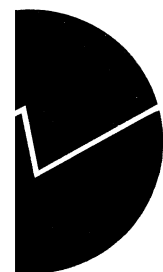


*Finn Roar Aune, Torstein Bye, Mona
Irene Hansen og Tor Arnt Johnsen*

**Kraftpris og skyggepris på CO₂-
utslipp i Norge til 2027**

Notater



Forord

I dette notatet drøftes mulig utvikling i kraftpris og skyggepris på CO₂-utslipp i Norge frem til år 2027. Alle priser er målt i faste 1995-kroner. Arbeidet er utført som et oppdrag for SFT. Vi har benyttet SSBs makroøkonomiske modell MSG-6 samt den nordiske elmarkedsmodellen Normod-T til beregningene. Modellapparat, og viktige makroøkonomiske og energispesifikke forutsetninger er de samme som ble benyttet av det Regjeringsoppnevnte Energiutvalget, se *Energi og Kraftbalansen mot 2020*, NOU 1998:11. Denne gir også en gjennomgang av modeller og beregningsforutsetninger. Her legges hovedvekten på de forskjeller det er mellom våre beregninger i denne rapporten og de beregningene som er gjengitt i energiutvalgets rapport, samt forhold som er mindre omtalt i Energiutvalgets rapport.

1. Beregningsalternativer og hovedforutsetninger

For å få frem hvilken betydning varierende gasspriser og ulike CO₂-kvotepriser kan få for det norske og nordiske kraftmarkedet har vi laget i alt fire forskjellige beregninger, se tabell 1.

Tabell 1. Beregningsalternativer

Gasspris i Norge	CO ₂ -regime	
	Internasjonalt kvotemarked	Nasjonal reduksjon
55 1995-øre/Sm ³	KVOT55	NASJ55
65 1995-øre/Sm ³	KVOT65	NASJ65

I alle beregningene er det antatt uendrede realpriser på gass og kull gjennom hele beregningsperioden.

I følge salgsstatistikken for naturgass var gjennomsnittsprisen for norske gassalg i 1995 om lag 55 øre/Sm³. Dette anslaget er også lagt til grunn av NVE i *Kostnader for kraftverksprosjekter pr 01.01.1996, se NVE 05/1997*. I alternativene KVOT55 og NASJ55 er gassprisen satt til 55 øre/Sm³ for alle beregningsårene.

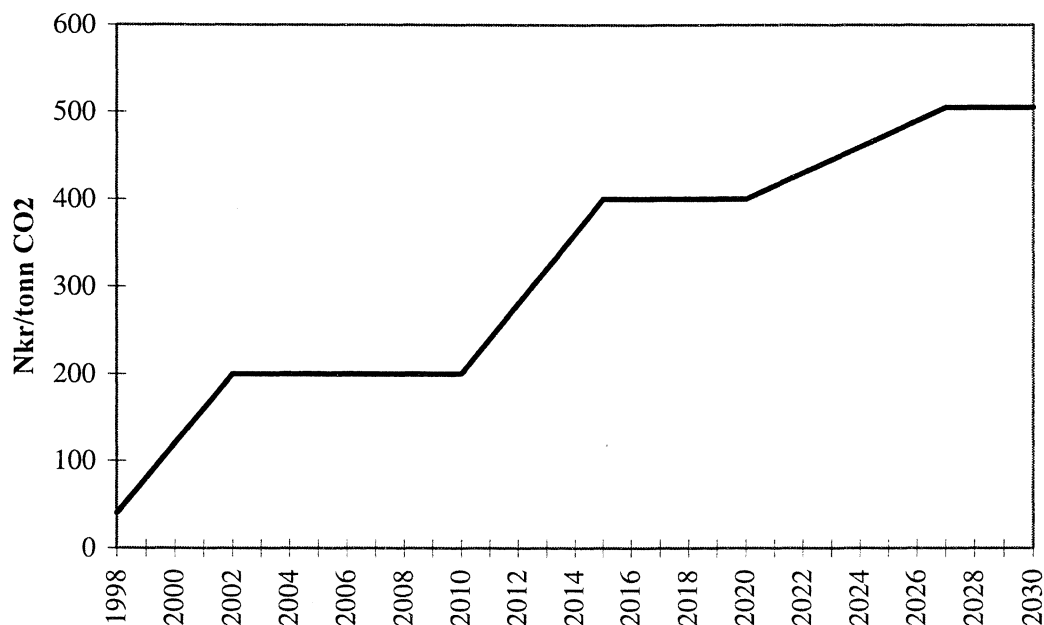
For å studere beregningsresultatenes følsomhet mht. gassprisen er det også utført beregninger med en gasspris på 65 øre/Sm³. Gassprisen i KVOT65 og NASJ65 er dermed på linje med anslagene i Miljøavgiftsutvalget NOU 1992:3 og Energiutvalget op cit.

