Sveits	0.907	2.393	0.131	12.889
Sverige	7.485	0.778	2.694	16.884
Tyskland	60.52	47.677	45.661	135.609
Østerrike	15.247	4.516	2.627	9.883

scenario 3a - 3

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	0.253	-0.047	0	-0.031
Danmark	0.097	-0.001	0	-0.002
Finland	0.145	0	-0.031	0
Frankrike	0	0.002	0	0
Italia	0.948	-0.007	-0.002	-0.179
Nederland	0.101	0.04	-0.003	-0.011
Norge	-5.439	0.008	-0.001	-0.007
Spania	0	0.002	0	-0.001
Storbritannia	-2.20517E-09	0.189	-0.14	-0.008
Sveits	0.038	0	0	-0.001
Sverige	2.9	-0.079	-0.425	-0.008
Tyskland	0.956	-0.111	0.014	-0.013
Østerrike	0.001	0.003	-0.002	0

scenario 3b - 3

	elektrisitet (TWh)	naturgass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	-0.417	0.091	-0.001	-0.016
Danmark	0.007	0.002	0	-0.001
Finland	0	0	0	0
Frankrike	0	0.001	-0.001	0
Italia	0.733	-0.006	-0.002	-0.14
Nederland	0.131	0.066	-0.004	-0.016
Norge	0.018	-0.863	0	-0.001
Spania	0	0.002	0	-0.001
Storbritannia	-3.42807E-09	0.529	-0.393	-0.022
Sveits	0.018	0.002	0	-0.002
Sverige	-0.023	0.02	-0.016	-0.002
Tyskland	-0.466	0.152	0.001	-0.018
Østerrike	0.001	0.003	-0.002	0

Norsk handel med kraft (TWh)

scenario 3

Eksport fra Norge til	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Algerie	0	0	0	0	0
Andre	0	0	0	0	0
Belgia	0	0	0	0	0
Danmark	0	0.677	0	0.056	0.733
Finland	0.077	0.077	0.077	0.077	0.308
Frankrike	0	0	0	0	0
Italia	0	0	0	0	0
Nederland	0	0.657	0	0.657	1.314
Norge	0	0	0	0	0
Russland	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0	0	0
Storbritannia	0	0	0	0	0
Sveits	0	0	0	0	0
Sverige	1.266	0	0.24	0	1.506
Tyskland	0	0.657	0	0.657	1.314
Østerrike	0	0	0	0	0
sum	1.343	2.068	0.317	1.447	5.175

Import til Norge fra	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	2.278	0	2.278	0	4.556
Russland	0.025	0.024	0.026	0.026	0.101
sum	2.303	0.024	2.304	0.026	4.657

Nettoimport til Norge	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
	0.96	-2.044	1.987	-1.421	-0.518

scenario 3a - 3

Økt eksport fra Norge til	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Algerie	0	0	0	0	0
Andre	0	0	0	0	0
Belgia	0	0	0	0	0
Danmark	0	0.039	0	0.035	0.074
Finland	0	0	0	0	0
Frankrike	0	0	0	0	0
Italia	0	0	0	0	0
Nederland	0	0	0	0	0
Norge	0	0	0	0	0
Russland	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0	0	0
Storbritannia	0	0	0	0	0
Sveits	0	0	0	0	0
Sverige	0.445	0.437	3.478	0	4.36
Tyskland	0	0	0	0	0
Østerrike	0	0	0	0	0
sum	0.445	0.476	3.478	0.035	4.434

Økt import til Norge fra	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	-1.006	0	0	0	-1.006
Russland	0	0	0	0	0
sum	-1.006	0	0	0	-1.006

Økt nettoimport til Norge	sommernatt	sommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
	-1.451	-0.476	-3.478	-0.035	-5.44

Appendiks D Tørrår i Norge (kapittel 7)

