



THEMA Report 2011-13

# Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor

Utarbeidet for Olje- og energidepartementet

Oktober 2011

## INNHOOLD

SAMMENDRAG .....	5
Bakgrunn og problemstilling .....	5
Hovedpunkter .....	5
<i>To klimascenarioer .....</i>	<i>5</i>
<i>Olje, gass og kull .....</i>	<i>6</i>
<i>Nærmere om virkninger i kraftsektoren.....</i>	<i>7</i>
<i>Implikasjoner for verdiskapingen og samfunnsøkonomisk overskudd .....</i>	<i>9</i>
<i>Implikasjoner av særnorske utslippskostnader .....</i>	<i>10</i>
<i>Verdiskapingsperspektiver fram mot 2050.....</i>	<i>11</i>
1    INNLEDNING.....	12
2    SCENARIER FOR INTERNASJONAL KLIMAPOLITIKK.....	14
2.1    De internasjonale klimaforhandlingene .....	14
2.2    To scenarier for dyptgripende internasjonal klimapolitikk .....	19
3    RAMMER FOR NORSK ENERGI- OG KLIMAPOLITIKK .....	30
3.1    Nasjonale mål.....	30
3.2    Nasjonale versus internasjonale tiltak .....	31
3.3    Hvilke sektorer?.....	33
4    VIRKNINGER FOR INTERNASJONALE ENERGIPRISER .....	35
4.1    Generelle drivere for energimarkeder og priser .....	35
4.2    Innledning om IEAs WEO-scenarier .....	35
4.3    Oljemarkedet .....	36
4.4    Kullmarkedet .....	39
4.5    Gassmarkedet .....	41
4.6    Samspill mellom markedene og CO <sub>2</sub> -prisen.....	43
5    KRAFTMARKEDET OG KRAFTSYSTEMET I NORD-EUROPA.....	47
5.1    Generelle faktorer og drivere i det nordiske kraftmarkedet.....	47
5.2    Implikasjoner ved EUs klimapolitikk .....	50
5.3    Utfallsrom for de to scenariene.....	51
5.3.1 <i>Global protokoll .....</i>	<i>51</i>
5.3.2 <i>Frivillig Samarbeid.....</i>	<i>52</i>
5.3.3 <i>En oversikt over de viktigste kvantitative forutsetningene for de ulike scenarioene .....</i>	<i>53</i>
5.4    Scenarioanalysens resultater for 2030 .....	56

5.4.1	<i>Scenarioresultatene</i>	56
5.4.2	<i>Resultater fra sensitivitetsanalysen</i>	59
5.5	Hovedresultater fra modellsimuleringene	60
5.6	Kraftsystemet mot 2050	61
6	IMPLIKASJONER FOR NORSK VERDISKAPING	63
6.1	Innledning	63
6.2	Verdiskaping og samfunnsøkonomisk overskudd	63
6.3	Energisektorens bidrag til verdiskapingen	64
6.4	Petroleumssektoren	66
6.5	Kraftsektoren fram til 2030	67
6.5.1	<i>Innledning</i>	67
6.5.2	<i>Ny vind- og vannkraft</i>	69
6.5.3	<i>Økt kraftutveksling og salg av reguleringstjenester med utlandet</i>	72
6.6	Industri- og næringsutvikling	73
6.6.1	<i>Industriens konkurranseevne</i>	73
6.7	Verdiskapingskonsekvenser av særnorske utslippkostnader	75
6.8	Verdiskapingsperspektiver fram til 2050	76
6.8.1	<i>Omstilling gir nye muligheter</i>	77
6.8.2	<i>Eksempler på vekstmuligheter ved overgangen til lavkarbonsamfunnet.</i>	78

**About the project**

Project number:	OED-2011-3
Project name:	Konsekvenser av International Klimapolitikk på Norsk Energisektor
Client:	OED
Project leader:	Eivind Magnus
Team members:	Frank Krönert, Arndt von Schemde, Eivind Magnus

**About this report:**

Report number:	Report 2011-13
Report name:	Konsekvenser av internasjonal klimapolitikk for norsk energisektor
ISBN-number	978-82-93150-10-7
Availability	Public
Finished:	October 2011

**Brief summary in English**

The report analyses how future climate change policies could impact the Norwegian Energy sector. Two long term climate policy scenarios are defined and discussed. Climate policies will impact fuel prices and investments in new production capacity, both in the Nordic countries and in Europe in general. Power prices will increase, but more on the Continent and UK than in the Nordic countries. The main conclusion is that there is large potential for increased value creation in the Norwegian power sector, related to higher power prices, profitable investments in interconnectors and utilization of domestic renewable resources.

**About THEMA Consulting Group**

Øvre Vollgate 6  
0158 Oslo  
Foretaksnummer: NO 895 144 932  
[www.t-cg.no](http://www.t-cg.no)

THEMA Consulting Group offers high level competence within market analysis, market design, and strategy and management consulting in the power and energy sector.

## SAMMENDRAG

*Rapporten drøfter hvordan dyptgripende klimapolitikk kan påvirke kraftsektoren i Norge. To scenarier for fremtidig internasjonal klimapolitikk beskrives og analyseres. Klimapolitikken vil påvirke internasjonale brenselpriser, utslippskostnader og investeringer i ny produksjonskapasitet, både i Norden og i Europa for øvrig. De nordiske kraftprisene vil øke, men i mindre grad enn på Kontinentet. Dyptgripende klimapolitikk kan gi økt verdiskaping i den norske kraftsektoren, relatert til høyere kraftpriser, lønnsomme investeringer i økt overføringskapasitet og utnyttelse av innenlandske fornybare energiresurser. Under gunstige forhold kan kraftintensiv industri i Norge få bedret sin internasjonale konkurransevne selv om kraftprisene i Norge øker.*

### Bakgrunn og problemstilling

Olje og Energidepartementet (OED) har nedsatt et offentlig utvalg for å vurdere den langsiktige energit utviklingen mot 2030 og 2050 (Energiutvalget), if. kgl. res. 4. mars 2011. Som et innspill til dette arbeidet har OED bestilt denne studien som kartlegger hvordan internasjonal klima- og energipolitikk, og den tilhørende utviklingen i globale energimarkeder, påvirker handlingsrommet for Norge som energinasjon og verdiskapingen i norsk energisektor. Analysen har et tidsperspektiv fram til 2050, men det legges mest vekt på utviklingen fram til 2030 i de kvantitative beregninger som gjøres.

Rapporten er utarbeidet av THEMA Consulting Group AS i samarbeid med Carbon Limits AS.

### Hovedpunkter

#### To klimascenarier

Det er internasjonal enighet om at det er nødvendig med omfattende kutt i utslippene av drivhusgasser for å holde den globale oppvarmingen under 2 grader Celsius, målt i forhold til det førindustrielle temperaturnivået. Samtidig er det klart at 2-gradersmålet bare kan nås gjennom det vi i denne studien betegner som dyptgripende klimapolitikk.

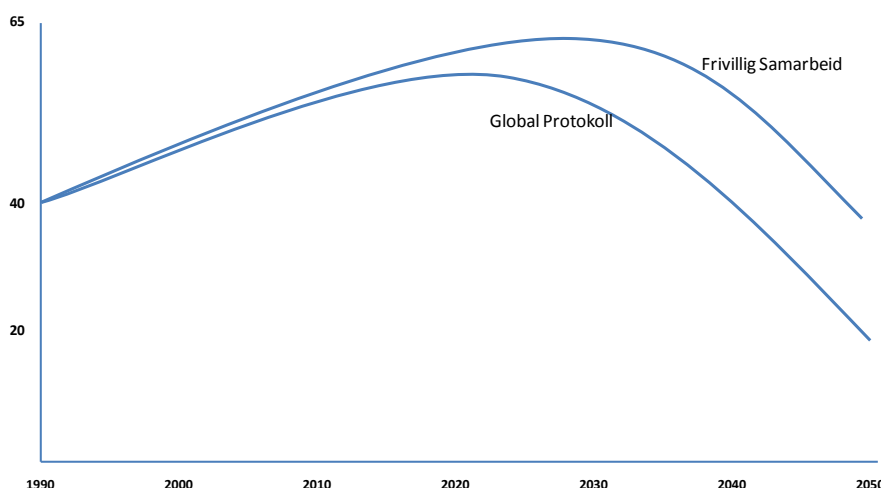
Som grunnlag for analysen skisserer vi to alternative scenarier for internasjonal klimapolitikk; Global Protokoll og Frivillig Samarbeid

- I Global Protokoll, trer en ny bindende internasjonal avtale i kraft i 2020 med global deltagelse. De tidligere innmeldte nasjonale utslippsmålene blir konvertert til internasjonalt legalt bindende utslippsbegrensninger. I dette scenariet vil EU forplikte seg til å redusere sine utslipp i forhold til 1990 med 25 prosent i 2020, 40 prosent i 2030 og hele 80 prosent i 2050. Det etableres et etterlevelseregime som sikrer overvåking av forpliktelsene og dette regimet representerer også et sentralt grunnlag for å etablere et internasjonalt karbonmarked tilvarende de fleksible mekanismene som er operative under Kyotoprotokollen. I dette scenarioet vil Norge utforme en nasjonal klimapolitikk som i økende grad benytter seg av karbonmarkedet og andre fleksible mekanismer slik at norske bedrifter stilles overfor de samme marginale utslippskostnader som konkurrentene både i Europa og i verden for øvrig.
- I Frivillig samarbeid etableres det ikke noen internasjonal avtale med legalt bindende utslippsbegrensninger. Internasjonal koordinering av klimapolitikken

utvikles gjennom vedtak som hovedsakelig fattes ved konsensus i de årlige partsmøtene. Vedtakene omfatter blant annet mål og intensjoner om utslippsbegrensninger, samt regler og prosedyrer for innrapportering av nasjonale utslippsmål og for overvåking og rapportering av utslippsutvikling og implementering av klimapolitiske tiltak. Det etableres også retningslinjer og anbefalinger for handel med utslippskvoter. I dette scenariet utformer Norge en klimapolitikk som bygger på at en betydelig andel av utslippsreduksjonene skal skje hjemme. Det fører blant annet til at elektrifisering av sokkelen får økt fokus. Samtidig viderefører Norge støtten til fornybar energi og arbeidet med å sikre industrien konkurransekraft gjennom ulike former for kompensasjonsordninger.

Forløpet av de globale utlippene i de to scenarioene er vist i figuren nedenfor. I Global Protokoll når globale utslipp en topp i 2025 og faller til 50 prosent av 1990-nivået i 2050. I Frivillig Samarbeid nås toppen 10 år seinere, men reduksjonstakten er like sterk som i Global Protokoll fra 2040. Utslippsnivået i 2050 vil imidlertid ligge 50 prosent høyere i Frivillig Samarbeid, noe som gjør det er mindre sannsynlig at 2-gradersmålet nås i 2050.

#### Utslippsforløp 1990 – 2050 i Global Protokoll og Frivillig samarbeid (Gigatonn)



Kilde: Carbon Limits AS

I begge scenarioene antar vi at EUs kvotesystem EU ETS<sup>1</sup> blir videreført. Kvotepreisen, som setter en pris på CO<sub>2</sub>-utslipp, vil øke kraftig. I Global Protokoll øker kvotepreisen gradvis til 90 Euro/tonn i 2030. Til sammenligning er kvotepreisen i 2011 på ca 14 Euro/tonn. I Frivillig samarbeid har kvotepreisen en betydelig svakere utvikling og ligger på omkring 45 Euro/tonn i 2030.

#### Olje, gass og kull

Den klimapolitikken vi har beskrevet i våre scenarioer, vil slå sterkt inn i energimarkedene. Etterspørselen etter kull, særlig i kraftproduksjon, og olje, særlig i transportsektoren, vil falle, og både kull- og oljeprisen blir satt under press.

<sup>1</sup> EU ETS står for EUs Emission Trading Scheme og er navnet på EUs system for kjøp og salg av utslippskvoter

Etterspørselsfallet drives fram av økende karbonpriser, energieffektivisering og ny teknologi. Dekarbonisering av kraftsektoren innebærer at også gassetterspørselen, og gassprisen, reduseres kraftig til 2050, men etterspørselen etter gass i perioden fram mot 2050 avhenger bl.a. av klimapolitikken.

Basert på IEAs WEO-scenarier<sup>2</sup> antar vi at den langsiktige oljeprisen ligger på henholdsvis 90 (Global Protokoll) og 110 (Frivillig samarbeid) USD pr. fat i 2030. Det er 20-40 USD pr. fat under prisen i referansescenarioet til IEA<sup>3</sup>. Kullprisen blir særlig sterkt rammet i Global Protokoll, hvor den antas å falle til 66 USD pr. tonn, mens den viser en stabil utvikling rundt 100 USD pr. tonn i Frivillig samarbeid.

Hvordan markedet for naturgass vil bli påvirket av dyptgripende klimapolitikk er usikkert. Veksten i gasskraftkapasiteten i Europa ventes å fortsette fram mot 2030 fordi EU ETS, rikelig og konkurransedyktig gassforsyning, økende behov for balansering av variabel kraftproduksjon og korte ledetider for bygging av nye gasskraftverk gjør gasskraft lønnsom i forhold til kullkraft. I Global Protokoll antar vi i likhet med IEA at gassetterspørselen i Europa sammenlignet med 2008 faller med anslagsvis 10 prosent fram mot 2030, mens den øker med 13 prosent i Frivillig samarbeid.