Vi forutsetter i alle alternativene at Kyotoavtalen blir ratifisert. Vi studerer imidlertid to alternative måter Norge kan oppfylle forpliktelsen på (en økning i utslipp av de samlede klimagasser på 1 prosent i forhold til 1990-nivå i perioden 2008-2012). I alternativene NASJ55 og NASJ65 antas at Norges forpliktelser må oppfylles gjennom innenlandske utslippsreduksjoner alene. I KVOT55 og KVOT65 antas at Norge kan opptre i et internasjonalt kvotemarked og dermed velge å redusere norske utslipp eller kjøpe kvoter i markedet avhengig av hva som gir de minste samlede kostnadene.

Et viktig spørsmål vil nå være hvilken kvotepris som vil gjelde i et internasjonalt marked gitt målsettingene i Kyotoprotokollen. Her har en i beregningene fulgt de samme anslag som er nyttet i Energiutvalget, se NOU 1998:11. Se også Bruvoll og Bye (1998) og Lindholt (1998). En har lagt til grunn at målsettingene i Kyotoprotokollen, som innebærer en samlet reduksjon av klimagasser i Annex-B land med 5,2 prosent i forhold til 1990 nivå frem til 2010. Deretter har en forutsatt at det kommer en ytterligere innstramming i utslippskravene gjennom en ny protokoll der kravene er en 15 prosent reduksjon i utslippene etter 2010 i forhold til 1990.

Konkret har en nå lagt til grunn at kvoteprisene for klimagasser vil øke til 200 kroner per tonn CO₂ og holde dette nivået til 2010 og videre øke til 400 kroner frem mot 220 og deretter en videre opptrapping til 500 kroner i 2007, se figur 1. Det forutsettes at alle norske utslippskilder blir stilt overfor de samme prisene på utslipp.

Figur 1. Antatt kvotepris, norske 1995-kr pr. tonn CO₂ . Tallene er gjengitt i vedleggstabell V.1



En viktig forutsetning i våre beregninger er håndteringen av kraftpriser og kvotepriser på klimagasser overfor den energitunge industrien i Norge. Her har vi forutsatt at markedene får virke fritt og at alle stilles overfor den samme kvoteprisen og markedsbestemte kraftpriser. Det betyr at de langsiktige kraftavtalene mellom Statkraft og bedrifter innen kraftintensiv industri og treforedling forutsettes å bli inngått på markedsbestemte betingelser på lang sikt. Det vil si at dagens prisdiskriminering mellom kraftintensiv industri og andre forbrukere fases ut i løpet av beregningsperioden.

Vi forutsetter at Naturkrafts to gasskraftverk bygges, og at det ene har en levetid fra 2002 til og med 2026, mens det andre har en levetid fra og med 2003 til og med 2027. For å kunne analysere lønnsomhet av eventuelle gasskraftverk i Norge er den relevante beregningen å studere kraftpriser gitt at verkene bygges. I modellberegningene ser vi dermed bort fra kostnadene til investeringene når drift eller ikke av gasskraftverkene vurderes. De relevante parametre for driftsbeslutningen er gasspris, kraftpris og CO₂-avgift. For en vurdering av lønnsomhet av kraftutbyggingen må selvfølgelig både drifts- og kapitalkostnader vurderes mot prisen på kraft.

1.1. Kort om modellene

MSG-6 er en flersektor makroøkonomisk likevektsmodell for norsk økonomi. Basert på forutsetninger om viktige vekstindikatorer som sysselsetting, teknologisk fremgang og internasjonale rammebetingelser (verdensmarkedspriser på eksportprodukter og internasjonale markedsindikatorer) beregner modellen den langsiktige utviklingen i norsk økonomi over beregningsperioden. Endringer i næringsstruktur, produksjonsstruktur (bruk av innsatsfaktorer) og konsumstruktur er viktige resultater fra MSG-6. Fra den generelle økonomiske vekten, sammensetningen av denne på næringer, utviklingen i privat konsum, og utviklingen i teknologiske forhold og prisforhold beregnes utviklingen i etterspørselen etter energi fordelt på elektrisitet og olje.

