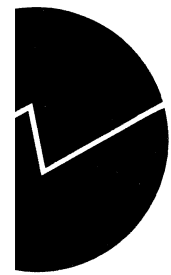


*Finn Aune, Torstein Bye og
Mona I. Hansen*

**Gasskraft i Norge fram mot
2020?**

Notater



1. Innledning

I dette notatet drøftes noen mulige scenarier for det nordiske kraftmarkedet fram til 2020. Spesielt legges det vekt på utvikling i kraftpris, gasskraftproduksjon og utslipp av CO₂ i Norge og Norden. Arbeidet er utført som et oppdrag for Naturkraft. Vi har benyttet SSBs makroøkonomiske modell MSG-6 samt den nordiske elektrisitetmarkedsmodellen 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. Vi har tatt utgangspunkt i ett av scenariene fra beregningene for Energiutvalget, *kost effektiv* (200 kroner pr. tonn i CO₂-avgift for alle sektorer). Deretter beskrives fire varianter av dette scenariet hvor vi har endret én viktig parameter: Halvert CO₂-avgift, 15 øre/Sm³ lavere gasspris, lavere lønnsomhet i kraftvarmeverk ved verdien av varmeleveransene fra disse reduseres kraftig (Noe som for et kombinert kraftvarmeverk med naturgass som brensel innebærer en reduksjon i årsvirkningsgrad fra ca. 75 prosent til ca. 60 prosent.) og høyere realrente (10 % kontra 7 %) ved investeringer i kraftverksprosjekter.

2. Beregningsalternativer og hovedforutsetninger

Beregningsalternativene nevnt ovenfor har vi oppsummert i tabell 1.

Tabell 1. Beregningsalternativer

	CO ₂ -avgift, 1995-kroner pr. tonn CO ₂	Gasspris i Norge, 1995-øre pr. Sm ³ naturgass	Gj.nittlig varmepris til kraftvarmeprodusent, pr. kWh levert varme, 1995-øre	Kapitalkostnader for kraftverksprosjekter, i prosent realrente
Referansebanen	200	65	Omlag 6	7
CO ₂ -banen	100	65	Omlag 6	7
Gassbanen	200	50	Omlag 6	7
Varmebanen	200	65	Omlag 2	7
Kapitalbanen	200	65	Omlag 6	10

Vi forutsetter i alle alternativene at Kyotoprotokollen blir ratifisert. Det antas at et kvotemarked blir etablert, og at alle landene kan handle i dette til de realiserte kvotepriser. 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 målsettingene i Kyoto-protokollen, som innebærer en samlet reduksjon av klimagassutslipp i Annex-B land med 5,2 prosent i forhold til 1990 nivå fram til 2010, og at dette medfører en kvotepris på 200 kroner pr. tonn CO₂ (med unntak av CO₂-banen hvor en undersøker virkningen av at kvoteprisen blir lavere: 100 kroner pr. tonn CO₂). Kvoteprisen holdes uendret fram mot 2020. Det forutsettes at alle nordiske utslippskilder blir stilt overfor de samme prisene på utslipp.

En viktig forutsetning i våre beregninger er håndteringen av kraftpriser og kvotepriser på klimagasser overfor den energitunge industrien i Norge og Norden. Her har vi forutsatt at markedene får virke fritt og at alle stilles overfor den samme kvoteprisen og markedsbestemte kraftpriser. Det betyr blant annet 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.

3. 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 veksten, 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.

Elektrisitetsmarkedet er i MSG-6 beskrevet innenfor rammen av en årsmodell. 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 varmeløsningsene. Varmepriene varierer over året, mens maksimale varmeløsningsenergi er basert på skjønnsmessige fremskrivninger 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-års periode. Det er derfor viktig å ta hensyn til inn- og utfasing av kraftproduksjonskapasitet gjennom perioden. Vann-, vind- og kjernekraft har lang levetid og depreciseres 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 i Sverige antatt nedlagt rundt årtusenskiftet. Eksisterende kapasiteter i konvensjonelle varmekraftteknologier fases ut gradvis, mens kapasiteter som det investeres 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 investeringskostnaden og skyggeprisen på den aktuelle mellomriksforbindelsen.