Hovedtall

	Initialsituasjon	Gasskraft	Gasseksport
scenario	4	4a	4b
CO2 utslipp, Europa (mtonn CO2	3699.3	3697.4	3699.1
El.pris, produsent, sommerdag, N	23.2	22.8	23.2
El.pris, produsent, sommernatt, N	23.2	22.8	23.2
El.pris, produsent, vinterdag, Nor	26.7	26.4	26.7
El.pris, produsent, vinternatt, Nor	23.2	22.8	23.2
El.pris, produsent, årspris, Norge	24.5	24.1	24.5
El.pris, produsent, årspris, alle lar	21.9	21.9	21.9
Gasspris, Nordsjøen (øre/Sm3)	45.3	50.1	44.7
Gasspris, produsent, alle land (ør	72.6	72.4	72.1
Elkonsum, sommerdag, Norge (T	22.7	22.8	22.7
Elprod, sommerdag, Norge (Twh)	20.7	23.5	20.7
Elkonsum, sommernatt, Norge (T	18.8	18.8	18.8
Elprod, sommernatt, Norge (Twh)	14.4	16.9	14.4
Elkonsum, vinterdag, Norge (Twh	32.4	32.5	32.4
Elprod, vinterdag, Norge (Twh)	35.0	35.2	35.0
Elkonsum, vinternattt, Norge (Twl	25.9	26.0	25.9
Elprod, vinternatt, Norge (Twh)	21.4	21.9	21.4
Elkonsum, årlig, Norge (TWh)	99.8	100.1	99.8
Elprod, årlig, Norge (TWh)	91.5	97.5	91.5
Eksport av kraft, årlig, Norge (TW	-16.9	-11.2	-16.9
Samlet konsum av kraft i Europa	2653.3	2654.1	2655.7

Utslipp etter land (mtonn CO2)

scenario	4	4a - 4	4b - 4
Belgia	188.129	-0.166	0.097
Danmark	82.155	-0.005	0
Finland	70.81	-3.112	-0.096
Frankrike	472.669	0.014	0.005
Italia	492.725	-0.013	-0.01
Nederland	230.896	-0.019	0.017
Norge	46.828	2.012	0.039
Spania	267.044	0.001	0.001
Storbritannia	660.339	-0.052	-0.334
Sveits	46.658	-0.003	0
Sverige	68.632	-0.158	0.057
Tyskland	1015.314	-0.251	0.195
Østerrike	57.056	-0.138	-0.106
sum	3699.255	-1.89	-0.135

Kraftproduksjon etter land og teknologi (TWh)

scenario 4

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0.094	6.491	18.403	25.331	5.546	1.072	0.02	41.17	98.127
Danmark	0.027	0	22.651	56.647	0	2.893	1.22	0	83.438
Finland	12.608	0	14.991	38.341	0	7.83	0.01	18.627	92.407
Frankrike	68.053	1.788	0	72.198	14.214	1.839	0.55	420.062	578.704
Italia	39.921	2.961	34.743	61.7	123.96	0.434	3.9	0	267.619
Nederland	0.09	0	126.348	25.749	0	0.229	0.68	3.919	157.015
Norge	89.838	0	0.315	0.528	0	0.781	0.01	0	91.472
Spania	29.137	0	15.316	79.329	0	0.607	0.37	54.311	179.07
Storbritannia	4.258	5.569	87.652	229.483	0	2.507	0.47	86.182	416.121
Sveits	34.083	0	0.085	0	0	2.344	0.01	23.675	60.197
Sverige	63.555	0	4.055	9.098	0	11.17	0.14	71.239	159.257
Tyskland	19.662	19.933	13.364	402.415	0	8.74	1.96	152.263	618.337
Østerrike	35.638	0	6.466	4.666	0	1.947	0	0	48.717
sum	396.964	36.742	344.389	1005.485	143.72	42.393	9.34	871.448	2850.481