Elektrisitetmarkedet er i MSG-6 beskrevet innenfor rammen av en årmodell. Det vil si at karakteristiske sesong-, uke- og døgnmessige svingninger i produksjon, forbruk, markedspriser på kraft og utenlandshandel med kraft ikke fanges opp av denne modellen. Vi har derfor benyttet Normod-T til å beregne engrosprisen på kraft, produksjon fra ulike teknologier og krafthandel mellom Norge og utlandet gitt anslag for kraftetterspørselen på årsbasis fra MSG-6. Normod-T beskriver kraftmarkedet i de fire landene Danmark, Finland, Norge og Sverige. Året er inndelt i tre sesonger, og

hver sesong er delt i fire lastperioder. Modellen bygger på en antakelse om frikonkurranse i kraftmarkedet, og det dannes i modellen en likevektspris på elektrisk kraft i hver av de totalt 12 tidsperiodene. De beregnede prisene svarer til marginale produksjonskostnader. Hver enkelt kraftproduksjonsteknologi er beskrevet med eksisterende kapasitet, tilgjengelighet, brenselforbruk pr. produsert kWh, variable kostnader og kostnadspåslag dersom teknologien ikke produserer kontinuerlig. I tillegg tas det hensyn til salg av spillvarme fra kombinerte kraftvarme- og fjernvarmeverk. Varmemarkedet er representert ved en pris på spillvarme og et øvre tak for de nasjonale varmeleveransene. Varmeprisene varierer over året, mens maksimale varmeleveranser er basert på skjønsmessige framskrivninger av de eksisterende varmemarkedene. For vannkraft er det i modellen i tillegg spesifisert en rekke fysiske begrensninger knyttet til driften i form av tappebegrensninger, magasineringsmuligheter etc. Dersom noen av de fysiske begrensningene er bindende representeres de med skyggepriser (det vil si en kostnad ved skranken som gradvis stiger opp mot kostnaden ved å øke kapasiteten). Størrelsen på skyggeprisene bestemmes i modellen slik at markedsløsningen tilfredsstiller de fysiske beskrankningene.

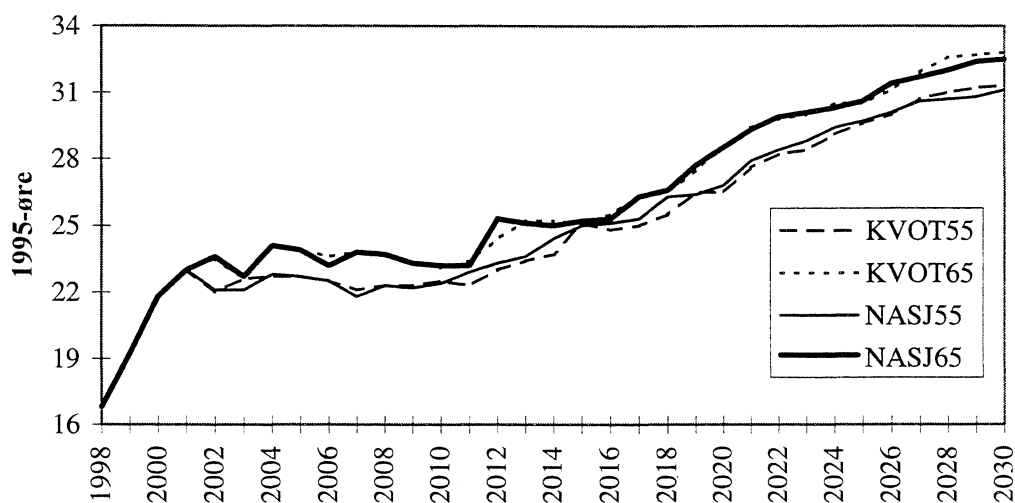
Vi benytter modellene til fremskrivninger over en 30-årsperiode. Det er derfor viktig å ta hensyn til inn- og utfasing av kraftproduksjonskapasitet gjennom perioden. Vann-, vind- og kjernekraft har lang levetid og depresieres ikke over den perioden vi betrakter. Et unntak er eventuell utfasing av kjernekraft i Sverige som følge av politiske vedtak. I de foreliggende beregningene er de to reaktorene ved Barsebäck-verket i Sverige antatt nedlagt rundt årtusenskiftet. Eksisterende kapasiteter i konvensjonelle varmekraftteknologier fases ut med 7 prosent årlig etter år 2000, mens kapasiteter som det investeres i i løpet av beregningsperioden antas å være tilgjengelige for produksjon gjennom hele perioden. Transmisjonslinjene mellom landene i modellen er representert med kapasiteter og marginale transmisjonskostnader basert på verdien av krafttapet i de ulike ledningene. Det investeres i nye linjer dersom dette fremstår lønnsomt som følge av en sammenligning av investeringskostnad og skyggeprisen på den aktuelle mellomriksforbindelsen.