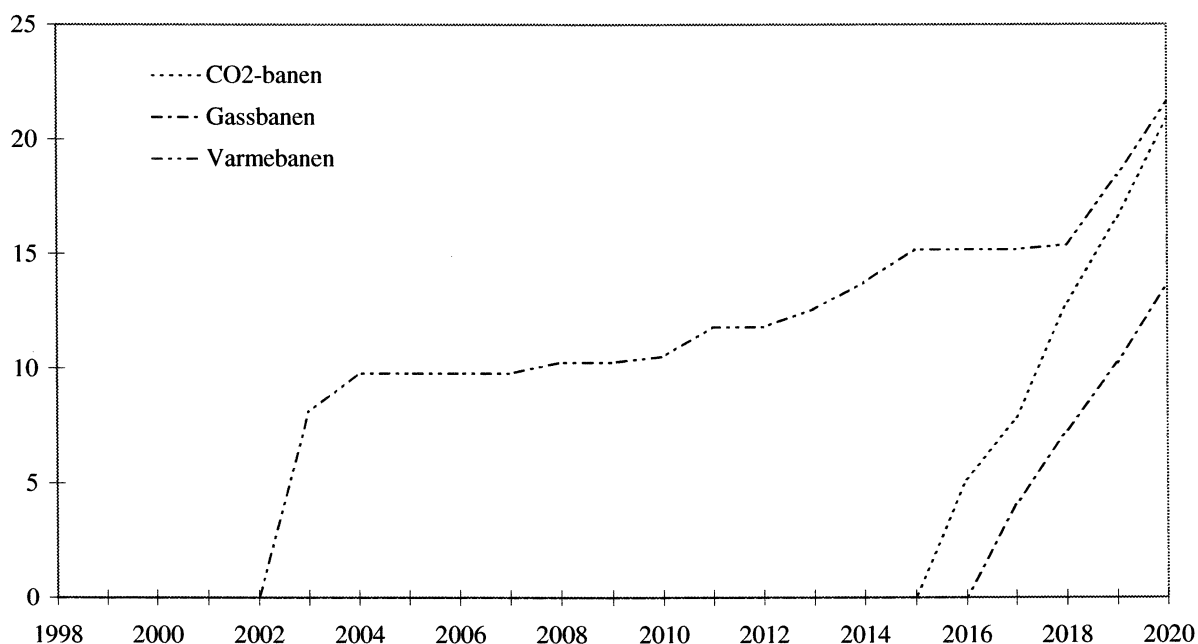
4. Beregningsresultater

Figur 1 viser den beregnede årlige gjennomsnittspris for elektrisk kraft i Norge i de fem alternativene. Kraftprisen øker i alle banene kraftig fram til 2003 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 forsinkes ny vannkraftutbygging.

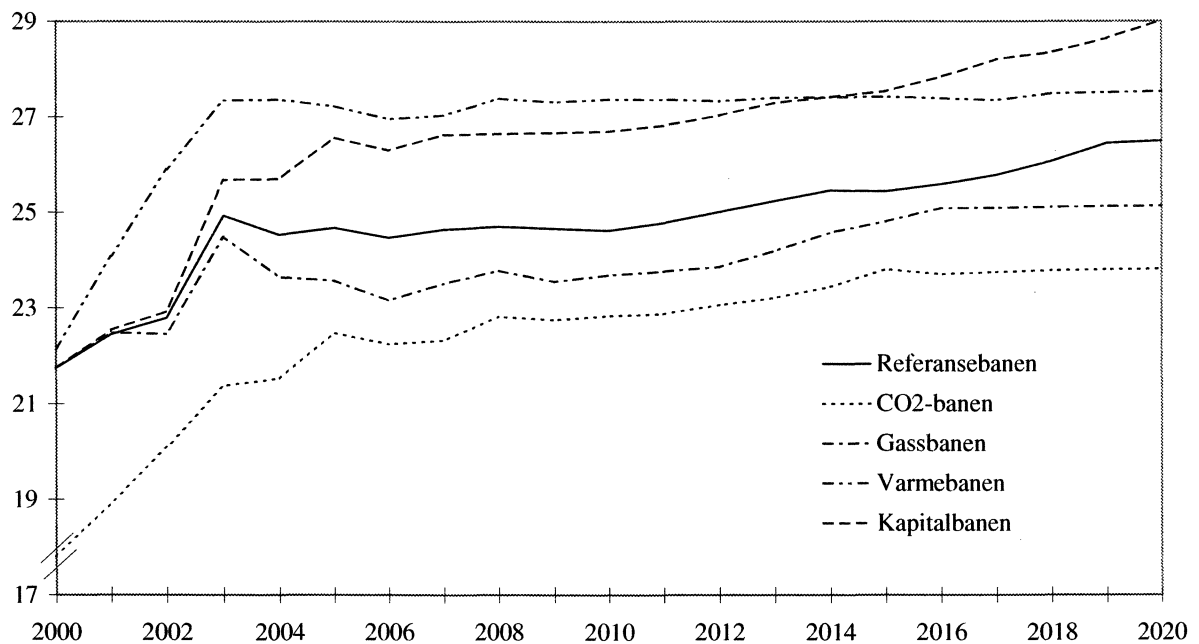
Utover i perioden mot 2020 er det i de fleste banene fremdeles en prisøkning, men den er klart langsommere enn i de første årene. Dette skyldes at en rekke lønnsomme prosjekter både innenlands og utenlands blir bygd ut, og dermed holdes prisøkningen, som ellers hadde fulgt som følge av stadig økende økonomisk aktivitet med tilhørende økt kraftetterspørsel, nede.