På lengre sikt og i et scenario med dyptgripende klimapolitikk, må gassforbruket sterkt ned og kanskje fases helt ut. Skal gass spille noen rolle fram mot 2050 i et 2-gradersscenario, må en forutsette at CCS<sup>4</sup> blir en kommersiell teknologi. I tråd med IEA antar vi at gassprisen vil ligge på henholdsvis 10,9 og 12,9 USD pr. MBTU i 2030 i henholdsvis Global Protokoll og Frivillig Samarbeid.

I det mellomlange perspektivet avhenger CO<sub>2</sub>-prisen av klimapolitikken og relative brenselpriser fordi brenselsskifte fra kull til gass i kraftproduksjon sannsynligvis vil være den viktigste marginale driveren for reduserte utslipp. I Global Protokoll antar vi at kraftproduksjonen i stor grad må dekarboniseres, samtidig som et globalt kvotehandelsystem blir det viktigste virkemidlet for å få ned globale utslipp. Dermed blir det kostnadene knyttet til utslippsfri kraftproduksjon, f.eks. CCS, som blir bestemmende for kvoteprisen. I Frivillig Samarbeid vil vi neppe få én global kvotepris, men en situasjon der ulike land og regioner velger ulike blandinger av klimapolitiske virkemidler, og der handelen med utslippsretter er begrenset.

## Nærmere om virkninger i kraftsektoren

Vi har gjort en modellbasert analyse av det nordeuropeiske kraftmarkedet basert på forutsetningene i våre to klimascenarier. Hovedresultatene kan oppsummeres slik:

- Etterspørselen etter kraft viser en relativt flat utvikling i begge scenarioene. Det er en sterk vektlegging av energieffektivisering både i Global Protokoll og Frivillig Samarbeid. Samtidig skjer det konvertering fra fossile energikilder til elektrisitet,

---

<sup>2</sup> WEO – World Energy Outlook

<sup>3</sup> IEAs referansescenario er et forløp uten nye klimapolitiske tiltak utover det som var besluttet sommeren 2010, dvs. en utvikling uten dyptgripende klimapolitikk.

<sup>4</sup> CCS står for "Carbon Capture and Storage" og er den internasjonale betegnelsen på teknologien for fangst, (transport) og lagring av CO<sub>2</sub>.

ikke minst på norsk sokkel. I begge scenarioene opprettholdes energiforbruket i den kraftkrevende industrien.

#### Kraftteterspørsmål i Norge i 2010 og 2030 TWh

	2010	Global protokoll	Frivillig samarbeid
Norge	<b>126</b>	<b>123</b>	<b>128</b>

Kilde: THEMA Consulting Group og IEA

- Kraftbalansen i Norge styrkes gjennom en omfattende utbygging av fornybar kraftproduksjon der småkraft og vindkraft dominerer. Elsertifikater<sup>5</sup> og økende kraftpriser gjør investeringer i vind og vann lønnsomt. Den største økningen i vindkraftkapasiteten kommer i Global Protokoll.

#### Produksjonskapasitet i Norge i 2010 og 2030 TWh

	2010	Global Protokoll	Frivillig samarbeid
Vind	1.4	12.2	10.1
Vann	121.7	132.6	132.8
Gass	0.0	0.3	0.8
Annet	0.2	0.3	0.2

Kilde: THEMA Consulting Group

- Kraftprisene i Norden går kraftig opp i begge scenarioene, men mindre enn på Kontinentet. For Norges del er prisoppgangen på 60 prosent sammenlignet med gjennomsnittsprisen for perioden 2006-2010. I Tyskland drives prisene av høye CO<sub>2</sub>-priser og høye investeringskostnader. Betydningen av høye brenselpriser, CO<sub>2</sub>-priser og investeringskostnader for ny produksjon er noe forskjellig i de to scenarioene. I Global Protokoll er høye investeringskostnader for ny kapasitet den viktigste drivkraften for kraftprisoppgangen, mens høyere brenselpriser har større betydning i Frivillig samarbeid.

#### Kraftpriser i Norge og Tyskland i 2030 øre pr. kWh

	Snitt 2006 – 2010	Global Protokoll	Frivillig Samarbeid
Norge	<b>33</b>	<b>53</b>	<b>53</b>
Tyskland	<b>42</b>	<b>71</b>	<b>67</b>

Kilde: THEMA Consulting Group, The-MA power market model

- Investeringer i nye utenlandsforbindelser er viktige for kraftprisen i Norge i begge scenarioene. Vi har forutsatt at kabelkapasiteten mellom Norge og Kontinentet/UK økes med 7300 og 3500 MW i henholdsvis Global Protokoll og Frivillig Samarbeid. Investeringene drives fram av et økende overskudd i den nordiske kraftsektoren som gir god lønnsomhet for utenlandsforbindelser. Uten ny overføringskapasitet til utlandet går kraftprisen ned fra 53 til 36 øre pr. MWh i 2030 i Global Protokoll, en nedgang på vel 30 prosent.

<sup>5</sup> Elsertifikater er navnet på de sertifikatene som produsenter av ny fornybar energi i Norge (og Sverige) får utstedt.



**Kraftpriser i Norge i 2030 øre per kWh uten økt kabelkapasitet**

	Snitt 2006 – 2010	Global Protokoll	Frivillig samarbeid
Norge	53	36	50

**Implikasjoner for verdiskapingen og samfunnsøkonomisk overskudd**

Vi måler i denne rapporten verdiskaping med næringenes bruttoprodukt, dvs. produksjonsinntekter, inklusiv subsidier minus vareinnsats. I tillegg beregner vi virkninger for det totale samfunnsøkonomiske overskuddet. Hovedkonklusjonen er at en dyptgripende klimapolitikk i tråd med våre scenariobeskrivelser kan gi store bidrag til verdiskapingen innenfor kraftsektoren. De investeringsmuligheter som oppstår vil samlet sett være samfunnsøkonomisk lønnsomme. På den annen side vil fallet i verdiskapingen i olje- og gassektoren være betydelig.

Et overordnet bilde på hvordan klimapolitikken påvirker verdiskapingen i energisektoren fremkommer av figuren nedenfor. Pluss og minus indikerer virkningen på verdiskapingen i de ulike sektorene.

**Virkinger på faktorer som påvirkes av klimapolitikken:**

Lavere olje- og gasspriser


 Økte prisforskjeller mot kontinentet  
 Økte kortsiktige svingninger i prisene  
 Behov for reguleringstjenester


Økte kraftpriser pga høyere karbonpris


 Fornybar direktiv og elsertifikater  
 Oppgang i kraftprisene i Norge

 Høyere innenlandske kraftpriser  
 Internasjonal konkurranseevne  
 Karbonkompensasjon

**Sektorer**

Olje og gass

—

 Utenlandshandel  
 med kraft

+

 Eksisterende  
 kraftproduksjon

+

 Ny fornybar  
 kraftproduksjon

+

 Kraftintensiv  
 industri

 —  
 +

Kilde: THEMA Consulting Group og IEA

- En stram klimapolitikk i tråd med de scenarier som vi har beskrevet i denne analysen, vil føre til lavere olje- og gasspriser og lavere verdiskaping i norsk petroleumssektor. Vi har beregnet at et fall i olje og gassprisene på 30 prosent som tilsvarer forskjellen mellom IEA's referansescenario og IEAs 450 ppm scenario, fører til et fall bruttoproduktet i petroleumssektoren på 1500 milliarder

kroner målt i nåverdi. Det tilsvarer om lag halvparten av verdien av det norske petroleumsfondet.

- Økte kraftprisforskjeller mot kontinentet og større svingninger i de kontinentale kraftprisene øker lønnsomhet av utenlandshandelen med kraft. Det styrker grunnlaget for å investere i flere kabler. Kabelprosjektene øker verdiskapingen både i investeringsfasen ved at norske bedrifter vil få noen av leveransene og i driftsfasen ved at verdien av krafthandelen blir mer lønnsom og øker i omfang
- Verdiskapingen i eksisterende kraftanlegg øker som følge av at kraftprisene går opp. Økningen i kraftprisene skyldes både at kraftprisene på Kontinentet øker, hovedsakelig på grunn av en høyere karbonpris, og at det investeres i økt kabelkapasitet.
- Investeringer i nye vind- og vannkraftanlegg bidrar til økt verdiskaping både i investeringsfasen ved at norske bedrifter får økte leveranser og i driftsfasen som følge av at kraftproduksjonen øker. Det er et stort potensial for utbygging av vindressurser i Norge og prisoppgangen på kraft i kombinasjon med fortsatt teknologit utvikling kan gjøre deler av dette potensialet lønnsomt å bygge ut.
- Industriens konkurranseevne – og dermed verdiskapingspotensial – blir påvirket av klimapolitikken ved at tilbuds- og etterspørselsforholdene i eksisterende industrier endres. Virkningene for den kraftintensive industrien er usikker og sensitiv for hvordan klimapolitikken blir utformet på det globale planet. Ved gunstige forutsetninger kan norske kraftintensiv industri få styrket sin konkurranseposisjon og dermed opprettholde eventuelt øke sitt bidrag til norsk verdiskaping.

## Implikasjoner av særnorske utslippkostnader

Den internasjonale klimapolitikken, herunder EUs klimapolitikk, gir føringer for norsk klimapolitikk. Samtidig kan Norge ha en nasjonal klimapolitikk med et ambisjonsnivå og virkemidler som går utover de forpliktelsene som følger av internasjonale avtaler. En nasjonal klimapolitikk som pålegger norske aktører utslippkostnader som ligger vesentlig over utslippkostnadene som andre aktører stilles ovenfor, påvirker norske aktørers konkurranseevne og de ulike sektorenes bidrag til den nasjonale verdiskapingen.

Hvis Norge slik for eksempel klimaforliket kan tolkes, pålegger petroleumssektoren å elektrifisere deler av sokkelen med tiltakskostnader vesentlig over de utslippkostnadene som følger av de internasjonale utslippkostnadene, vil det ha virkninger for verdiskapingen og inntektsfordelingen mellom sektorer, oppsummert som følger:

- Utvinningskostnadene øker på sokkelen. Merkostnadene kan ligge mellom 4,25 og 8,65 milliarder kroner avhengig hvilke scenarioer og tiltakskostnader som legges til grunn. Minst 80 prosent av disse økte kostnadene vil bli dekket av staten gjennom petroleumsskattesystemet.
- Økt etterspørsel etter kraft øker kraftprisen i det norske kraftmarkedet. Et utslippskutt på sokkelen på 5 millioner tonn CO<sub>2</sub> tilsvarer et økt produsentoverskudd i kraftsektoren på vel 2,3 milliarder kroner på årsbasis med utgangspunkt i dagens kraftbalanse.

- Høyere kraftpris reduserer konsumentoverskuddet med anslagsvis 2 milliarder kroner på årsbasis, herav vil den kraftkrevende industrien bære anslagsvis en halv milliard i form av høyere energikostnader.

En slik politikk vil med andre ord gi en total årlig kostnad på i størrelsesorden 4,0 – 8,5 milliarder kroner i form av et lavere samfunnsøkonomisk overskudd. Det understrekes at denne beregningen bygger på en partiell og forenklet analyse slik at resultatene bare kan benyttes som en indikasjon på det samfunnsøkonomiske underskuddet.

### **Verdiskapingsperspektiver fram mot 2050**

De globale ressurs-, miljø- og klimautfordringene kan komme til å kreve grunnleggende omstillinger i økonomien og endringer i hvordan vi produserer, distribuerer og forbruker energi. Det er grunn til å tro at en slik omstilling vil skyte fart i perioden 2030 til 2050. Det er i denne perioden at kurvene for nødvendige reduksjoner i de globale utslippskuttene er særlig sterkt fallende.

Den internasjonale klimapolitikken er en viktig faktor for når og i hvilket omfang en slik omstilling kommer. Når infrastrukturen, produksjonsprosessene, produktene og forbruksmønstrene trekkes i retning av lavere karbonintensitet, vil det samtidig skje strukturelle endringer i økonomien ved at noen markeder opplever vekst, nye markeder kommer til, mens andre opplever fall og kanskje forsvinner helt. De endringene som kan komme, vil gripe langt dypere inn i økonomien enn til energisektoren. Energi er likevel den sektoren som først merker omstillingsbehovet og sannsynligvis står overfor de største utfordringene. Men andre sektorer, i første rekke transportsektoren og industrien, står også foran betydelige omstillinger.

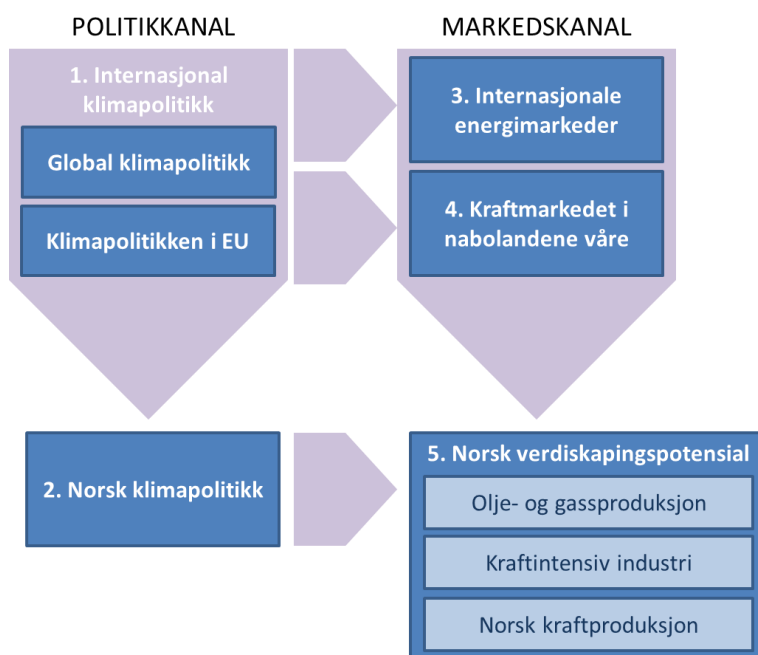
En sentral faktor i det langsiktige bildet er den teknologiske utviklingen. I et 20-40 års perspektiv er det grunn til å forvente (og håpe på) store teknologiske framskritt i alle deler av økonomien som vil lette overgangen til lavkarbonsamfunnet. Særlig sentralt står den teknologiske utviklingen knyttet til mer effektiv bruk av energi og produksjonsteknologier innen fornybar energi og CCS. I et langsiktig perspektiv kan en heller ikke utelukke andre teknologiske gjennombrudd som får dyptgripende innvirkninger. Det ligger i sakens natur at det er svært vanskelig å forutse slike gjennombrudd.