1.2. Beregningsresultater

Figur 2 viser den beregnede årlige gjennomsnittspris for elektrisk kraft i Norge i de fire alternativene. Kraftprisen øker frem til år 2001 som følge av opptrappingen av CO₂-avgiften og begrenset lønnsomhet ved nye investeringer. I tillegg er det lagt inn en viss treghet i vannkraftinvesteringene som følge av at det er tidkrevende å ferdigstille nye vannkraftanlegg. Ofte er byggetiden 3-4 år, men også konsesjonsbehandlingen forsinker ny vannkraftutbygging. Utover i beregningsperioden er kraftprisen 1-2 øre/kWh høyere når gassprisen er 65 øre/Sm³ enn når gassen har en pris på 55 øre. Dette er i underkant av den prisforskjell en finner ved å sammenligne brenselkostnadene i konvensjonelle gasskraftverk. Kostnaden i kombinerte verk vil øke noe mindre samtidig som prisen på varmen antas å øke noe. Med en høyere gasspris og dermed kraftpris begrenses forbruket innenlands. I tillegg utløses mer import og eksporten reduseres, jfr. tabell 2 hvor den norske elektrisitetsbalansen i de fire beregningsalternativene er gjengitt.

Elektrisitetsbalansen viser oppdekningen av forbruket, handelen og fordelingen av det innenlandske forbruket på hovedsektorer. De to kvotealternativene gjenspeiler prisene i figur 2. Utbygging er høyere og forbruk er lavere i KVOT65 enn i KVOT55. Samtidig er eksporten større i tilfellet med gasspris på 65 øre/Sm³ enn når gassprisen er 55 øre/Sm³. Prisløftet frigjør kraft for eksport til Norges naboland. Konklusjonene blir tilsvarende i NASJ65 og NASJ55.

Figur 2. Årlig gjennomsnittspris på elektrisitet i det norske engrosmarkedet. Faste 1995-øre pr. kWh. Tallene er gjengitt i vedleggstabell V.2



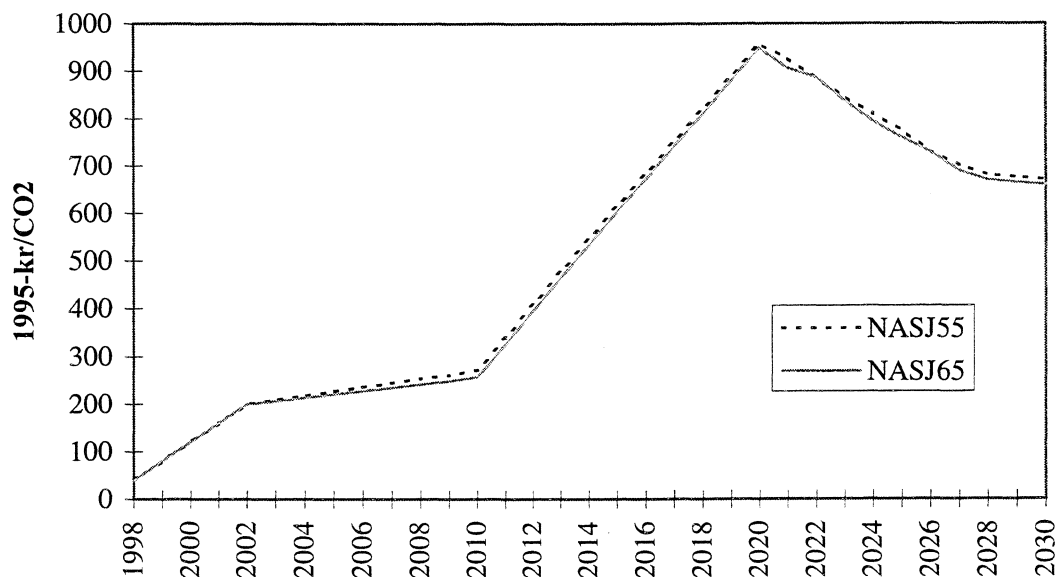
Tabell 2. Elektrisitetsbalansen i Norge, Twh

	1992	KVOT55		KVOT65		NASJ55		NASJ65	
		2010	2025	2010	2025	2010	2025	2010	2025
Tilgang	118,8	140,6	154,2	141,1	155,5	140,4	149,7	140,3	152,2
Vannkraft	117,4	124,9	133,4	126,3	135,1	125,0	133,8	125,6	135,2
Gasskraft		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	0,0	5,3	0,0
Vindkraft		0,0	5,4	0,0	7,4	0,0	5,4	0,0	7,8
Biokraft		1,2	2,2	1,2	2,2	1,2	2,2	1,2	2,2
Import	1,4	9,2	7,9	8,3	5,5	8,9	8,3	8,2	7,0
Ekspport	10,1	24,2	33,4	26,4	35,9	24,9	31,2	26,4	35,1
Nettap	7,3	7,8	8,7	7,8	8,7	7,8	8,6	7,8	8,6
Innenl. Forbruk	101,4	108,6	112,1	106,9	110,9	107,7	109,9	106,1	108,5
Kraftint. Ind.	30,0	14,7	9,3	14,0	8,9	13,8	7,0	13,2	6,7
Treforedling	6,2	5,8	4,8	5,6	4,6	5,9	5,0	5,7	4,8
Andre næringer	32,6	44,5	45,3	44,1	44,9	44,4	44,6	44,0	44,2
Husholdninger	32,6	43,6	52,7	43,2	52,5	43,6	53,3	43,2	52,8