I referansebanen øker prisene fra og med 2010 fram mot 2020. Dette skyldes at mulighetene til å produsere kombinert kraftvarme i utlandet er begrenset, og at økt etterspørsel dermed blant annet må dekkes med gradvis mere kostbare vann- og vindkraftprosjekter i Norge. Prisnivået blir dog ikke høyt nok til at gasskraftverk i Norge blir lønnsomme. En tilsvarende utvikling er det i CO₂-banen og gassbanen fram til 2016, men da blir prisnivået høyt nok til at gasskraftverk i Norge bygges ut i betydelig omfang, se figur 2. Årsaken til at gasskraft kommer inn her, men ikke i referansebanen, er en kombinasjon av lavere kostnader i gasskraftverk og høyere kraftetterspørsel som følge av lavere kraftpriser. I varmebanen stiger ikke kraftprisene i Norge etter 2003, noe som skyldes at kraftprisene har nådd nivået hvor gasskraft blir en backstoppteknologi. Som figur 2 viser bygges gasskraften gradvis ut fremover mot 2020. Men i 2020 er ikke omfanget av gasskraft i Norge i varmebanen vesentlig høyere enn i CO₂-banen. Dette skyldes at kraftetterspørselen på grunn av lavere kraftpriser er vesentlig høyere i CO₂-banen, noe som nesten oppveier den relative vridning i favør av norsk gasskraft som varmebanen innebærer. I kapitalbanen stiger prisene ganske kraftig mot slutten av perioden. Dette skyldes blant annet at vannkraftprosjektene i Norge som følge av økt realrente har blitt nesten 40 prosent dyrere, og få prosjekter bygges ut. Men også kapitalkostnadene i gasskraftverk har økt (nesten 30 prosent), og selv om kapitalintensiteten er langt lavere i gasskraftverk, har kraftprisene i 2020 ikke nådd et nivå som gjør gasskraftverk i Norge lønnsomme. I utlandet bygges det i kapitalbanen fremdeles ut betydelige mengder gasskraft, siden varmfordelen er større en fordelen ved lavere gasspris i Norge.

Figur 1. Kraftpris i Norge i de ulike banene, norske 1995-priser, øre



Figur 2. Gasskraftproduksjon i Norge, TWh



I tabell V6 rapporteres kraftforbruket i Norge, og i 2020 er avviket mellom banene betydelig. Forbruket varierer fra 127 TWh i kapitalbanen til 141 TWh i CO₂-banen. Endringer i forbruket i kraftkrevende industri utgjør halvparten av forskjellen. Siden denne sektoren ikke betaler elektrisitetsavgifter, og har lave transportkostnader for kraften den bruker, får en gitt prisendring fra kraftprodusent størst prosentvis virkning på sluttbrukerprisen i denne sektoren. I tillegg er produksjonsnivået i sektoren med det kraftprisnivået vi har i alle banene mere følsomt for kraftprisendringer enn i andre sektorer.

Fra tabell V2 er det verdt å merke seg forskjellen i netto kraftimport mellom varmebanen og de andre banene. I varmebanen har gasskraft i Norge substituert kombinerte kraftvarmeverk basert på naturgass, særlig i Danmark som har den høyeste gassprisen.