## 1 INNLEDNING

Olje og Energidepartementet (OED) har nedsatt et offentlig utvalg for å vurdere den langsiktige energiutviklingen mot 2030 og 2050 (Energiutvalget), if. kgl. res. 4. mars 2011. Som et innspill til dette arbeidet har OED satt ut denne studien som kartlegger hvordan internasjonal klima- og energipolitikk og utviklingen i globale energimarkeder påvirker handlingsrommet for Norge som energinasjon og verdiskapingen i norsk energisektor.

Sentrale temaer og sammenhenger som er behandlet i den foreliggende studien kan skjematisk illustreres som vist i [Figur 1](#) ~~Figur 4~~.

**Figur 1: Oversikt over de ulike delene i prosjektet**



Utgangspunktet for prosjektet er en overordnet analyse av utviklingen i internasjonal klimapolitikk (1), herunder klimaforhandlingene, utsiktene til en global klimaavtale, konsekvensene av en global klimaavtale og hvordan EU kan forventes å tilpasse seg. Fremdriften og utviklingen i forhandlingene og utformingen av et internasjonalt avtaleverk, og/eller regionale avtaler, vil sette viktige rammer for politikk og virkemidler på ulike nivåer. Usikkerheten vedørende den fremtidige klimapolitikken har gjort det hensiktsmessig å analysere internasjonal klimapolitikk gjennom en scenarioanalyse. Den internasjonale klimapolitikken vil gjennom utformingen av fremtidige virkemidler påvirke handlingsrommet for og utformingen av klimapolitikken i EU.

Det globale rammeverket og hvordan EU velger å tilpasse sin politikk, bestemmer rammene for norsk klimapolitikk (2).

Den internasjonale klimapolitikken vil også påvirke de internasjonale energimarkedene (3).

Utviklingen i internasjonale energimarkeder og klimapolitikken i EU påvirker utviklingen i kraftmarkedene i EU, herunder våre naboland og derigjennom den norske kraftsektoren (4).

Et hovedfokus i analysen er hvordan de ulike scenarioene og tilpasningen gjennom “politikk-kanalen” og “markedskanalen” påvirker den norske kraftbalansen og verdiskapningen basert på norske energiressurser (5), med vekt på kraftsektoren.

## 2 SCENARIER FOR INTERNASJONAL KLIMAPOLITIKK

### 2.1 De internasjonale klimaforhandlingene

#### To hovedforløp post 2012

Klimaforhandlingene har siden 2007 hovedsakelig foregått i to arbeidsgrupper: AWG-KP<sup>6</sup> og AWG-LCA<sup>7</sup>. Nye forpliktelser under Kyoto-protokollen dekkes under AWG-KP, mens et bredere sett av spørsmål, inklusive fremtidige forpliktelser, diskuteres i AWG-LCA.

Siden ingen utviklingsland har utslippsforpliktelser under Kyoto-protokollen og fordi USA verken har ratifisert Protokollen eller deltatt i AWG-KP, har det vært utilstrekkelig å forhandle fremtidige utslippsforpliktelser bare i denne gruppen. Videre har Japan, Russland og Canada nå uttrykt klart at de ikke ønsker å delta i en ny forpliktelsesperiode under Protokollen. Dermed vil en ny forpliktelsesperiode i det alt vesentlige falle på EU-landene. På klimamøtet i Durban (2011) ble det vedtatt å starte en prosess som på neste møte i Qatar (2012) skal fastsette ny utslippsforpliktelser fra 2013 til 2017 under Kyotoprotokollen. I og med at Japan, Russland og Canada trolig ikke blir med vil deltakende land bare dekke 15% av globale utslipp.

Konklusjonen er derfor at det ikke vil være noen internasjonal avtale på plass med utslippsreduksjoner som følger direkte etter utløp av Protokollens forpliktelsesperiode i 2012.

Selv om forhandlingene i AWG-KP har kjørt seg fast, peker resultatene oppnådd fra klimamøtene i København (2009) og Cancun (2010) på at dyptgripende klimapolitikk vil bli implementert i et mellomlangsigte og langsiktig perspektiv:

1. Copenhagen Accord og Cancun Agreements slår fast at: ..."deep cuts in global greenhouse gas emissions are required according to science ... so as to hold the increase in global average temperature below 2 degrees Celsius above pre-industrial levels ....". Med andre ord har 2-graders målet fått unison internasjonal tilslutning. Noen land mener at 2 grader er for høyt og ønsker i stedet en grense på 1,5 grader. Dette spørsmålet er imidlertid utsatt til en ny gjennomgang i 2015.
- Alle såkalte Annex 1<sup>8</sup> land under Klimakonvensjonen ("utviklede land" eller "industriland") har meldt inn til Klimasekretariatet nasjonale utslippsmål for 2020 (boks 1). Selv om disse reduksjonene er utilstrekkelige i forhold til hva som trengs for å nå 2-gradersmålet bærer det bud om en omlegging til mer eksplisitt og dyptgripende klimapolitikk.
- Utviklingslandene (non-Annex 1)<sup>9</sup> vil rapportere utslippsdata med betydelig større hyppighet en hva som har vært tilfellet til nå, og de vil også med jevne mellomrom presentere planer for å redusere drivhusgassutslipp, såkalte National Appropriate Mitigation Actions, (NAMAs). Som en del av denne prosessen har alle de store

---

<sup>6</sup> Ad-Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties under the Kyoto Protocol

<sup>7</sup> Ad-Hoc Working Group on Long-Term Cooperative Action under the Convention

<sup>8</sup> Se boks 1

<sup>9</sup> Se boks 1

utviklingslandene allerede meldt inn politikk og tiltak som er under utvikling (boks 1).

Det kan være grunn til å tro at disse tre hovedelementene (2-gradersmålet, nasjonale mål for Annex 1 landene og NAMAs fra utviklingslandene) vil forme internasjonal klimapolitikk i det tiåret vi nå er inne i. Et avgjørende spørsmål blir om og eventuelt når det vil bli etablert en legalt bindende avtale med spesifikke utslippsforpliktelser i tråd med 2-

*Boks 1: Nasjonale utslippsmål rapportert til Klimasekretariatet*

### Industriland (Annex 1)

Industrilandenenes "pledges" er sammenfattet i et notat fra Klimasekretariatet datert 10 mars 2011. Utslippsreduksjonene i tabellen er vist med 1990 som basisår selv om noen land i sin rapportering angir andre basisår. Flere land har satt en øvre og nedre grense for utslippsmålet hvor det mest ambisiøse målet forutsetter at det oppnås enighet om en internasjonal klimaavtale.

Land	Utslipp av drivhusgasser (million tons CO <sub>2</sub> e)		% endring 1990 -2008	Nasjonalt mål 1990-2020 (%)
	1990	2008		
EU	5,567	4,940	-11.3	-20 or -30
Australia	418	550	+31.4	-5 to -15
Canada	592	735	+24.1	+3
Japan	1,269	1,281	+1.0	-25
USA	6,112	6,925	+13.3	-3.5

### Store utviklingsland (ikke-Annex 1)

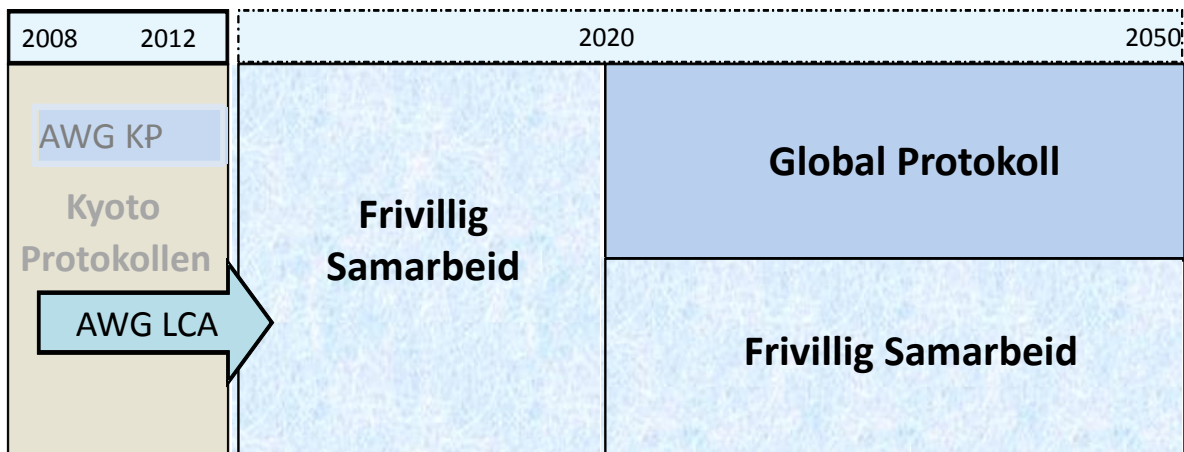
Informasjon om NAMAs (Nationally Appropriate Mitigation Actions) er sammenfattet i et notat fra Klimasekretariatet datert 18 mars 2011. Informasjonen er basert på rapporter fra utviklingsland (non-Annex 1) som ikke er gitt i et enhetlig format og som i stor grad gir relativt generelle beskrivelser av politikk og tiltak, og som oftest med begrensede kvantitative utslippsmål.

Land	Politikk og tiltak	Mål
Kina	Gir ingen beskrivelse av planlagt politikk bortsett fra at andel ikke-fossilt energibruk skal være 15% av samlet primært energibruk.	40-45% lavere karbonintensitet (CO <sub>2</sub> /BNP) 2005-2020
India	I likhet med Kina er det ikke spesifisert politikk-tiltakstype og det er understreket at målene er frivillige/ikke legalt bindene.	20-25% lavere karbonintensitet (CO <sub>2</sub> /BNP 2005-2020)
Brasil	Brasil gir en relativt detaljert beskrivelse av hvordan utslippsreduksjonene er tenkt fordelt på sektor og tiltakstype. Skog og jordbruk er viktig.	Brasil om lag 37% under "baseline" for 2020
Sør-Afrika	Det understrekes at målet er betinget av overføring av teknologi og finansielle ressurser fra industrilandene og at disse påtar seg nye kvantitative utslippsreduksjonsmål.	34% under "baseline" for 2020

gradersmålet. Det er åpenbart at en slik avtale med tilslutning fra Annex 1 landene og de viktigste utviklingslandene ligger ganske mange år inn i fremtiden. Inntil en eventuell ny internasjonal forpliktende klimaavtale er på plass, vil de internasjonale rammene for

klimapolitikk være bestemt av vedtak i relevante organer under Klimakonvensjonen; hovedsakelig vedtak i de årlige partsmøtene under konvensjonen (COP-vedtak)<sup>10</sup>.

Figur 2: To forløp for de internasjonale klimaforhandlingene



Som grunnlag for analysen i denne rapporten skisserer vi to alternative forløp (scenarier) for de internasjonale klimaforhandlingene:

1. **Global Protokoll:** En ny protokoll med global deltakelse trer i kraft i 2020 hvor tidligere rapporterte nasjonale utslippsmål ("pledges" eller "targets") blir konvertert til internasjonalt legalt bindende utslippsbegrensninger. Utgangspunktet for avtalen er utslippsmål for 2050 som antas å være i tråd med 2-graders målet. Utslippsforløpet for Annex 1 land bygger på de målene som er meldt inn til Klimasekretariatet eller som allerede er spesifisert i nasjonale handlingsplaner. For eksempel vil EU ha redusert sine utslipp i forhold til 1990 med 25% i 2020, 40% i 2030, 60% i 2040 og 80% i 2050. USA vil, i tråd med hva som er rapportert til Klimasekretariatet, forplikte seg til utslippsforløp som de første årene er noe høyere enn i EU, men hvor det endelige målet er på linje med EUs reduksjonsmål, det vil si 80% ned i 2050 sammenlignet med 1990 (see Figur 6). De store utviklingslandene vil i utgangspunktet angi sine mål i form av karbonintensiteter og vil først seinere (fra 2030) forplikte seg til utslippsmål angitt i tonn utslipp. Det etableres et etterlevelseregime (compliance regime) som sikrer overvåking av forpliktelsene og dette representerer også et sentralt grunnlag for å etablere et sett internasjonale kvotehandelssystemer tilsvarende dem som er operative under Kyotoprotokollen.
2. **Frivillig Samarbeid:** Det etableres ikke noen internasjonal klimaavtale med legalt bindende utslippsbegrensninger. Internasjonal koordinering av klimapolitikk, under Klimakonvensjonen, utvikles gjennom vedtak som hovedsakelig fattes med konsensus i de årlige partsmøtene. COP-vedtakene omfatter blant annet mål og intensjoner om utslippsbegrensninger, og regler og prosedyrer for innrapportering av nasjonale utslippsmål og for overvåking og rapportering av utslippsutvikling og implementering av klimapolitiske tiltak. Det etableres også retningslinjer og anbefalinger for handel med utslippskvoter. Graden av koordinering starter forsiktig med de elementene som allerede ligger inne i Cancun Agreements og trappes opp når sikrere vitenskapelig viten og fakta synliggjør effektene av global oppvarming. Reduksjonene i utslipp vil

<sup>10</sup> COP står for Conference of the Parties (Klimakonvensjonens partsmøte).