I alternativene NASJ55 og NASJ65 er skyggeprisen på CO₂-utslipp i Norge beregnet utfra den avgift som må til for å oppfylle Kyotoavtalen uten kvotehandel til 2010 og deretter en skjerpet drivhusgassmålsetting mot 2030, fortsatt uten kvotehandel. Figur 3 og vedleggstabell V.1 viser våre anslag på en nasjonal, ikke-diskriminerende CO₂-avgift som må til for å gi en 1 prosents økning i utslippene av drivhusgasser i 2010 i forhold til 1990-nivå, samt en reduksjon på 15 prosent fra 1990-nivå mot år 2020. Avgiften innenlands blir i dette tilfellet klart høyere enn den internasjonale kvoteprisen. I 2020 blir innenlandsk avgift mer enn dobbelt så høy som kvoteprisen internasjonalt. I 2030 blir den drøyt 30 prosent høyere enn kvoteprisen. En viktig grunn til at den innenlandske avgiften faller etter 2020 er at aktiviteten i en stor sektor i utslippssammenheng i Norge, oljesektoren, da avtar kraftig.

Avgiften blir gjennomgående lavere i NASJ65 enn i NASJ55 på grunn av at en høyere gasspris medfører høyere elektrisitetspris i det nordiske kraftmarkedet. Dette innebærer redusert produksjons- og konsumaktivitet i samfunnet, noe som reduserer utslippene av drivhusgasser. For å kompensere virkningene av høyere gasspris kan CO₂-avgiften senkes. Dermed vil aktivitetsnivået i samfunnet og drivhusgassutslipp bli tilsvarende som i alternativet med lavere gasspris.

Figur 3. Skyggepris på CO₂ til 2030 i tilfellet med nasjonal oppfylging av Kyotokravene. Norske 1995-kr/tonn CO₂. Tallene er gjengitt i vedleggstabell V.1.



1.3. Avsluttende merknader

Beregningene som er dokumentert i dette notatet er beheftet med usikkerhet. Modellapparatets velegnethet og realismen i forutsetningene som er benyttet er vesentlige for hvor stor vekt en kan legge på resultatene. Vi vil nedenfor diskutere noen viktige trekk ved analyseapparatet og forutsetningene og angi i hvilken retning usikkerheten trekker med hensyn til kraftprisutviklingen fremover.

Fleksibiliteten i kraftteterspørselen i Normod-T

Varigheten av vintertopplastperiodene i Normod-T er samlet om lag 400 timer. Det er svært kostbart å investere i kapasitet med så lav brukstid. Dermed blir topplastprisene høye. Det fører i modellen til fortrenging av etterspørselen i topplastperiodene, mindre variasjon i forbruket og høyere brukstid. Dersom fleksibiliteten i markedet er mindre vil topplastprisene kunne bli enda høyere. Det kan gi investeringer i topplastkapasitet som også vil kunne bli holdt i drift i andre lastperioder. Dermed vil prisene i topplast øke, mens prisen i andre perioder kan falle. Den samlede virkningen på gjennomsnittsprisen over året består dermed av flere effekter som går i ulik retning. I sum vil årsgjennomsnittsprisen øke og isolert trekke i retning av bedre lønnsomhet for gasskraft.

Utfasing av gammel produksjonskapasitet

Over beregningsperioden skjer det en kraftig utfasing av termisk produksjonskapasitet som eksisterer i dag. Erfaringer fra blant annet USA viser at faktisk utfasing av termiske verk går betydelig langsommere enn anslått og forventet. Dersom dette også gjelder i et deregulert nordisk kraftmarked vil omfanget av nyinvesteringer bli redusert. Dette vil ha to motstridende effekter. For det første blir ikke kapasitetene så stramme hvilket isolert gir lavere priser. På den annen side vil produksjonsutstyr med dårligere effektivitet, i mange tilfeller kullkraft, bli holdt lengre i drift. Dermed blir driftskostnadene høyere enn om utfasingen gikk raskere. Virkningen for lønnsomheten av gasskraft er usikker.