Tabell V7 sammen med figur 2 viser at for Norge er variasjonen i gasskraftproduksjonen den viktigste forklaring på variasjon i CO₂-utslipp. Variasjon i kraftpris og substitusjon mot olje og/eller skalaeffekter som følge av dyrere kraft er i sum praktisk talt uten virkning på Norges CO₂-utslipp. Dette ser man ved at CO₂-utslippene i referansebanen og kapitalbanen i 2020 blir tilnærmet de samme selv om kraftprisen er forskjellig.

5. Avsluttende merknader

Beregningene som er beskrevet ovenfor er beheftet med usikkerhet. Modellapparatets egnethet 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.

5.1. Flexibiliteten i kraftteterspørselen i NORMOD-T

Varigheten av topplastperiodene i NORMOD-T for vintersesongene er samlet om lag 400 timer. Det

er svært kostbart å investere i kapasitet med så lav brukstid. Dermed blir toppplastprisene høye. Det fører i modellen til fortrenging av etterspørselen i toppplastperiodene, mindre variasjon i forbruket og høyere brukstid. Dersom fleksibiliteten i markedet er mindre vil toppplastprisene kunne bli enda høyere. Det kan gi investeringer i toppplastkapasitet som også vil kunne bli holdt i drift i andre lastperioder. Dermed vil prisene i toppplast 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.

5.2. 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 gir lavere priser, og lønnsomheten av gasskraft blir lavere.

5.3. 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.

5.4. 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.

5.5. 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.

5.6. Behandlingen av kraftintensiv industri

I modellberegningene er det et åpent spørsmål hva som er riktig pris i forhold til kraftintensiv industri selv i et fritt marked. Det er også usikkert hva tilpasningen til de aktuelle prisene vil bli. Industrien etterspør kraft på lange kontrakter. I et risikomarked, som kraftmarkedet vil være både på kort og lang sikt (jfr. stort overskudd av kapasitet på kort sikt og faren for internasjonale CO₂-kvoter på lengre sikt), vil aktørene forsøke å fordele denne risikoen. På kort sikt vil industrien kunne tåle økte kraftpriser gjennom redusert dekningsbidrag for egenkapitalen. Dette er imidlertid svært avhengig av konjunkturutviklingen for produktene. På lengre sikt vil industrien, avhengig av utformingen av energi

og miljøpolitikk i konkurrerende land, kunne benytte nyere teknologi som fortsatt kan gi lønnsomhet ved slik produksjon i Norge. Mange hevder imidlertid at industrien totalt sett vil bli nedlagt. Hvis større andeler enn det som er beskrevet i disse beregningene blir nedlagt så vil den totale etterspørselen etter elektrisitet i Norden gå ned (en må jo anta at det samme vil skje med energitilgang industri i for eksempel Sverige og Finland). En nedgang i kraftetterspørselen i Norden med for eksempel 15 TWh per år kan slå ut med en nedgang i kraftprisen på om lag 1 øre/kWh frem mot år 2020 (vi er fortsatt på den stigende delen av marginalkostnaden ved ny utbygging) i referansebanen. I virkningsberegningene varierer virkningen på kraftprisen. I CO₂-banen og varmebanen vil kraftprisen ikke endres, og gasskraft vil fremdeles være inne i Norge. Mengden gasskraft i Norge vil derimot reduseres. I gassbanen og kapitalbanen vil også kraftprisene gå ned med om lag et øre, og i gassbanen vil det ikke produseres gasskraft i Norge.

5.7. 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

Bruvoll, A. og T. Bye (1998): Utslipp av metan og kvotepriser på klimagasser, *Økonomiske analyser* 7/98, Statistisk sentralbyrå.

Lindholt, L. (1998): Kyotoprotokollen, prisen på CO₂-kvoter og konsekvenser for norsk petroleumssektor, *Økonomiske analyser* 7/98, Statistisk sentralbyrå.

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.