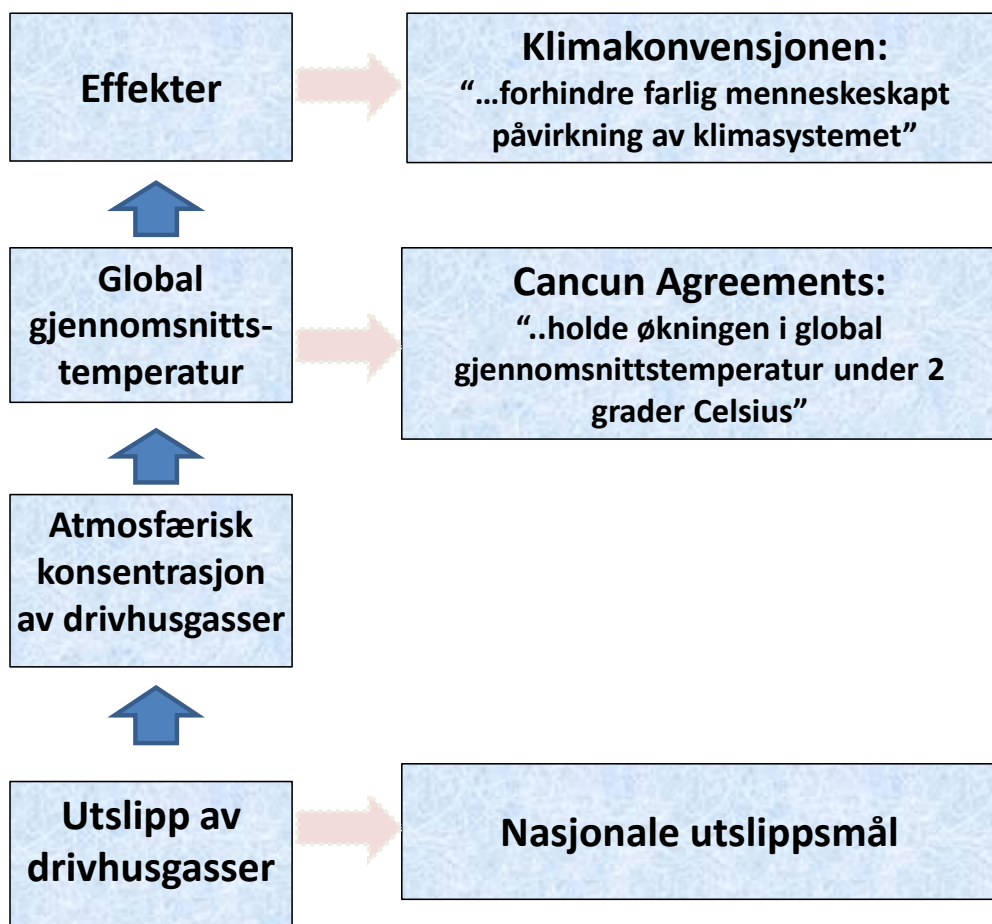


fram til 2030 være noe svakere for Annex 1 landene sin del i forhold til i Global Protokoll scenariet, men vil deretter ha samme reduksjonstakt som dette scenariet. Tiltakene som iverksettes i utviklingslandene vil fram til 2030 bli langt mer forsiktige enn i Global Protokoll og utslippstoppen nås om lag 10 år senere.

2-gradersmålet står ved lag i begge scenariene, men akkumulerte utslipp for perioden 2010-2050 blir klart høyere i Frivillig Samarbeid på grunn av svakere samordning av politikken og fordi innslaget av dyptgripende tiltak kommer seinere.

2-gradersmålet, slik det er formulert i Copenhagen Accord og Cancun Agreements, var et viktig skritt i retning av å konkretisere Klimakonvensjonens mål om å "...forhindre farlig menneskeskapt påvirkning av klimasystemet". Likevel er det et stykke fram til et operasjonelt mål som er anvendelig i nasjonal politikk, det vil si et kvantitativt utslippsmål i tonn CO<sub>2</sub> ekvivalenter. Selv om det er gjort store fremskritt i forståelsen av sammenhengen mellom utslipp, klimaendringer og deres virkninger er det ikke mulig å gi et presist anslag på hva 2-gradersmålet krever i form av utslippsbegrensninger.

Figur 3: Klimapolitiske mål og sammenhengen mellom utslipp og effekt

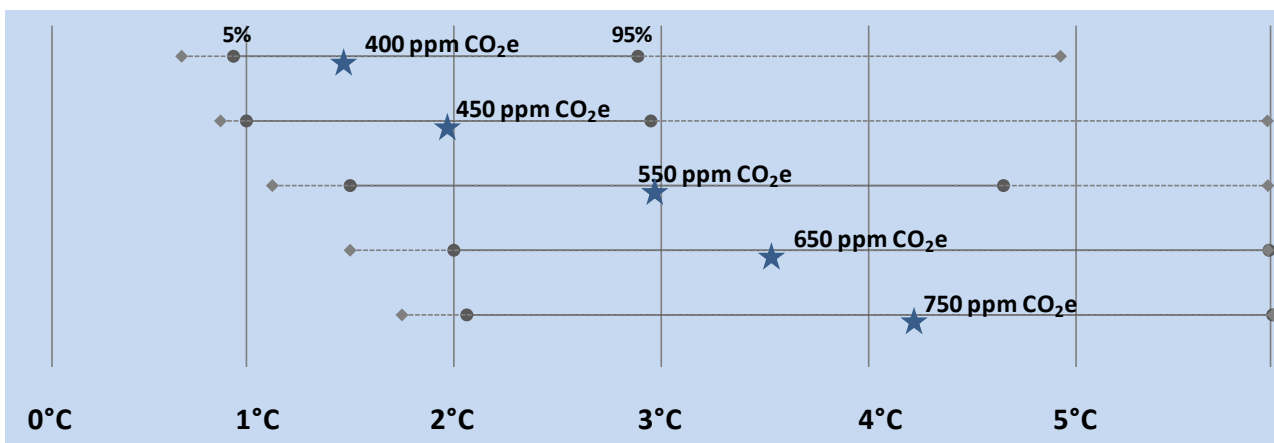


Det er imidlertid hevet over tvil at 2-gradersmålet bare kan nås med en dyptgripende endring i sammensetningen av produksjon og forbruk av energi.

Samlede utslipp av drivhusgasser er nå om lag 40 GT (gigatonn) CO<sub>2</sub>e. Utslippene bidrar til en økning i atmosfærisk konsentrasjon av drivhusgasser per år på 2 ppm CO<sub>2</sub>e (parts

per million). Konsentrasjonen av CO<sub>2</sub> er nå nær 400 ppm<sup>11</sup> og med en "business-as-usual" vekst i globale utslipp vil konsentrasjonen av CO<sub>2</sub> snart overstige 500 ppm og fortsette å vokse til et nivå som gir en stor sannsynlighet for betydelig økning i gjennomsnittstemperaturen. En stabilisering av konsentrasjonen på 650 ppm for eksempel gir en 50 % sannsynlighet for at global gjennomsnittstemperatur vil ligge 3,5 grader Celsius over pre-industrielt nivå, og mindre enn 5% sannsynlighet for at den vil være innenfor 2-gradersmålet (se [Figur 4](#)).

**Figur 4: Sammenhengen mellom atmosfærisk konsentrasjon av drivhusgasser og forventet temperaturøkning.**



Source: IEA

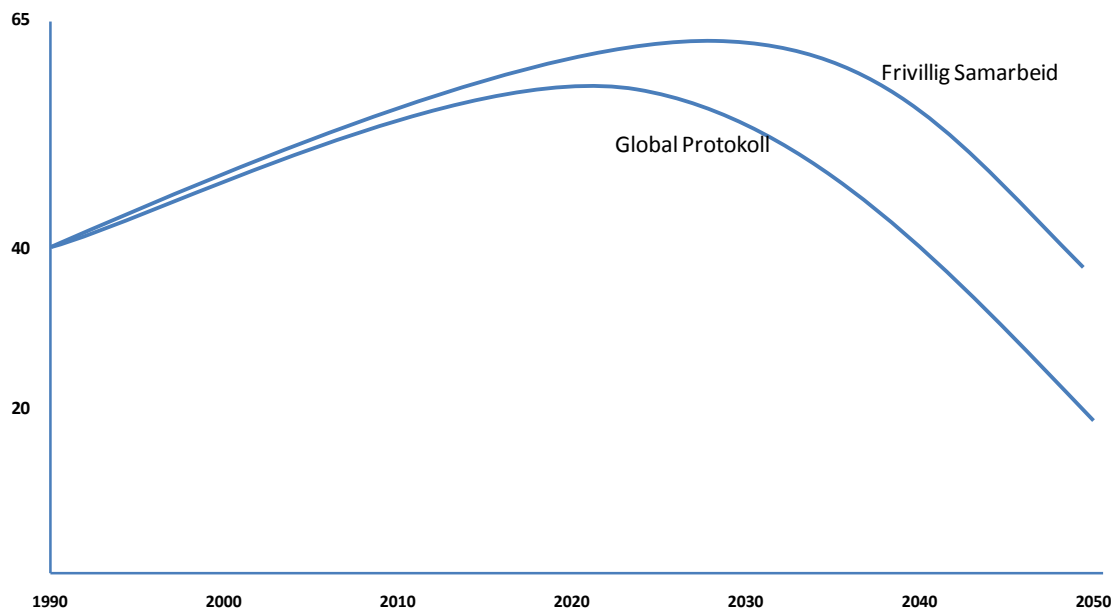
**Forklaring til figuren:** De horisontale linjene viser stabilisering av drivhusgasskonsentrasjon på ulike nivåer, med angivelse av sannsynligheter for at temperaturøkningen (fra før industrielt nivå) ikke vil overstige et vist nivå, angitt med de vertikale linjene.

I mange analyser<sup>12</sup> regnes en konsentrasjon på 450 ppm å være et nivå som samsvarer rimelig bra med 2-gradersmålet fordi dette nivået gir en 50 % sannsynlighet for 2-grader eller lavere temperaturøkning. De scenariene som er skissert ovenfor, med realistiske anslag på hva som kan oppnås av utslippsreduksjon i utviklingsland, vil imidlertid bety at atmosfærisk konsentrasjon, i det minste for en periode vil ligge over 450 ppm, men kan bringes ned på dette nivået med vedvarende lave utslipp etter 2050.

<sup>11</sup> PPM er et mål på konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren.

<sup>12</sup> Blant annet: World Energy Outlook 2010, International Energy Agency.

Figur 5: Utvikling i globale utslipp av drivhusgasser i to scenarier (GT CO<sub>2</sub>e)



Kilde: Carbon Limits AS

Utslippsforløpet i de to scenariene er vist i [Figur 5](#). I Global Protokoll når globale utslipp en topp i 2025 og faller til 50 % av 1990-nivået i 2050. I Frivillig Samarbeid nås toppen 10 år seinere men reduksjonstakten er fra 2040 like sterk som i Global Protokoll. Utslippsnivået i 2050 vil imidlertid med 30 GT ligge 50 % høyere.

## 2.2 To scenarier for dyptgripende internasjonal klimapolitikk

### Det internasjonale rammeverket for klimapolitikk

I begge scenarier vil klimapolitikken i all hovedsak bli utformet og implementert på nasjonalt nivå (og dels på EU nivå i Europa). Det internasjonale rammeverket for klimapolitikken vil være forskjellig og påvirke politikktutforming.

#### Global Protokoll

En ny internasjonal klimaavtale med legalt bindende utslippsforpliktelser vil på nytt etablere fleksible mekanismer som grunnlaget for internasjonal handel med utslippsrettigheter og kreditter (se Boks 2). CDM<sup>13</sup> har vært operativ også i perioden 2013-2019, men det er først med etableringen av en ny forpliktelsesperiode at mekanismen får ny vekst. Dette skjer dels som en følge av økt etterspørsel blant Annex 1 land etter utslippsreduksjoner finansiert i utviklingslandene ("offsets"), og dels fordi mekanismen reformeres og videreutvikles på en måte som gjør det mulig å skalere opp transaksjonsvolumet for det vi nå kan kalle "CDM-lignede" mekanismer. Handel med utslippsrettigheter for land som har kvantitative utslippsforpliktelser ("cap-and-trade") blir den viktigste delen av de fleksible mekanismene. Handel internt mellom Annex 1 land, med særlig Russland og Ukraina som eksportører, dominerer de første årene etter 2020,

<sup>13</sup> Se boks 2

men når de store utviklingslandene forplikter seg til utslippsmål uttrykt i tonn CO<sub>2</sub>e fra ca. 2030, vil disse delta aktivt i internasjonal kvotehandel.

Fleksible mekanismer i den nye protokollen utvikles parallelt med nasjonale kvotehandelssystemer, og gradvis etableres det koblinger mellom nasjonale kvotehandelssystemer. Etterhvert utvikler det seg derfor et globalt marked for handel med utslippsrettigheter som i sin tur fører til en samordning av kriterier for tildeling av utslippsrettigheter for bedrifter i de nasjonale kvotehandelssystemene. Dette reduserer problemet med karbonlekkasjer.