Etablering av ny kapasitet

Vi har antatt at ny produksjonskapasitet etableres dersom dagens pris gjør investering lønnsom. Risikoaversjon og tregheter knyttet til konsesjonsbehandling og utbygging vil redusere omfanget av ny kapasitet og likevektsprisene vil bli høyere enn det vi forutser. Den kortsiktige lønnsomheten av gasskraftverk kan tilsynelatende øke, men dette er igjen avhengig av fordelingen mellom kapital-

kostnader og driftskostnader på den marginale teknologien. Hvis kapitalkostnaden på gasskraft er relativt sett lavere enn annen teknologi vil lønnsomheten øke, omvendt hvis kapitalkostnaden er relativt sett stor i gasskraftverk sammenlignet med annen aktuell teknologi.

Varmefordelen i kraftvarmeproduksjon

Dersom prisen på spillvarme eller potensialet for kraftvarme og fjernvarmeproduksjon viser seg å bli lavere enn det vi har forutsatt vil kraftprisene i våre naboland bli høyere. Det vil føre til høyere priser også i det norske kraftmarkedet og bedre lønnsomhet for rene konvensjonelle gasskraftverk (kraftverk uten varmeleveranser).

Økonomiens evne til omstilling

MSG-6 er en langsiktig likevektsmodell som ikke tar hensyn til omstillingskostnader. Beregningene som er dokumentert i dette notatet viser at kraftintensiv industri over beregningsperioden avgir store kraftmengder i forhold til det forbruk denne industrien står for i dag. Avviklingen av kraftintensiv industri skjer i hovedsak indirekte som følge av økte kraftpriser og direkte gjennom økt pris på CO₂-utslipp. Dersom kraftintensiv industri ikke avgir så store kraftmengder som beregnet vil det virke prisdrivende i det norske kraftmarkedet hvis den marginale utbyggingskostnaden ved kraft er stigende. Det er likevel ikke grunn til å tro at prisene vil bli vesentlig endret siden høyere kraftforbruk i kraftintensiv industri i stor grad vil utløse økt import og bidra til å redusere eksporten.

Brenselskostnadene i Normod-T

Prisene på kull, gass og biobrensler er viktige for kraftprisbildet i Norden. Vi antar uendrede realpriser på brensler gjennom beregningsperioden. Stigende brenselspriser vil øke kraftprisene, redusere etterspørselen og dermed produksjonen av elektrisk kraft. Dermed vil skyggeprisen på CO₂ bli lavere enn det vi har antatt. Hvis gassprisen øker blir lønnsomheten ved gasskraftverk dårligere, omvendt hvis andre brensler øker i pris.

Betydningen av tilsigs- og temperaturvariasjoner

I Normod-T opererer vi med normale år hva angår tilsig til vannkraftsystemet og temperaturmessige forhold. Erfaringen viser at få år er "normale". Enkelte år gir mer nedbør og større tilsig enn normalt og andre år er tørre. I arbeidet med Energiutvalgets beregninger ble det foretatt beregninger med Sintef Energis Samkjøringsmodell med bruk av Normod-T sine beregnede kraftproduksjonskapasiteter og brenselskostnader. Samkjøringsmodellen har et datasett med observerte ukentlige tilsig for de siste 50 år. De beregnede gjennomsnittsprisene som fremkommer fra Samkjøringsmodellen viste god overensstemmelse med likevektsprisene fra Normod-T. Gasskraft fikk også ved bruk av Samkjøringsmodellen høy brukstid og forskjellene mellom våte og tørre år jevnet seg ut over tid.

Fysiske skranker i produksjonssystemet

Økonomiske modeller blir av og til kritisert for å behandle de fysiske forholdene i kraftmarkedet på en for enkel måte. Kritikerne hevder at kompleksiteten i det fysiske systemet undervurderes slik at likevektsprisene blir for lave og gir et inntrykk av et for velsmurt marked. Beregningene som ble utført med Samkjøringsmodellen tydet ikke på at denne kritikken har særlig slagkraft overfor Normod-T sine beregningsresultater.

Generelt om usikkerheten

Det fremgår av det ovenstående at en må vise stor forsiktighet ved tolkningen av resultatene. Ved valg av parametre i modellen har en forsøkt etter skjønn å velge det mest "sannsynlige" for de ulike komponentene. Dette reduserer imidlertid ikke usikkerheten, men kan gi et godt anslag på én mulig fremtidig utvikling.

Referanser

NOU 1992:3 (1992): Mot en mer kostnadseffektiv miljøpolitikk i 1990-årene.

NOU 1998:11 (1998): Energi- og kraftbalansen mot 2020, Vedlegg 3 av Torstein Bye, Tor Arnt Johnsen, Finn Roar Aune og Mona Hansen: Energiproduksjon og -forbruk i Norge mot 2020.