scenario 4a - 4

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0	-0.624	-0.177	0	-0.087	0	0	0	-0.888
Danmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finland	0	0	-0.033	-3.847	0	0	0	0	-3.88
Frankrike	0	0.001	0	0.023	-0.016	0	0	0	0.008
Italia	0	0.002	0.061	0	-0.058	0	0	0	0.005
Nederland	0	0	0.463	-0.167	0	0	0	0	0.296
Norge	0	0	6	0	0	0	0	0	6
Spania	0	0	0.003	0	0	0	0	0	0.003
Storbritannia	0	0.198	0.432	-0.3	0	0	0	0	0.33
Sveits	0	0	-0.002	0	0	0	0	0	-0.002
Sverige	0	0	-0.317	0	0	0	0	0	-0.317
Tyskland	0	0	-0.553	0	0	0	0	0	-0.553
Østerrike	0	0	-0.086	-0.112	0	0	0	0	-0.198
sum	0	-0.423	5.791	-4.403	-0.161	0	0	0	0.804

scenario 4b - 4

	magasinkraft	pumpekraft	gasskraft	kullkraft	oljekraft	søppel	fornybar	atomkraft	sum
Belgia	0	0.226	0.26	0	-0.067	0	0	0	0.419
Danmark	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Finland	0	0	-0.001	-0.118	0	0	0	0	-0.119
Frankrike	0	0	0	0.008	-0.004	0	0	0	0.004
Italia	0	0.002	0.045	0	-0.042	0	0	0	0.005
Nederland	0	0	0.466	-0.17	0	0	0	0	0.296
Norge	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Spania	0	0	0.003	0	0	0	0	0	0.003
Storbritannia	0	0.938	2.184	-1.591	0	0	0	0	1.531
Sveits	0	0	0.002	0	0	0	0	0	0.002
Sverige	0	0	0.139	0	0	0	0	0	0.139
Tyskland	0	0	0.392	0	0	0	0	0	0.392
Østerrike	0	0	-0.064	-0.087	0	0	0	0	-0.151
sum	0	1.166	3.426	-1.958	-0.113	0	0	0	2.521

Nettoimport

scenario 4

	elektrisitet (TWh)	ass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	37.125	19.67	10.965	33.022
Danmark	-27.978	-0.045	11.43	-1.647
Finland	-0.379	3.3	7.126	9.124
Frankrike	-91.139	29.223	22.981	92.101
Italia	32.666	27.755	22.193	93.394
Nederland	-49.437	-16.227	8.998	22.488
Norge	16.885	-33.091	0.902	-151.272
Spania	11.589	9.663	12.704	50.575
Storbritannia	0	0.295	31.842	-53.876
Sveits	0.848	2.393	0.131	12.891
Sverige	1.607	1.182	3.186	16.918
Tyskland	58.249	47.923	45.672	135.645
Østerrike	14.678	4.56	2.703	9.884

scenario 4a - 4

	elektrisitet (TWh)	ass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	0.101	-0.04	0	-0.023
Danmark	0.046	-0.002	0	-0.002
Finland	3.892	0	-0.845	-0.004
Frankrike	0	0.001	0.007	-0.004
Italia	0	0.014	0	-0.014
Nederland	0.149	0.085	-0.044	-0.016
Norge	-5.656	0.008	0	-0.006
Spania	0	0.001	-0.001	0
Storbritannia	1.56704E-09	0.104	-0.073	-0.005
Sveits	0.015	-0.001	0	0
Sverige	0.478	-0.062	-0.001	-0.006
Tyskland	0.767	-0.094	-0.004	-0.009
Østerrike	0.207	-0.017	-0.027	0

scenario 4b - 4

	elektrisitet (TWh)	ass (mtoe)	kull (mtoe)	olje (mtoe)
Belgia	-0.074	0.077	-0.001	-0.022
Danmark	0.007	0.002	0	-0.001
Finland	0.12	0	-0.026	0
Frankrike	0	0.001	0.003	-0.001
Italia	0	0.011	0	-0.01
Nederland	0.149	0.108	-0.046	-0.019
Norge	0.008	-0.863	0	0
Spania	0	0	-0.001	0
Storbritannia	-7.49309E-10	0.525	-0.391	-0.022
Sveits	0.007	0.001	0	-0.001
Sverige	-0.133	0.029	0	-0.002
Tyskland	-0.242	0.121	-0.003	-0.02
Østerrike	0.158	-0.013	-0.021	0