I tillegg blir industriutslipp og karbonlekkasjer behandlet direkte i klimaforhandlingene og i verdens handelsorganisasjon (WTO). Det blir etablert enighet om at spesifikke konkurranseutsatte sektorer skal bli stilt overfor like "karbonkostnader" uavhengig av hvor de er lokalisert. Både nasjonale myndigheter og relevante industriorganisasjoner deltar aktivt i utformingene av dette rammeverket. Aktuelle sektorer er skipsfart, luftfart og energi- og karbonintensive industri.

#### *Frivillig Samarbeid*

Det internasjonale rammeverket for klimapolitikk i dette scenariet vil gradvis bli utviklet gjennom vedtak som gjøres på partsmøtene under Klimakonvensjonen som holdes årlig. Utgangspunktet er de rammene som allerede foreligger i Cancun Agreements. Annex 1 landene vil videre spesifisere og utdype sine nasjonale utslippsmål i samsvar med hva en betrakter er tråd med 2-gradersmålet og en rimelig byrdefordeling. Utformingen av klimapolitiske tiltak i utviklingslandene (NAMAs) vil gradvis bli mer målrettede og ambisiøse, og oversikten over utslippskilder og utslippsutvikling vil bli bedre. Dette danner grunnlag for samarbeid mellom Annex 1 land og utviklingsland om felles gjennomføring av tiltak dels innenfor rammen av regelverk som utvikles i form av COP-vedtak. Dette regelverket vil bygge på de fleksible mekanismene i Kyotoprotokollen, men vil mangle det legale grunnlaget til Kyoto-mekanismene. Det vil omfatte både samarbeid om prosjektspesifikke tiltak og økonomiske støtte til større programmer og sektorvise tiltak.

Denne typen samarbeid vil de første 10-15 årene ha et sterkt bilateralt preg selv om det i noen grad er forankret i COP-vedtak. Omfanget og virkningen av samarbeidet vil være uoversiktlig og tidvis kontroversielt. Etterhvert vil det presse seg fram mer koordinering som gir partsmøtet under Klimakonvensjonen en viktigere rolle i utforming av regelverk og rapporteringsrutiner. Utover på 2020-tallet og særlig etter 2030 vil handel med utslippsreduksjoner øke i omfang og karbonmarkedet vil bli mer enhetlig. Gjennomgående for hele perioden vil handel med (nasjonale) utslippsrettigheter og kreditter være mindre i dette scenariet enn i Global Protokoll.

Fram til 2030 vil det være betydelig mindre vilje og evne enn i Global Protokoll scenarioet til å løse karbonlekkasjeproblemet. Innenfor rammen av Frivillig Samarbeid er det ikke mulig å oppnå enighet om koordinert politikk og regulering overfor karbonintensive bedrifter som opererer i internasjonal konkurranse. Dette betyr at både internasjonal transport (sjø og luft) og konkurranseutsatt karbonintensiv industri vil bidra mindre til utslippsreduksjoner.

### Boks 2: Fleksible mekanismer

*Kyotoprotokollen har tre mekanismer for "kvotehandling". Den grønne utviklingsmekanismen (Clean Development Mechanism, CDM) er en prosjektspesifikk mekanisme hvor land som har en kvantitative forpliktelse under protokollen kan finansiere utslippsreduksjoner i utviklingsland og få disse godskrevet i forhold til sine egne forpliktelser. Felles gjennomføring (Joint Implementation, JI) er en tilsvarende prosjektspesifikk mekanisme som CDM mellom land som har en forpliktelse under protokollen. Handelen i disse tilfellene har stort sett vært mellom Øst-Europa (inklusive Russland og Ukraina) som eksportører og Vest Europa som importører. Kyotoprotokollen har også en mekanisme for handel med et lands utslippsrettigheter under protokollen (handel med såkalte Assigned Amount Units, AAU-er). Dette er ikke en prosjektspesifikk mekanisme men tilsvarende kvotehandling under et "cap-and-trade" system. Land som har en forpliktelse under protokollen og som har høye nasjonale tiltakskostnader, som Norge, kan derfor importere CDM og JI kreditter eller AAU-er. Slik import kalles ofte import av "offsets". Nasjonale og regionale kvotehandlingssystem (som EU ETS) er ikke del av Kyotoprotokollen men er satt opp for å fungere innenfor rammen av protokollens regler og prosedyrer. Import av en EU kvote fra Polen til Norge, for eksempel, vil føre til at Polen samtidig avgir et tilsvarende antall AAU-er til Norge.*

## Nasjonal klimapolitikk

Det er her lagt vekt på å beskrive nasjonal klimapolitikk for fire land eller grupper av land: EU, USA, Russland og store utviklingsland.

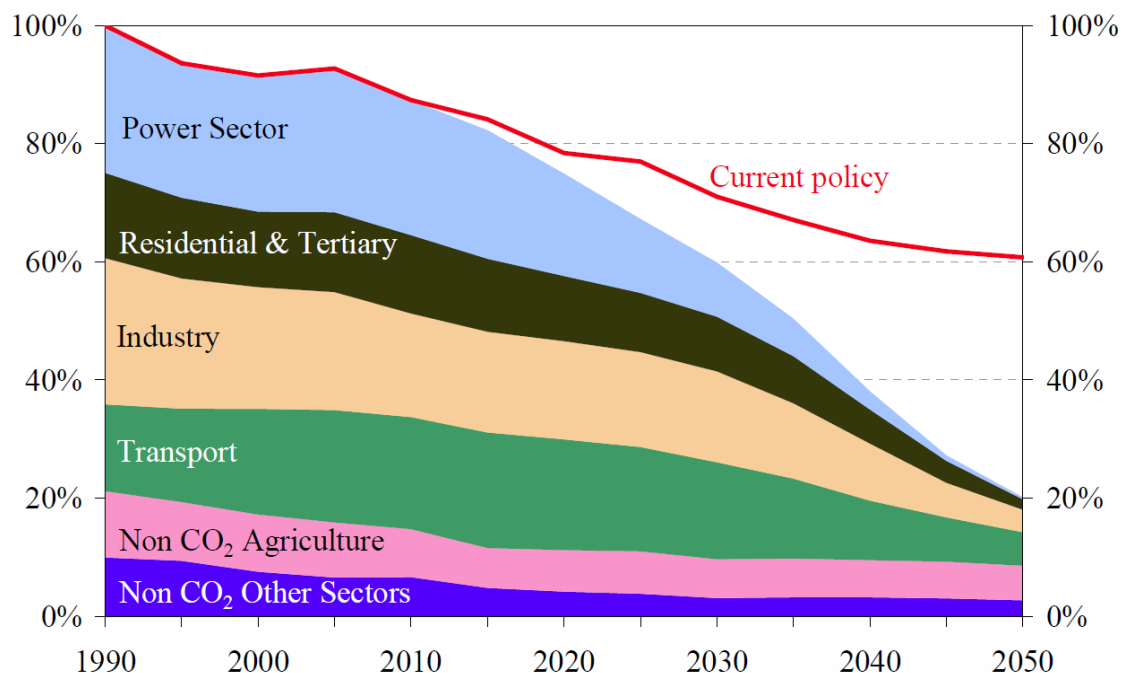
### EU

Fra et norsk perspektiv er EUs klimapolitikk svært viktig, dels fordi utviklingen i EU påvirker norsk produksjon og handel med kraft og gass og dels fordi politikktutformingen i EU direkte påvirker norsk klimapolitikk gjennom EØS-avtalen. EU har vært ledende i utforming og gjennomføring av klimapolitikk og vil med den politikken som allerede er vedtatt, nå sitt mål om en 25 % reduksjon i utslippene innen 2025 (med 1990 som basisår). Gjeldende og vedtatt politikk antas å sikre en ytterligere reduksjon fram til 2050 på 60% i forhold til 1990. Ambisjonsnivået slik det framkommer i EU kommisjonens notat "A Roadmap for moving to a competitive low carbon economic in 2050"<sup>14</sup> (EUs Roadmap) er imidlertid mer ambisiøst med en reduksjon som vist i [Figur 6](#).

Målet er at nasjonale utslipp i EU-landene samlet skal være 20 % av 1990 nivået in 2050. Det mest bemerkelsesverdige er den dyptgripende reduksjonen i kraftsektoren hvor utslippene skal være nær null i 2050. I tillegg legges det opp til at EU-landene skal skaffe seg utslippsreduksjoner fra andre land tilsvarende inntil 15 % av 1990-nivået gjennom de fleksible mekanismene. Samlet kan EU med denne planen bidra til en utslippsreduksjon som er 95 % i forhold til 1990. I vårt scenario Global Protokoll legger vi til grunn utvikling som vist i [Figur 6](#).

<sup>14</sup> COM(2011) 112 final

Figur 6: Mål for utslipp av drivhusgasser i EU 1990-2050 ifølge EUs Roadmap



Kilde: EU COM(2011) 112 final

Klimapolitikken har fire hovedelementer med relevans for energi:

- **EU ETS** som dekker i overkant av 50 % av EUs samlede utslipp av drivhusgasser har presise rammer for utstedelse av utslippstillatelser og bruk av "offsets" fram til 2020. Videre er auksjonering av utslippstillatelser en viktig kilde for å finansiere teknologiutvikling og demonstrasjonsprosjekter (særlig innenfor fornybar energi og CO<sub>2</sub> håndtering, dvs CCS). I EU ETS tredje fase (2013-2020) vil utstedte tillatelser bli redusert med 1.74 % per år. Fjerde fase skal etter planen dekke perioden 2021 til 2028. I først omgang er det snakk om at reduksjonen i utslippstillatelser i denne fasen vil fortsatt med 1.74 % pr år men Kommisjonen har også antydnet at en raskere reduksjon etter 2025.
- **Energieffektivisering.** Med rette fremheves energieffektivisering som den viktigste bidragsyter til utslippsreduksjon. Dette skjer dels som en følge av økte energipriser (forårsaket av økt kvotepris i ETS og avgifter for energiforbruk som ikke dekkes av ETS) og dels ved tekniske standarder. Innslaget av tekniske standarder vil være sterkere i Global Protokoll sammenlignet med Frivillig Samarbeid og kostnadene med slike tiltak vil bli mindre fordi internasjonalt samarbeid gir positive effekter i form av teknologiutvikling.
- **Fornybar energi, kjernekraft og CCS.** EUs dyptgripende opptapping av andelen fornybar energi, særlig i kraftsektoren, videreføres. For noen energiformer er mye av potensialet tatt ut, for eksempel landbasert vindkraft som i stigende grad kommer i konflikt med naturvern hensyn. Økte karbonpriser gjør imidlertid andre former for fornybar energi mer lønnsomme som for eksempel vind offshore og kraft- og varmeproduksjon fra biomasse. Det må videre forventes at medlemslandene forplikter seg til nye mål som en oppfølging av direktivet for

fornybar energi. Det er betydelig usikkerhet knyttet til kjernekrafts framtidige rolle. Kjernekraftens andel i EUs kraftproduksjon var i 2010 30 % og det er vanskelig å tenke seg at denne andelen vil gå vesentlig ned innenfor rammen av dyptgripende klimapolitiske mål. Kull- og gasskraft har tilsammen en andel på nær 50 %. Selv om andel fornybar energi vil øke, taler både økonomiske og tekniske forhold for at kull- og gasskraft vil forbli den viktigste kilden til kraftproduksjon. Med dyptgripende klimapolitikk betyr det igjen at denne typen kraft i stigende grad må produseres med CCS.

- **Tiltak for transportsektoren.** Transportsektorens utslipp reduseres dels gjennom energieffektivisering og dels ved at energikildene til transportformål i større grad blir biobrensel og elektrisitet. EU har direktiver som dekker begge disse områdene (energieffektivitetsdirektiv og drivstoffkvalitetsdirektiv) og kravene vil bli skjerpet over tid. Energieffektiviteten til kjøretøyer har over lengre tid gått ned, men det er i et klimapolitisk perspektiv en stor utfordring at transportvolumet vil fortsette å vokse med vedvarende økonomisk framgang. Veksttakten dempes som følge av avgifter, men overgang til drivstoff med lavt eller null karboninnhold vil være nødvendig for å få en markert reduksjon i transportsektorens utslipp.

I scenarioanalysen er det som sagt lagt til grunn at EUs Roadmap sammenfaller med vårt Global Protokoll scenario. I Frivillig Samarbeid vil EU i likhet med andre land få en forsinket utslippsreduksjon som følge av lite framgang i de internasjonale klimaforhandlingene over den kommende 10 årsperioden.

Tabell 1~~Tabell 4~~ viser utslippsutviklingen fordelt på sektor for de to scenariene fram til 2050.