NVE (1997): Publikasjon Nr 05 1997, Erling Solberg (red.): Kostnader for kraftverksprosjekter pr 01.01.1996

Vedlegg

Tabell V.1. CO₂-avgifter, 1995-kroner pr. tonn CO₂

	KVOT55	KVOT65	NASJ55	NASJ65
1998	40	40	40	40
1999	80	80	80	80
2000	120	120	120	120
2001	160	160	160	160
2002	200	200	200	200
2003	200	200	209	207
2004	200	200	218	214
2005	200	200	227	221
2006	200	200	236	228
2007	200	200	245	235
2008	200	200	254	242
2009	200	200	261	249
2010	200	200	272	257
2011	240	240	340	326
2012	280	280	409	395
2013	320	320	477	464
2014	360	360	546	533
2015	400	400	614	603
2016	400	400	683	672
2017	400	400	751	741
2018	400	400	820	810
2019	400	400	888	879
2020	400	400	957	949
2021	414	414	927	907
2022	428	428	885	887
2023	442	442	845	838
2024	457	457	810	794
2025	471	471	775	760
2026	485	485	730	729
2027	500	500	700	689
2028	500	500	680	669
2029	500	500	675	664
2030	500	500	670	659

Tabell V.2. Årsgjennomsnitt for kraftprisen i Norge, 1998-2030. 1995-øre/kWh

	KVOT55	KVOT65	NASJ55	NASJ65
1998	16,8	16,8	16,8	16,8
1999	19,2	19,2	19,2	19,2
2000	21,8	21,8	21,8	21,8
2001	23	23	23	23
2002	22	23,5	22,1	23,6
2003	22,6	22,6	22,1	22,7
2004	22,7	24,1	22,8	24,1
2005	22,7	23,9	22,7	23,9
2006	22,5	23,6	22,5	23,2
2007	22,1	23,8	21,8	23,8
2008	22,3	23,7	22,3	23,7
2009	22,3	23,3	22,2	23,3
2010	22,5	23,1	22,4	23,2
2011	22,3	23,4	22,9	23,2
2012	23	24,4	23,3	25,3
2013	23,4	25,2	23,6	25,1
2014	23,7	25,2	24,4	25
2015	25,1	25,1	25	25,2
2016	24,8	25,5	25,1	25,3
2017	25	26,3	25,3	26,3
2018	25,5	26,5	26,3	26,6
2019	26,5	27,5	26,4	27,7
2020	26,5	28,5	26,8	28,5
2021	27,6	29,4	27,9	29,3
2022	28,2	29,8	28,4	29,9
2023	28,4	30	28,8	30,1
2024	29,1	30,5	29,4	30,3
2025	29,6	30,5	29,7	30,6
2026	30	31,1	30,1	31,4
2027	30,7	31,9	30,6	31,7
2028	31	32,6	30,7	32
2029	31,2	32,7	30,8	32,4
2030	31,3	32,8	31,1	32,5

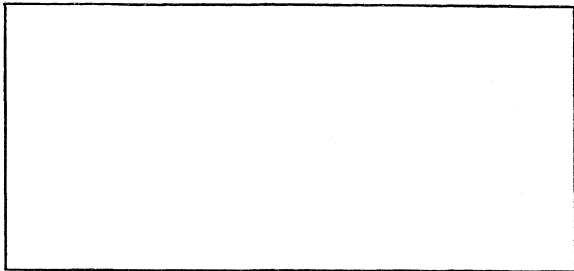
Tabell V.3. Utslipp av millioner tonn CO₂-ekvivalenter fra de 6 drivhusgassene i Kyoto-avtalen

	KVOT55	KVOT65	NASJ55	NASJ65
1998	57,5	57,5	57,5	57,5
1999	56,5	56,5	56,5	56,5
2000	56,7	56,7	56,7	56,7
2001	56,2	56,1	56,1	56,1
2002	57,0	56,9	56,9	56,7
2003	58,3	58,3	58,0	58,0
2004	58,5	58,4	58,1	58,0
2005	58,8	58,8	58,2	58,1
2006	58,7	58,8	58,0	57,9
2007	57,9	57,9	57,2	56,9
2008	57,7	57,7	56,7	56,6
2009	57,3	57,3	56,2	56,2
2010	57,0	56,9	55,8	55,8
2011	56,4	56,4	52,6	54,2
2012	56,2	56,1	51,7	51,6
2013	55,9	55,7	51,0	50,9
2014	55,6	54,6	50,3	50,1
2015	55,3	55,3	49,6	49,5
2016	55,4	55,3	49,0	48,9
2017	55,5	55,5	48,4	48,4
2018	55,6	55,6	47,8	47,8
2019	55,7	55,7	47,4	47,3
2020	55,9	55,7	46,9	46,9
2021	55,8	55,5	46,9	46,9
2022	55,3	55,2	46,9	46,9
2023	55,0	54,9	46,9	46,9
2024	54,7	54,6	46,9	46,9
2025	54,4	54,3	46,9	46,9
2026	54,1	54,0	46,9	46,9
2027	52,9	52,8	46,9	46,9
2028	51,8	51,7	46,9	46,9
2029	51,7	51,7	46,9	46,9
2030	51,7	51,6	46,9	46,9