Vedlegg

Tabell V1. Kraftpriser i Norge i de ulike banene, norske 1995-øre

År	Referansebanen	CO ₂ -banen	Gassbanen	Varmebanen	Kapitalbanen
2000	21,7	17,8	21,7	22,1	21,7
2001	22,4	18,9	22,5	24,1	22,5
2002	22,8	20,1	22,5	25,9	22,9
2003	24,9	21,4	24,5	27,3	25,7
2004	24,5	21,5	23,6	27,4	25,7
2005	24,7	22,5	23,6	27,2	26,6
2006	24,5	22,2	23,2	27,0	26,3
2007	24,6	22,3	23,5	27,0	26,6
2008	24,7	22,8	23,8	27,4	26,7
2009	24,7	22,8	23,6	27,3	26,7
2010	24,6	22,8	23,7	27,4	26,7
2011	24,8	22,9	23,8	27,4	26,8
2012	25,0	23,1	23,9	27,3	27,0
2013	25,2	23,2	24,2	27,4	27,3
2014	25,5	23,4	24,6	27,4	27,4
2015	25,4	23,8	24,8	27,4	27,5
2016	25,6	23,7	25,1	27,4	27,8
2017	25,8	23,8	25,1	27,4	28,2
2018	26,1	23,8	25,1	27,5	28,4
2019	26,5	23,8	25,1	27,5	28,6
2020	26,5	23,8	25,1	27,5	29,0

Tabell V2. Kraftproduksjon og netto import, Norge, TWh

		Vannkraft	Vindkraft	Gasskraft	Biokraft	Netto import	<i>Netto krafttilgang</i>
Referansebanen	2005	118,0	0,0	0,0	1,0	-6,8	<i>112,2</i>
Referansebanen	2010	127,8	0,0	0,0	1,3	-8,3	<i>120,8</i>
Referansebanen	2020	131,3	4,0	0,0	1,7	-5,0	<i>132,0</i>
CO ₂ -banen	2005	118,0	0,0	0,0	1,0	-0,9	<i>118,1</i>
CO ₂ -banen	2010	125,7	0,0	0,0	1,2	-0,3	<i>126,6</i>
CO ₂ -banen	2020	127,8	0,0	20,9	1,7	-9,3	<i>141,1</i>
Gassbanen	2005	118,0	0,0	0,0	1,0	-4,6	<i>114,4</i>
Gassbanen	2010	126,9	0,0	0,0	1,2	-5,4	<i>122,7</i>
Gassbanen	2020	129,1	2,4	13,6	1,7	-11,1	<i>135,7</i>
Varmebanen	2005	118,0	2,4	9,8	0,0	-21,5	<i>108,7</i>
Varmebanen	2010	129,1	2,4	10,5	0,0	-26,0	<i>116,0</i>
Varmebanen	2020	131,7	5,4	21,6	0,0	-28,6	<i>130,1</i>
Kapitalbanen	2005	116,7	0,0	0,0	1,0	-8,4	<i>109,3</i>
Kapitalbanen	2010	121,2	0,0	0,0	1,3	-5,3	<i>117,2</i>
Kapitalbanen	2020	124,3	0,0	0,0	1,7	1,5	<i>127,5</i>

Tabell V3. Kraftproduksjon, Sverige, TWh

		Gass- kraft	Øvrig fossilbasert termisk kraft	Bio- kraft	Vann- kraft	Vind- kraft	Kjerne- kraft	Sum
Referansebanen	2005	15,2	0,6	8,2	63,7	0,6	64,0	152,3
Referansebanen	2010	26,2	0,7	9,2	63,7	0,6	64,0	164,4
Referansebanen	2020	31,4	0,6	9,5	63,7	0,6	64,0	169,8
CO ₂ -banen	2005	6,8	8,7	2,0	63,7	0,6	64,0	145,8
CO ₂ -banen	2010	19,7	4,5	6,0	63,7	0,6	64,0	158,5
CO ₂ -banen	2020	30,2	1,7	9,5	63,7	0,6	64,0	169,7
Gassbanen	2005	24,9	0,4	8,1	63,7	0,6	64,0	161,7
Gassbanen	2010	27,3	0,6	9,1	63,7	0,6	64,0	165,3
Gassbanen	2020	32,2	0,4	9,5	63,7	0,6	64,0	170,4
Varmebanen	2005	2,6	0,7	7,4	63,7	0,6	64,0	139,0
Varmebanen	2010	2,6	0,7	9,4	63,7	0,6	64,0	141,0
Varmebanen	2020	32,2	0,3	9,5	63,7	0,6	64,0	170,3
Kapitalbanen	2005	15,5	2,8	5,0	63,7	0,6	64,0	151,6
Kapitalbanen	2010	26,2	1,0	8,7	63,7	0,6	64,0	164,2
Kapitalbanen	2020	29,0	1,8	9,5	63,7	0,6	64,0	168,6