**Tabell 1: Utslipp fordelt på sektor i to scenarier i EU. 1990=100 for alle sektorer**

	2005	2020	2030	2040	2050
<b>Kraftsektoren</b>					
Global Protokoll	93	75	40	20	5
Frivillig Samarbeid	93	80	60	35	15
<b>Industri</b>					
Global Protokoll	80	70	60	35	15
Frivillig Samarbeid	80	75	70	50	30
<b>Transport</b>					
Global Protokoll	130	120	100	75	50
Frivillig Samarbeid	130	130	110	80	60
<b>Husholdninger og tjenesteyting</b>					
Global Protokoll	90	75	60	35	10
Frivillig Samarbeid	90	75	65	45	20
<b>"Ikke CO<sub>2</sub>"</b>					
"					
Global Protokoll	75	75	65	60	55
Frivillig Samarbeid	75	75	65	60	55

Kilde: Carbon Limits

Følgende forutsetninger er lagt til grunn for politikktutforming og utslippsforløp for de ulike sektorene:

- Kraftsektoren:** Sektoren gir det vesentligste bidraget til utslippsreduksjoner i innværende tiår som i stor grad drives fram av økte kvotepriser. I Global Protokoll scenarioet blir investeringsadferden særlig endret etter 2015 når det er klart at det går mot en ny global protokoll. I dette scenarioet øker kvoteprisen gradvis til 90 Euro/tonn i 2030. En stabil kvotepris på dette nivået vil gjøre CCS lønnsomt, men denne typen investeringer iverksettes ikke i perioden før 2030 på grunn av usikkerhet om framtidig kvotepris. Resultatet er lave investeringer i ny kapasitet som i neste omgang fører til at det innføres direkte reguleringer som påvirker investeringene. Ny kull- og gasskraft blir forbudt og det settes tidsrammer for konvertering av eksisterende verk. I Global Protokoll blir resultatet en markert nedgang i kraftsektorens utslipp allerede fra 2020 til 2030. Økt kraftpris gir også sterke incentiver til å oppgradere eksisterende kjernekraftanlegg. Det bygges også nye kjernekraftverk, blant annet fordi disse har en klar kostnadsfordel i forhold til CCS løsninger. I Frivillig Samarbeid har kvoteprisen en betydelig svakere utvikling gjennom 2020 tallet (45 Euro/tonn i 2030). Investeringene i konvensjonell varmekraftkapasitet blir større enn Global Protokoll og gasskraftverkene har mer



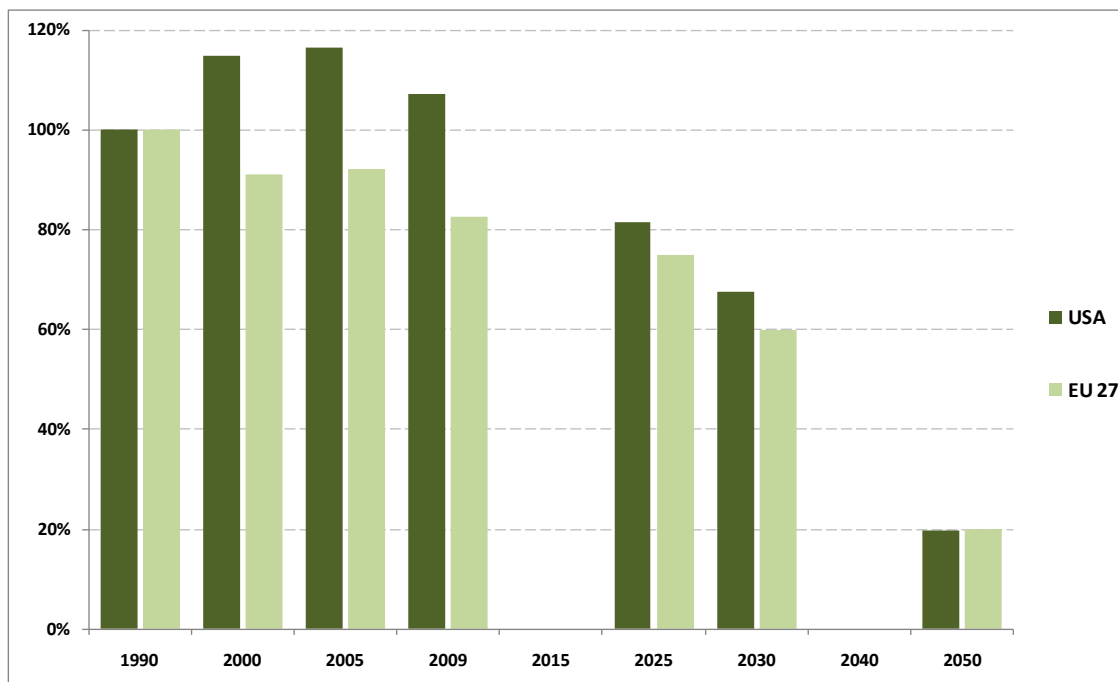
driftstid. Dette utløser også reguleringer av investeringene i scenariet Frivillig Samarbeid, men disse kommer seinere enn i Global Protokoll.

- **Transport:** Veksten i utslipp fra transportsektoren vi først nå en topp rundt 2015. Energieffektivisering og dempet vekst i transportvolumet gir etterhvert en svak nedgang i utlippene, men det er først etter 2030 at utlippene ligger under 1990 nivået. Når kraftsektoren etter 2030 får markert lavere karbonintensitet, iverksettes det reguleringer som vrir energiforbruket markert mot elektrisitet. Avgifter på transportdrivstoff øker, stort sett i takt med økningen i kvoteprisen. Utslagene blir som illustrert i Tabell 1 noe større i Global Protokoll og dette har for en stor del sammenheng med teknologiske forbedringer internasjonalt som er større i dette scenariet.
- **Industrien:** Industrien påvirkes av EUs klimapolitikk på flere måter; gjennom utslippstak i ETS, ved at kvoteprisene blir overveltet i kraftprisene og ved krav om tekniske standarder. I Frivillig Samarbeid vil karbonlekkasje problematikken stå sentralt og EU kommisjonen være tilbakeholden med å iverksette tiltak som reduserer utslippstillatelser for industrien. Videre vil kvoteprisen i dette scenariet være lavere enn i Global Protokoll og følgelig påføre industrien mindre ekstrakostnader gjennom kraftprisene. Utslppsreduksjonen i Frivillig Samarbeid er derfor svakere enn i Global Protokoll. Dette er forårsaket av to forhold: i) karbonintensiteten (utslipp per produsert enhet) reduseres mer i Global Protokoll som følge av energieffektivisering og CCS, og ii) samlet produksjon i industrien går mer ned i Globalt Samarbeid som følge av høye kraftpriser og svakere vekst i etterspørselen etter karbonintensive industriprodukter. Selv om karbonlekkasjeproblematikken tas fatt i på en aktiv måte i Global Protokoll scenarioet er det uunngåelig at industriproduksjonen går tilbake i EU, og i et raskere tempo enn i Frivillig Samarbeid.
- **Ikke-CO<sub>2</sub> utslipp.** Dette dekker en bred gruppe av utslipp hvorav noen kan reduseres uten høye kostnader (metanutslipp i industri og avfallshåndtering og andre industrigasser), mens andre utslippskilder har et begrenset reduksjonspotensiale (metanutslipp i jordbrukssektoren). Det er ikke ventet at utslippsforløpet for denne gruppen blir nevneverdig påvirket av scenariealternativene.

## USA

USAs langsiktige mål for 2050 (83 % reduksjon i forhold til 2005) er ambisiøst, og på linje med EUs mål (se Figur 6). I begge tilfeller kan de sies å være i tråd med 2-gradersmålet. Det utslippsforløp som USA har rapportert til Klimasekretariatet vil ligge til grunn for USAs utslippsforløp i Global Protokoll scenariet.

Figur 7: Utslippsutvikling i EU og USA fra 1990 til 2050. 1990=100



Kilde: Carbon Limits

I forhold til 1990 er altså reduksjonen fram til 2050 relativt sett lik i USA og EU. Ser vi på perioden fra 1990 til 2005, har imidlertid USA hatt en markert stigning (+17 %) mens utslippene i EU (27) gikk ned med 8 %. USA har høyere utslipp pr. capita enn EU og dermed et større potensiale for utslippsreduksjoner til relativt lave kostnader.

Til forskjell fra EU foreligger det lite informasjon om hva slags politikk som skal sikre utslippsreduksjonen som er antydnet for USA. På føderalt nivå blir det neppe gitt klare signaler om retningen i klimapolitikken før etter presidentvalget i 2012. Presidenten har presentert en Federal Clean Energy Standard som omfatter energieffektivisering, fornybar energi, kjernekraft og CO<sub>2</sub>-håndtering (CCS). Det er imidlertid uklart i hvilken grad planen har støtte i Kongressen. På delstatsnivå er utviklingen mest interessant i California som har vedtatt å bringe utslippene tilbake til 1990-nivå i 2020. Delstaten har også vedtatt og utviklet et kvotehandelsystem som ventes å bli implementert i 2012.

Politikkutformingene i de to scenariene for USA sitt vedkommende er derfor i mindre grad enn for EU basert eksplisitte planer fremsatt av myndighetene. Vi har lagt til grunn følgende hovedtrekk i de to scenariene:

#### Global Protokoll:

- USA etablerer et nasjonalt kvotehandelsystem med et betydelig handelsomfang allerede før 2020. USA blir den største kjøper av karbonkreditter fra utviklingsland og vil også bli integrert med andre nasjonale og regionale kvotehandelsystem. I en tidlig fase vil koblingen til EU ETS særlig være viktig. Dette blir starten for utviklingen av et stort internasjonalt karbonmarked.
- På samme måte som i EU vil kvotemarkedet gi viktige prisimpulser som gir tiltakende forbedringer i energieffektiviteten og som reduserer karbonintensiteten i samlet energiforbruk. Likevel er prissignalene fra karbonmarkedet ikke

tilstrekkelige til å sikre en endring i investeringer som skal sikre en reduksjon til 20 % av 1990 nivået i 2050. Karbonmarkedet blir supplert med reguleringstiltak hvorav de følgende særlig er viktige:

- Tilstrekkelige investeringer i kjernekraft og CCS sikres gjennom reguleringer mens vekst i fornybar energi i det alt vesentligste sikres gjennom høye priser i karbonmarkedet.
- Energieffektivitetsstandarder blir viktig i en tidlig fase for å oppnå forbedret energieffektivitet særlig i transportsektoren.

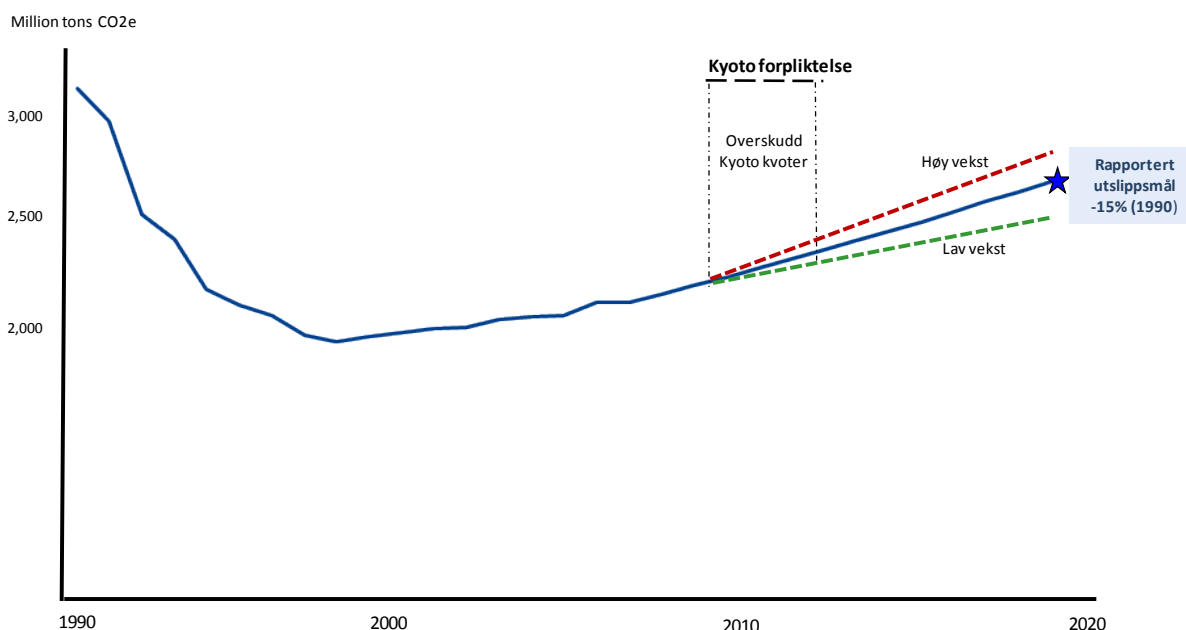
#### *Frivillig Samarbeid*

- USA når ikke sitt mål om 17 % reduksjon i 2020 med 2005 som basisår. Strid om mål og virkemiddelbruk betyr at det ikke etableres noe føderalt kvotehandelssystem før mot slutten av 2020-tallet. Enkelte delstater har kvotehandel, for eksempel California, men disse markedene gir i bare begrenset grad vekstimpulser til internasjonal handel kvotehandel.
- Nasjonal klimapolitikk blir i stor grad utformet og implementert av Environmental Protection Agency (EPA) og reguleringer i form av tekniske standarder og regulering av investeringsvalg i kraftsektoren blir viktig. På samme måte som i Europa fokuseres det på nyinvestering både i fornybar energi, kjernekraft og CCS. CCS krav innføres for nye anlegg allerede fra midten av 2020-tallet og konvertering av eksisterende anlegg til CCS starter fra 2030.
- Transportsektoren står sentralt i USAs utslippsregnskap og energi-effektivisering vektlegges særlig før 2030. I tråd med den internasjonale utviklingen etter 2030 starter en massiv konvertering av drivstofforbruket til andre- og tredjegenesjons biobrensel og elektrisitet. Konvertering til elektrisitet skyter først fart når kraftsektoren samlet sett har lave utslipp.