Norsk handel med kraft (TWh)

scenario 4

Ingen eksport fra Norge

Import til Norge fra	sommernatt	ommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	2.278	0.151	2.278	0.051	4.758
Finland	0.077	0.077	0.077	0.077	0.308
Russland	0.025	0.024	0.026	0.026	0.101
Sverige	3.623	3.698	4.399	0	11.72
sum	6.003	3.95	6.78	0.154	16.887

scenario 4a - 4

Uendret eksport (ingen eksport)

Økt import til Norge fra	sommernatt	ommerdag	vinternatt	vinterdag	sum
Danmark	0	-0.151	0	-0.016	-0.167
Finland	0	0	0	0	0
Russland	1.102	1.146	3.909	-0.026	6.131
Sverige	-3.598	-3.674	-4.373	0.026	-11.619
sum	-2.496	-2.679	-0.464	-0.016	-5.655

Publikasjoner fra Frischsenteret

Alle publikasjoner er tilgjengelig i Pdf-format på : www.frisch.uio.no

Rapporter

1/1999	**Arbeidsledighet, arbeidsmarkedspolitikk og jobbsøking i Norge**	Knut Røed, Hege Torp, Tom Erik Aabø
2/1999	**Egenskaper ved tildelingsformer for nasjonale klimagasskvoter**	Rolf Golombek, Michael Hoel, Snorre Kverndokk, Ove Wolfgang
3/1999	**Regionale virkninger av økte elektrisitetspriser til kraftkrevende industri**	Nils-Henrik M. von der Fehr, Trond Hjørungdal
4/1999	**Bedriftsnedleggelse og klimakvoter i norsk industri**	Rolf Golombek, Arvid Raknerud
5/1999	**Utdanning og livsinntekt i Norge**	Oddbjørn Raaum, Tom Erik Aabø, Thomas Karterud
1/2000	**Hvem er de ledige? En økonometrisk analyse av arbeidsledighetens sammensetning i Norge på 1990-tallet**	Morten Nordberg
2/2000	**Effektivitet i pleie- og omsorgssektoren**	Dag F. Edvardsen, Finn R. Førsund, Eline Aas
3/2000	**Norge i liberalisert europeisk energimarked**	Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Knut Einar Rosendahl, Sverre A.C. Kittelsen
4/2000	**Hvem vil og hvem får delta? Analyser av rekruttering og utvelgelse av deltakere til arbeidsmarkedstiltak i Norge på 1990-tallet**	Knut Røed, Hege Torp, Irene Tuveng, Tao Zhang

Arbeidsnotater

1/1999	**Kan markedskreftene temmes i lønnsdannelsen?**	Colin Forthun
2/1999	**Inntektseffekter av utdanning i Norge – en litteraturoversikt**	Oddbjørn Raaum
1/2000	**Empirical Specification of the Model in "Early Retirement and Economic Incentives"**	Erik Hernæs, Steinar Strøm
2/2000	**Forholdene på arbeidsmarkedet, økonomiske incentiver og risikoen for å bli yrkeshemmet**	Christian L. Wold Eide

3/2000	**Koordinering av inntektsoppgjørene i Norge og Sverige 1961-1999**	Bergljot Bjørnson Barkbu

Memoranda

Serien publiseres av Sosialøkonomisk institutt, Universitetet i Oslo, i samarbeid med Frischsenteret. Listen under omfatter kun memoranda tilknyttet prosjekter på Frischsenteret. En komplett oversikt over memoranda finnes på www.sv.uio.no/sosoek/memo/.