De sist utgitte publikasjonene i serien Notater fra Forskningsavdelingen

- 95/56 A. Langørgen: Faktorer bak kommunale variasjoner i utgifter til sosialhjelp og barnevern
- 95/58 T. W. Karlsen: Energimarkedet fra 1973 og fram mot 2010
- 96/3 I. M. Smestad: Valg under usikkerhet: En analyse av eksperimentdata basert på kvalitative valgbehandlingsmodeller
- 96/8 B. Lian og K. O. Aarbu: Dokumentasjon av LOTTE-AS
- 96/9 D. Fredriksen: Datagrunnlaget for modellen MOSART, 1993
- 96/10 S. Grepperud og A. C. Bøeng: Konsekvensene av økte oljeavgifter for råoljepris og etterspørsel etter olje. Analyser i PETRO og WOM
- 96/16 K. Gerdrup: Inntektsfordeling og økonomisk vekst i norske fylker: En empirisk studie basert på data for perioden 1967-93
- 96/31 A. Bruvoll og H. Wiig: Konsekvenser av ulike håndteringsmåter for avfall
- 96/33 M. Rolland: Militærutgifter i Norges prioriterte samarbeidsland
- 96/35 A.C. Hansen: Analyse av individers preferanser over lotterier basert på en stokastisk modell for usikre utfall
- 96/36 B.H. Vatne: En dynamisk spillmodell: Dokumentasjon av dataprogrammer
- 96/44 K.-G.Lindquist og B.E.Naug: Makro-økonometriske modeller og konkurransevne.
- 96/45 R. Golombek og S. Kverndokk (red): Modeller for elektrisitets- og gassmarkedene i Norge, Norden og Europa.
- 96/53 F.R. Aune: Konsekvenser av en nordisk avgiftsharmonisering på elektrisitetsområdet.
- 97/2 E. Berg og K. Rypdal: Historisk utvikling og fremskrivning av forbruket av noen miljøskadelige produkter
- 97/5 Å. Cappelen: SSBs arbeid med investeringsrelasjoner: erfaringer og planer
- 97/30 K.-G. Lindquist: Database for energiintensive næringer. Tall fra industristatistikken
- 97/35 A. Langørgen: Faktorer bak variasjoner i kommunal ressursbruk til pleie og omsorg
- 97/36 S. E. Førre: Registerdataene i lys av industristatistikken
- 97/37 K. Gimming: Virkninger på prisutviklingen på naturgass i Vest-Europa ved innføring av felles karbonavgift
- 97/39 E.Holmøy og Ø.Thøgersen (red.): Virkninger av strukturpolitiske reformer: Forslag til konkrete forskningsprosjekter
- 97/41 E. Holmøy: En presisering av hva som skal menes med tilbudskurven for arbeid i en generell likevektsmodell
- 97/45 A. Katz, B.M. Larsen, K.S. Eriksen og T. Jensen: Transport og makroøkonomi – en samkjøring av GODMOD-3 og MSG-6
- 97/52 J. Nordøy: Nyten av forventningsbaserte konjunkturindekser ved predikering av konsum
- 97/68 R. Johansen: Modell for regional analyse av arbeidsmarked og demografi. Teknisk dokumentasjon
- 97/70 B. Bye: Imperfeksjoner i arbeidsmarkedet: Konsekvenser for velferdseffekter av en grønn skattereform
- 98/12 A. Langørgen: Indekser for bosettingsmønster i kommunene
- 98/22 L. Lindholt: Dynamiske oljemodeller: Intertemporal optimering og adferdssimulering
- 98/49 K. Nyborg: Energibruk og utslipp til luft i norsk produksjon. Direkte og indirekte virkninger
- 98/53 E. Holmøy: Hvordan generelle likevekts-effekter bidrar til prisfølsomheten i den norske el-etterspørselen. Dokumentasjon av beregningsrutiner
- 98/54 F.R. Aune, T. Bye, M.I. Hansen og T.A. Johnsen: Kraftpris og skyggepris på CO₂-utslipp i Norge til 2027

Notater



Tillatelse nr.
159 000/502

B Returadresse:
Statistisk sentralbyrå
Postboks 8131 Dep.
N-0033 Oslo

Statistisk sentralbyrå

Oslo:
Postboks 8131 Dep.
0033 Oslo

Telefon: 22 86 45 00
Telefaks: 22 86 49 73

Kongsvinger:
Postboks 1260
2201 Kongsvinger

Telefon: 62 88 50 00
Telefaks: 62 88 50 30

ISSN 0806-3745



Statistisk sentralbyrå
Statistics Norway