Tabell V4. Kraftproduksjon, Danmark, TWh

		Gass- kraft	Øvrig fossilbasert termisk kraft	Bio- kraft	Vann- kraft	Vind- kraft	Kjerne- kraft	Sum
Referansebanen	2005	5,8	17,2	0,9	0,0	4,8	0,0	28,7
Referansebanen	2010	14,5	12,1	1,5	0,0	4,8	0,0	32,9
Referansebanen	2020	37,3	6,3	1,5	0,0	4,8	0,0	49,9
CO ₂ -banen	2005	5,0	22,3	0,0	0,0	4,8	0,0	32,1
CO ₂ -banen	2010	19,7	15,4	1,3	0,0	4,8	0,0	41,2
CO ₂ -banen	2020	37,0	9,1	1,5	0,0	4,8	0,0	52,4
Gassbanen	2005	6,6	16,1	0,5	0,0	4,8	0,0	28,0
Gassbanen	2010	19,6	10,3	1,3	0,0	4,8	0,0	36,0
Gassbanen	2020	38,7	5,7	1,5	0,0	4,8	0,0	50,7
Varmebanen	2005	3,2	18,0	0,0	0,0	4,8	0,0	26,0
Varmebanen	2010	3,2	18,3	0,0	0,0	4,8	0,0	26,3
Varmebanen	2020	3,2	16,9	0,0	0,0	4,8	0,0	24,9
Kapitalbanen	2005	3,2	19,1	0,7	0,0	4,8	0,0	27,8
Kapitalbanen	2010	14,1	12,8	1,5	0,0	4,8	0,0	33,2
Kapitalbanen	2020	37,4	6,1	1,5	0,0	4,8	0,0	49,8

Tabell V5. Kraftproduksjon, Finland, Twh

		Gass- kraft	Øvrig fossilbasert termisk kraft	Bio- kraft	Vann- kraft	Vind- kraft	Kjerne- kraft	<i>Sum</i>
Referansebanen	2005	25,0	0,7	9,5	13,2	0,0	19,6	68,0
Referansebanen	2010	27,1	0,4	9,5	13,2	0,0	19,6	69,8
Referansebanen	2020	32,9	1,2	9,5	13,2	0,0	19,6	76,4
CO ₂ -banen	2005	16,2	30,0	3,7	13,2	0,0	19,6	82,7
CO ₂ -banen	2010	19,5	22,8	5,2	13,2	0,0	19,6	80,3
CO ₂ -banen	2020	29,5	11,1	7,9	13,2	0,0	19,6	81,3
Gassbanen	2005	25,0	0,7	8,0	13,2	0,0	19,6	66,5
Gassbanen	2010	31,0	0,4	8,9	13,2	0,0	19,6	73,1
Gassbanen	2020	34,0	0,8	9,5	13,2	0,0	19,6	77,1
Varmebanen	2005	25,0	2,9	5,0	13,2	0,0	19,6	65,7
Varmebanen	2010	30,5	7,8	5,0	13,2	0,0	19,6	76,1
Varmebanen	2020	32,5	3,6	9,5	13,2	0,0	19,6	78,4
Kapitalbanen	2005	16,2	7,2	5,0	13,2	0,0	19,6	61,2
Kapitalbanen	2010	19,9	5,3	6,3	13,2	0,0	19,6	64,3
Kapitalbanen	2020	28,6	2,8	9,5	13,2	0,0	19,6	73,7