#### *Russland*

Russland er viktig sett fra en norsk synsvinkel fordi landet har et stort potensial for å eksportere karbonkreditter og fordi Russland konkurrerer med Norge og forsyninger av gass til Europa. Russland er nærmest i en unik situasjon internasjonalt med et utslippsnivå som ligger betydelig under utslippene i 1990. Russland har satt som mål å redusere utslippene med 15 % i 2020 sammenlignet med 1990 og det kan være grunn til å tro at dette målet kan nås til lave tiltakskostnader eller muligens uten særskilte klimapolitiske tiltak overhodet (se Figur 7). Etter 2020 vil det kreves tiltak fordi utslippene uten klimapolitikk vil øke og fordi det må forventes at Russland med en karbonintensiv økonomi vil måtte påta seg større utslippsreduksjonsforpliktelser.

Figur 8: Utslippsutvikling i Russland 1990-2020. Millioner tonn CO<sub>2</sub>



e

Kilde: Carbon Limits AS

Når det vokser fram et globalt karbonmarked i Global Protokoll scenarioet, vil de lave tiltakskostnadene gi en betydelig nettoeksport av kvoter fra Russland. Energieffektiviseringspotesialet er stort både i kraft-varmeproduksjon, olje og gassvirksomhet og i energiintensiv industriproduksjon. Russland etablerer et nasjonalt kvotehandelsystem med koblinger til EU, og etterhvert USA, som letter denne handelen. Nasjonale tiltak i form av prisøkning på fossile brenslere og standarder som presser de private aktørene til å bruke "best tilgjengelig teknologi", blir også viktig.

I Frivillig Samarbeid kommer Russland betydelig seinere i gang med kraftfulle tiltak. Internasjonalt press, hvor blant annet internasjonal handel og karbonlekkasje er et tema, fører imidlertid til at Russland mot slutten av 2020-tallet trapper opp virkemiddelbruken. Fokus på karbonintensiteten til Russlands eksportprodukter (olje, gass og industrivarer) fører til særskilte tiltak for å bedre effektiviteten og redusere ressursløsningen i olje, gass og energiintensiv industriproduksjon. Bruk av fleksible handelsmekanismer er beskjedne de første årene (2015-2020), men tar seg etterhvert opp, først i form av bilaterale kvotehandelsavtaler, i fravær av en global protokoll med fleksible mekanismer, og etterhvert ved at Russland etablerer et nasjonalt kvotehandelsystem som knyttes opp mot andre land, inklusive EU ETS.

### *Store utviklingsland*

Framskrivning<sup>15</sup> viser at Kina og India alene vil stå for en meget stor andel av global vekst i utslipp av drivhusgasser fram til 2050. Klimapolitiske tiltak i disse landene og andre store utviklingsland som Brasil og Indonesia vil være helt avgjørende for at globale utslipp skal nå en topp og begynne å gå ned i løpet av en periode på 15 til 25 år. Med vedvarende høy økonomisk vekst i de store utviklingslandene vil samlet energiforbruk vokse. Selv med dyptgripende klimapolitikk anslår IEA (World Energy Outlook 2010) at Kina og India vil ha en årlig vekst i energiforbruket på mellom 2 og 3 %. Skal tilhørende utslipp etterhvert gå ned må det skje en massiv omlegging til mindre karbonintensive energiformer.

Mange utviklingsland er i en fase med særlig store investeringer i transportinfrastruktur og energiforsyninger som vil ha en levetid på 40-50 år. Det er derfor viktig at klimapolitiske hensyn relativt raskt påvirker investeringsvalgene, særlig i kraftforsyning.

Store utviklingsland er allerede aktive partnere i de fleksible mekanismene og Kina og India har en dominerende andel av CDM kreditter som importeres til Europa i Kyoto-perioden (2008-2012). Samlet sett utgjør imidlertid disse kredittene et lite volum i forhold til hva som trengs for å endre trendene i utviklingslandenes utslipp. Handelsmekanismene må få et bredere nedslagsfelt enn de har i dag. Utviklingen med vedvarende usikkerhet om det internasjonale klimapolitiske regimet etter utløpet av Kyoto-perioden fører snarere til at handel i CDM og tilsvarende mekanismer går tilbake.

I scenarioet Global Protokoll kommer internasjonal handel med utslippsreduksjoner tilbake på et riktig spor relativt raskt og med forbedrede mekanismer som øker handelstransaksjonene. Prisene for CDM kreditter i 2020 i Global Protokoll vil være på 30 Euro/tonn og dette utløser mange investeringer i form av energieffektivisering i eksisterende anlegg, men det er ikke tilstrekkelig til å endre fundamentalt investeringene i kraftsektoren. Det først når utviklingslandene påtar seg kvantitative forpliktelser fra 2025 at karbonprisene når et høyt nivå og det utvikler seg et globalt karbonmarked. Karbonprisen i Global Protokoll når 90 Euro/tonn i 2030 og dette utløser i stor skala investeringer i kraftproduksjon med CO<sub>2</sub> håndtering, og det gjør investeringer i kjernekraft ytterligere attraktivt.

I scenarioet Frivillig Samarbeid vil de klimapolitiske tiltakene i inneværende tiår være beskjedne i de store utviklingslandene. Karbonmarkedene vil være mer fragmentert og kvoteprisene fram til 2030 vil gjennomgående ligge på under halvparten av nivået i Global Protokoll. Fokus vil i større grad ligge på direkte reguleringer av investeringsvalg og store teknologiforskningsprogrammer i samarbeid med de store industrilandene (USA, EU, Russland). En vesentlig del av midler som avsettes til finansiering av klimatiltak, både fra industriland og utviklingsland, går inn i slike forskningsprogrammer. Standarder og andre reguleringer fører etterhvert til en utflating og etterhvert nedgang i utviklingslandenes utslipp, mellom 2035 og 2040.

---

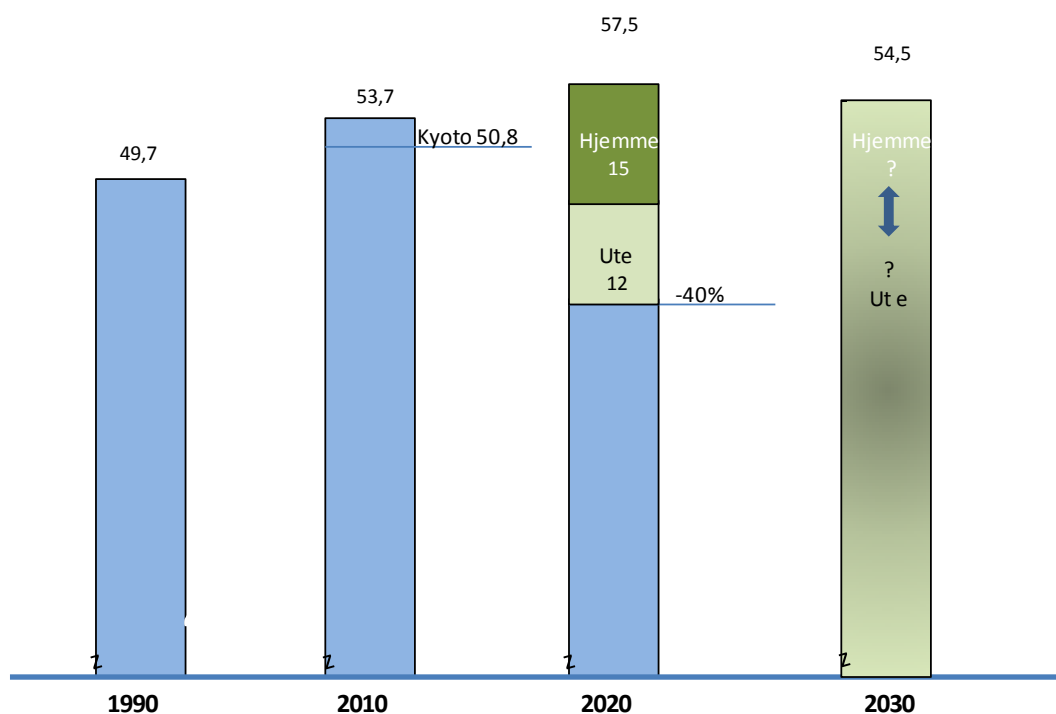
<sup>15</sup> For eksempel World Energy Outlook 2011, International Energy Agency

### 3 RAMMER FOR NORSK ENERGI- OG KLIMAPOLITIKK

#### 3.1 Nasjonale mål

Klimameldingen<sup>16</sup> satte som mål at Norge skal redusere utslippene med 30 % i forhold til en referansebane. Videre var det betraktet realistisk med en reduksjon på 13-15 millioner tonn CO<sub>2</sub>e i form av nasjonale tiltak (medregnet skog). I forbindelse med stortingsbehandlingen av meldingen kom Arbeiderpartiet, Sosialistisk Venstreparti, Senterpartiet, Høyre, Kristelig Folkeparti og Venstre med en felles merknad som representerte en skjerpelse av utslippsmålet. Klimaforliket<sup>17</sup> datert 17. januar 2008, som merknaden ble kalt, nevner intervallet 15-17 millioner tonn CO<sub>2</sub>e som et realiserbart mål for nasjonal reduksjon i 2020, hvorav skogtiltak kan ventes å gi en reduksjon på 3 million tonn CO<sub>2</sub>e. Selve skjerpelsen er ikke stor, men det er betydningsfullt at målet har fått bred politisk tilslutning.

Figur 9: Utslipp og utslippsreduksjonsmål i Norge



Kilde: Carboin Limits

I andre sammenhenger har Stoltenberg-regjeringen erklært et mål om klimanøytralitet<sup>18</sup>, først i 2050 og på et seinere tidspunkt allerede fra 2030. Videre har Norge meldt inn til klimasekretariatet et mål om 40 % lavere utslipp i 2020 sammenlignet med 1990. Dette er omtrent det samme reduksjonsmålet som i Klimameldingen og som refererer til en referansebane og ikke til 1990 utslippene. Det norske målet for 2020 er følgelig langt mer

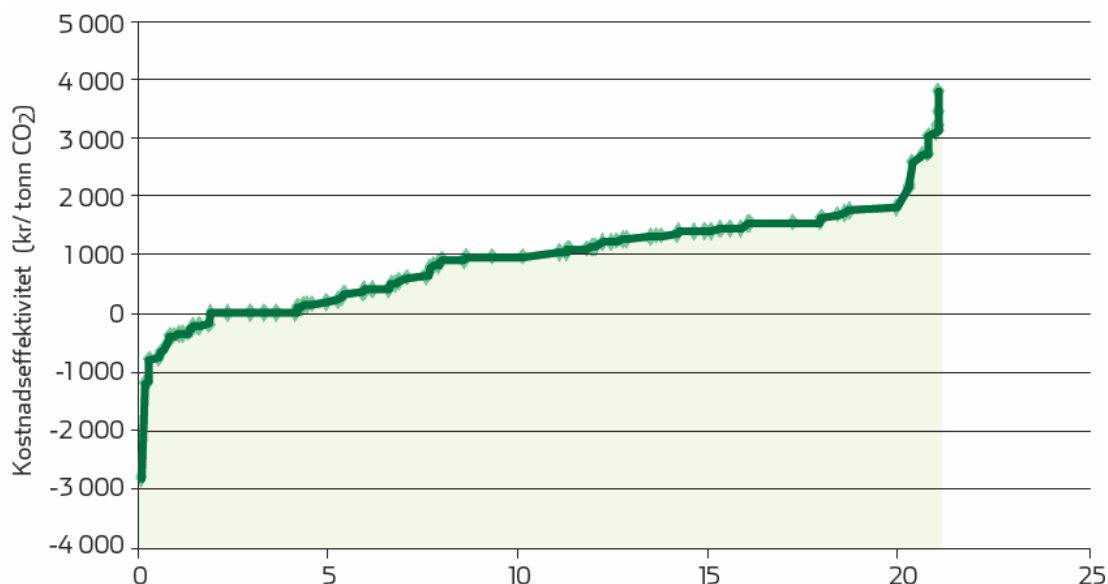
<sup>16</sup> St. Meld 34, 2006-2007

<sup>17</sup> "Avtale om klimameldingen". Felles merknader til St mld 34 (2006-2007) Norsk Klimapolitikk

<sup>18</sup> Norge skal sørge for globale utslippsreduksjoner som motsvarer landets egne utslipp.

ambisiøst enn EUs samlede reduksjonsmål både fordi referansebanen har utslippsvekst og fordi tiltakskostnadene i Norge er høye.

**Figur 10: Tiltakskostnadskurve**



Kilde: Klimakur 2020 – Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020

Ambisjonsnivået og kostnadene med å nå et mål som antydnet i klimaforliket, kan illustreres med de omfattende analysene av tiltakskostnader som er kartlagt gjennom prosjektet Klimakur 2020 ledet av Klima- og Forurensingsdirektoratet (KLIF). Klimakur 2020 anslår at reduksjonsmulighetene er begrenset til 22 millioner tonn i 2020; deretter stiger tiltakskostnadskurven bratt, jfr. [Figur 10](#)~~Figur 10~~. Om lag 12 millioner tonn kan reduseres til en kostnad på 1100 NOK/tonn eller lavere. Til sammenligning er dagens kvotepris i EU ETS om lag 100 NOK/tonn og norsk CO<sub>2</sub> avgift for oljeprodukter 200 NOK/tonn.

Selv om kvoteprisen i vår scenarioanalyse vil øke betydelig (Global Protokoll: 270 NOK/tonn i 2020 og 650 NOK/tonn i 2030) vil den ligge klart under de marginale tiltakskostnadene som vil påløpe om klimaforlikets mål skal realiseres.