3/1999	**The Economics of Screening Programs**	Steinar Strøm
7/1999	**What hides behind the rate of unemployment? Micro evidence from Norway**	Knut Røed, Tao Zhang
9/1999	**Monte Carlo Simulations of DEA Efficiency Measures and Hypothesis Tests**	Sverre A.C. Kittelsen
11/1999	**Efficiency and Productivity of Norwegian Colleges**	Finn R. Førsund, Kjell Ove Kalhagen
13/1999	**Do subsidies to commercial R&D reduce market failures? Microeconometric evaluation studies**	Tor Jakob Klette, Jarle Møen, Zvi Griliches
14/1999	**Unemployment Duration in a Non-Stationary Macroeconomic Environment**	Knut Røed, Tao Zhang
16/1999	**The effect of schooling on earnings: The role of family background studied by a large sample of Norwegian twins**	Oddbjørn Raaum, Tom Erik Aabø
17/1999	**Early Retirement and Economic Incentives**	Erik Hernæs, Marte Sollie, Steinar Strøm
18/1999	**Fewer in Number but Harder to Employ: Incidence and Duration of Unemployment in an Economic Upswing**	Erik Hernæs
19/1999	**Progressiv Taxes and the Labour Market**	Knut Røed, Steinar Strøm
22/1999	**Inequality, Social Insurance and Redistribution**	Karl Ove Moene, Michael Wallerstein
24/1999	**Do Voluntary Agreements Lead to Cost Efficiency**	Rolf Golombek, Espen R. Moen
25/1999	**Rent Grabbing and Russia's Economic Collapse**	Sheetal K. Chand and Karl Ove Moene
28/1999	**The role of foreign ownership in domestic environmental regulation under asymmetric**	Jon Vislie

	infortmation	
29/1999	**Labor unions versus individualized bargaining with heterogeneous labor**	Jon Strand
32/1999	**Efficiency in the Provision of Municipal Nursing – and Home-Care Services: The Norwegian Experience**	Espen Erlandsen, Finn R. Førsund
33/1999	**Effects of Progressive Taxes under Decentralized Bargaining and Heterogeneous Labor**	Jon Strand
34/1999	**Reflections on Abatement Modelling**	Ove Wolfgang
35/1999	**Crime Induced Poverty Traps**	Halvor Mehlum, Karl Ove Moene, Ragnar Torvik
36/1999	**Statistical Discrimination and the Returns to Human Capital and Credentials**	Christian Brinch
38/1999	**Relative Unemployment Rates and Skill-Biased Technological Change**	Knut Røed
2/2000	**Married Men and Early Retirement Under the AFP Scheme**	Ole J. Røgeberg
4/2000	**Family Labor Supply when the Husband is Eligible for Early Retirement: Some Empirical Evidences**	Jia Zhiyang
5/2000	**Earnings Assimilation of Immigrants in Norway - A Reappraisal**	Pål Longva, Oddbjørn Raaum
13/2000	**Family Labour Supply when the Husband is Eligible for Early Retirement**	Erik Hernæs, Steinar Strøm
15/2000	**Labour Market Transitions and Economic Incentives**	Knut Røed, Tao Zhang
19/2000	**Have the Relative Employment Prospects for the Low-Skilled Deteriorated After All?**	Knut Røed, Morten Nordberg
23/2000	**A Note on the Weibull Distribution and Time Aggregation Bias**	Knut Røed, Tao Zhang



Frischsenteret

Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning er en uavhengig stiftelse opprettet av Universitetet i Oslo. Frischsenteret utfører samfunnsøkonomisk forskning i samarbeid med Sosialøkonomisk institutt ved Universitetet i Oslo. Forskningsprosjektene er i hovedsak finansiert av Norges forskningsråd, departementer og internasjonale organisasjoner. De fleste prosjektene utføres i samarbeid mellom Frischsenteret og forskere ved andre norske og utenlandske forskningsinstitusjoner.

Frischsenteret
Gaustadalléen 21
0349 Oslo
Tlf: 22958810
Fax: 22958825
frisch@frisch.uio.no
www.frisch.uio.no