Tabell V6. Kraftforbruk, Norge, TWh

		Kraft- krevende industri	Tre- foredling	Øvrig industri	Tjeneste- yting	Hushold- ninger	Over- føringstap + kraftsektorens eget forbruk	<i>Totalt forbruk</i>
Referansebanen	2005	18,8	6,3	15,2	25,5	39,0	7,4	112,2
Referansebanen	2010	20,7	6,3	15,6	27,7	43,0	7,5	120,8
Referansebanen	2020	20,8	6,6	16,4	30,0	50,0	8,2	132,0
CO ₂ -banen	2005	22,5	6,4	15,6	26,4	39,8	7,4	118,1
CO ₂ -banen	2010	24,4	6,4	16,1	28,4	43,8	7,5	126,6
CO ₂ -banen	2020	25,8	6,9	17,1	31,1	51,6	8,6	141,1
Gassbanen	2005	19,8	6,5	15,4	25,9	39,4	7,4	114,4
Gassbanen	2010	21,5	6,5	15,8	28,0	43,4	7,5	122,7
Gassbanen	2020	22,3	6,9	16,7	30,4	50,9	8,5	135,7
Varmebanen	2005	17,1	6,0	14,8	25,1	38,2	7,5	108,7
Varmebanen	2010	18,4	6,0	15,2	27,0	41,8	7,6	116,0
Varmebanen	2020	20,0	6,4	16,2	29,6	49,4	8,5	130,1
Kapitalbanen	2005	17,5	6,0	14,8	25,2	38,5	7,3	109,3
Kapitalbanen	2010	19,1	6,1	15,3	27,1	42,3	7,3	117,2
Kapitalbanen	2020	19,0	6,3	15,9	29,2	49,2	7,9	127,5

Tabell V7. Utslipp av CO₂ og andre klimagasser, millioner tonn CO₂-ekvivalenter*

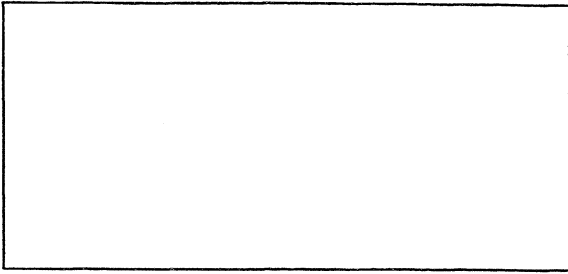
		Norge, totale CO ₂ - utslipp	Norge, øvrige klimagass- utslipp	Norge, totale utslipp av CO ₂ - ekvivalenter	Sverige, CO ₂ -utslipp fra kraft- sektoren	Danmark, CO ₂ -utslipp fra kraft- sektoren	Finland, CO ₂ -utslipp fra kraft- sektoren
Referansebanen	2005	39,2	17,3	56,5	6,2	16,0	9,9
Referansebanen	2010	38,8	16,8	55,6	10,3	15,1	10,4
Referansebanen	2020	39,1	17,8	56,9	12,2	18,9	13,3
CO ₂ -banen	2005	40,9	17,3	58,2	10,2	20,1	31,2
CO ₂ -banen	2010	40,5	16,8	57,3	11,3	19,9	26,3
CO ₂ -banen	2020	48,7	17,8	66,5	12,7	21,2	20,3
Gassbanen	2005	39,3	17,3	56,6	9,6	15,4	9,9
Gassbanen	2010	38,8	16,8	55,6	10,6	15,5	11,8
Gassbanen	2020	44,1	17,8	61,9	12,3	19,0	13,3
Varmebanen	2005	42,6	17,3	59,9	1,6	15,4	11,6
Varmebanen	2010	42,4	16,8	59,2	1,6	15,5	17,2
Varmebanen	2020	46,7	17,8	64,5	12,2	14,4	14,8
Kapitalbanen	2005	39,1	17,3	56,4	8,2	16,5	13,3
Kapitalbanen	2010	38,7	16,8	55,5	10,6	15,6	12,8
Kapitalbanen	2020	39,1	17,8	56,9	12,4	18,8	13,4

* For Norge er totale utslipp av CO₂ hentet fra MSG-6 og utslipp av andre klimagasser fra NOU 1998:11, vedlegg 3, tabell 3.5. For de øvrige nordiske landene er CO₂-utslipp fra kraftsektoren hentet fra NORMOD-T.

De sist utgitte publikasjonene i serien Notater fra Forskningsavdelingen

- 96/3 I. M. Smestad: Valg under usikkerhet: En analyse av eksperimentdata basert på kvalitative valghandlingsmodeller
- 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
- 98/38 F. Aune, T. Bye, M.I. Hansen: Gasskraft i Norge fram mot 2020?
- 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: Nytt 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 prispfølsomheten 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
- 98/57 T. Bye: Fleksibel gjennomføring av en klimaavtale
- 98/66 M. Sjøberg: Omsetjelege kvotar og internasjonale miljøavtaler

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