### 3.2 Nasjonale versus internasjonale tiltak

De fleksible handelsmekanismene vil spille en vesentlig rolle i forhold til å nå ambisiøse norske utslippsmål som blant annet uttrykt i Norges rapportering av "pledges" til klimasekretariatet. For å nå klimanøytralitet i 2030 er det åpenbart at mekanismene vil stå sentralt. Samtidig har nasjonale tiltak vært en helt sentral del av den norske klimapolitiske debatten.

Klimaforlikets mål om at 2/3 av 2020 reduksjonen skal gjennomføres nasjonalt søker å sette grenser for hvor mye av utslippsbegrensningene som kan tas i form av de fleksible mekanismene og følgelig avklare "hva som skal tas hjemme og hva som skal tas ute".

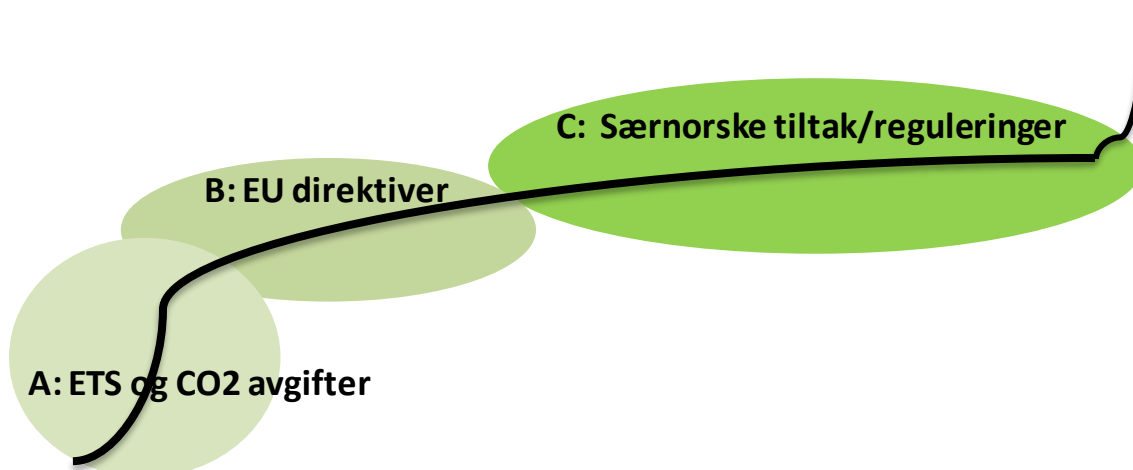
Det må imidlertid påpekes at teksten i forliket inneholder forbehold om "hjemme-ute" problematikken. Blant annet heter det innledningsvis i målformuleringen: "Basert på en skjønnsmessig vurdering mener partene at de nye tiltakene gjør det realistisk å anta ytterligere utslippsreduksjoner i Norge", og avslutningsvis at "Partene legger til grunn at en ny internasjonal klimaavtale nødvendigvis gjør en revisjon av nasjonale mål og virkemidler og en vurdering av hvordan Norges samlede innats bør innrettes for å bidra best mulig til å redusere de globale utslippene av klimagasser"

Det kan derfor være naturlig å drøfte dette spørsmålet innenfor rammen av de to scenariene vi har skissert i kapitell 2.

En enkel illustrasjon (~~Figur 11~~ **Figur 14**) kan illustrere sammenhengen mellom norske tiltakskostnader og tre hovedkategorier av virkemidler som påvirker utslippene:

- **A: Kvotepriisen i ETS og CO<sub>2</sub>-avgifter** for deler av utslippene som ikke dekkes av ETS. I et tidsperspektiv fram til 2020 vil disse ligge på et relativt lavt nivå og de vil i liten grad utløse nye utslippsreduksjoner i Norge.
- **B: EU direktiver** rettet inn mot fornybar energi, energieffektivisering og transportdrivstoff. Disse vil dels være overlappende med ETS, men antas også å utløse tiltak som har kostnader som er høyere enn det investorer forventer om fremtidig kvotepris.
- **C: Særnorske tiltak/reguleringer** vil kreves om Norge har et spesifikt utslippsreduksjonsmål som ikke vil bli realisert ved hjelp av ETS eller EU direktiver som vi er bundet av gjennom EØS avtalen.

Figur 11: Klimakostnadskurven og klimapolitiske virkemidler



Kilde: Carbon Limits

Selve tidsperspektivet vil spille en stor rolle for den betydning A, B og C vil få for norsk klimapolitikk:

**Fram til 2020:** ETS og CO<sub>2</sub>-avgift vil ha liten virkning på norske utslipp både fordi karbonprisen i 2020 vil være relativt lav i begge våre scenarier (Global Protokoll 270 NOK/tonn, Frivillig Samarbeid 220 NOK/tonn). De EU direktivene som får virkning fram til 2020 er allerede kjent og deres virkning på nasjonale utslipp vil også være små.



Satsingen på fornybar energi får relativt store virkninger i kraftsektoren, men utslippsreduksjonene kommer hovedsakelig utenfor Norge. Det viktige spørsmålet er derfor om "2/3-hjemme målet" vil ligge fast. Om så skjer vil det bli gjennomført tiltak med kostnader opp mot 1200-1400 NOK/tonn. Dette er et politisk spørsmål som trolig vil være avklart, og med tiltak eventuelt iverksatt, før det er klart om det går mot en ny global klimaavtale (Global Protokoll) fra 2020. På generelt grunnlag er det vår vurdering at et raskt gjennombrudd i de internasjonale klimaforhandlingene vil redusere det politiske presset for særnorske tiltak. I scenarioet Global Protokoll vil de fleksible mekanismene ha stor troverdighet og det vil være utsikter til at EU trapper opp sine klimapolitiske tiltak til noe som i neste omgang påvirker norsk politikk og virkemiddelbruk gjennom EØS-avtalen.

**Fra 2020 til 2035:** Som nevnt vil kvoteprisen i Global Protokoll øke fra 270 NOK/tonn i 2020 til 650/tonn i 2030 uten at dette får nevneverdig direkte virkninger i form av utslippsreduserende tiltak i Norge. EUs reguleringer vil imidlertid få noen virkninger, først og fremst ved energieffektiviserings- og CO<sub>2</sub>-håndteringskrav, dersom disse tiltakene ikke allerede er iverksatt gjennom særnorske reguleringer før 2020. I Global Protokoll kan det være grunn til å tro at "ute-hjemme" problematikken ikke lenger gjør seg gjeldene. Det må imidlertid forventes at det blir stort fokus på kvaliteten og innretningen på de tiltakene som har virkninger på utslippene i andre land. Dette gjelder både de fleksible handelsmekanismene i den nye protokollen og (potensielle og faktiske) virkninger av økt eksport av norsk fornybar kraft. I scenariet Frivillig Samarbeid er ambisjonsnivået i klimapolitikken relativt lavt på 2020-tallet. Det påvirker også norsk politikk. Målet om klimanøytralitet i 2030 følges ikke opp og karbonlekkasjeproblematikken bidrar til å bremse omfanget av særnorske tiltak. Den politiske viljen til å gjennomføre nasjonale tiltak utover det som følger av EUs politikk øker imidlertid fra midten av 2020 tallet og tiltakskostnadene når et nivå som ligger betydelig høyere enn det som realiseres i andre land.

**Etter 2035:** EUs klimapolitikk og de internasjonale rammevilkårene blir styrende for politikutfordringen i Norge, først i Global Protokoll scenariet men etterhvert også i scenariet Frivillig Samarbeid. Krav om CCS og nær null utslipp for kraft og varmeproduksjon påvirker Norge indirekte gjennom gassmarkedet, men også direkte knyttet til industriens og petroleumssektorens utslipp.

### 3.3 Hvilke sektorer?

Klimakur 2020 har i alt vurdert 160 utslippsreduserende tiltak og selv om disse analysene er partielle i sin natur og ikke inkluderer utfordringen knyttet til implementering, gir de en meget god oversikt over kostnadene med tiltak for ulike sektorer. Tallene er følgelig et godt utgangspunkt for å drøfte hvordan ulike sektorer kan bli berørt av dyptgripende klimapolitikk.

Det er verdt å legge merke til at anslagene på referansebanens utslipp i 2020 har endret seg fra 2006 (Klimameldingen) fram til de anslagene KLIF har gitt i 2011<sup>19</sup>. Anslagene for transport og industrisektoren har gått tilbake, mens anslagene for petroleumssektoren har økt. Sett i lys av de siste nyhetene om ytterligere drivverdige funn på norsk sokkel kan det

---

<sup>19</sup> "På vei mot 2020- hva sier utslippsframskrivningene? Notat fra KLIF til Miljøverndepartementet 8.12.2010.

være grunn til å forvente at anslagene vil bli ytterligere oppjustert. Det må derfor ventes at det blir ytterligere fokus på utslippene på norsk sokkel og elektrifisering av installasjonene. Tiltakskostnader særlig for eksisterende installasjoner er høye og betydelig over forventet toppnivå for karbonpriser (ca 700 NOK/tonn). I Global Protokoll vil trolig karbonprisen bli en viktig fellesreferanse for gjennomføringen av klimapolitiske tiltak og det kan være grunn til å forvente at internasjonal kostnadseffektivitet blir et førende prinsipp. Sett i et slikt lys kan det være grunn til å anta at det innenfor rammen av Global Protokoll scenarioet ikke iverksettes en omfattende elektrifisering av norsk kontinentalsokkel. To forhold kan imidlertid trekke i en annen retning: i) at vedtaket om omfattende elektrifisering gjøres før virkningene av Global Protokoll er synbare, og ii) at EU tar inn elektrifisering på norsk og britisk sokkel i sine reguleringer (direktiv).

Når det gjelder utslippsreduksjoner i industrien vil det neppe bli gjennomført omfattende særnorske reguleringer til høye tiltakskostnader. Utslippsreduksjonene vil bli sterkest i Global Protokoll fordi kvoteprisen er høyere. Det kan også ventes at den høye kvoteprisen har negative virkninger for samlet industriproduksjon og på den måten ytterligere reduserer utslippene. Et aktuelt spørsmål er også hvordan scenariene kan komme til å påvirke omfanget av industrielle nyetableringer. I Global Protokoll kan man forvente en større grad av like klimapolitiske rammebetingelser og det skulle i utgangspunktet favorisere norsk industri i forhold til et scenario med større innslag av ulik nasjonal politikk (Frivillig Samarbeid). På kort og mellomlang sikt, imidlertid, vil de høye karbonprisene neppe være gunstig for slike investeringer i Norge.

I forhold til transportsektoren og energibruk i bygninger har Norge allerede et avgiftsnivå som implisitt gir høye tiltakskostnader. Det ligger fremdeles et relativt stort potensiale for å redusere utslippene i disse sektorene til tiltakskostnader på under 1000 NOK/tonn (i forhold til dagens nivå). Det kan være grunn til å vente at Norge i begge scenarier vil gå raskere fram enn EU med å trappe opp tiltalene innenfor disse sektorene.

**Tabell 2: Utslipp fordelt på sektor i to scenarier i Norge. (million tonn CO<sub>2</sub>e)**

	2020 2006 anslag	2020 2010 anslag	Reduksjonsmål Klimameldingen 2006-2007	Reduksjonspotensiale Kommentarer basert på Klimakur 2020
Petroleum og energi	15,6	18,9	3-5	Tiltakskostnader varierer fra 0 (eller negative for en del) enøk til 4000 NOK/tonn for de dyreste elektrifiserings-tiltakene på kontinentalsokkelen. Samlet reduksjonspotential ca. 7 mill. tonn, hvorav 5 mill. tonn i petroleumssektoren
Industri	17,0	14,8	2-4	De dyreste vurderte tiltakene har en kostnad på 3000 NOK/tonn. Utenom CCS, som neppe kan realiseres før 2020 er potensialet ca. 4.5 mill tonn
Transport	20,6	18,7	3--4,5	Anslått potensial er ca. 4 millioner tonn. Avgifter, kollektiv transport og bedre transportplanlegging er de billigste tiltakene
Avfall og primærnæringer	5,4	5,2	1-1,5	Potensiale litt over 1 mill tonn. Størst potensial knyttet til biogass hvor tiltakskostnadene typisk er i området 1200-3100 NOK/tonn
<b>Totalt</b>	<b>58,7</b>	<b>57,5</b>	<b>8,5-14,5</b>	<b>U</b>

*Kilde: KLIF*

## 4 VIRKNINGER FOR INTERNASJONALE ENERGIPRISER

### 4.1 Generelle drivere for energimarkeder og priser

Som i andre markeder drives utviklingen i energimarkedene av utvikling i tilbud og etterspørsel. Utviklingen i etterspørselen etter energi er historisk sterkt forbundet med økonomisk vekst. I forhold til et "trendforløp" uten klimapolitikk, vil klimapolitikken redusere energibruken, dels ved å øke kostnadene ved energibruk og dels gjennom direkte virkemidler. Når CO<sub>2</sub>-utslipp ilegges en kostnad gjennom kvotemarked eller avgifter, øker energikostnaden, og konkurranseforholdet mellom ulike energibærere vris i favør av energiformer som har lave eller ingen utslipp. Dermed har klimapolitikken stor betydning for etterspørselen etter fossile brensler og for prisutviklingen for fossile brensler. Hvor stor priseffekt lavere etterspørsel gir, kommer an på hvor store reserver som finnes og hvor mye dyrere det er å øke tilbudet (tilbudselastisitetene).

Utviklingen i relative energipriser har betydning for konkurransen mellom ulike kraftverksteknologier og konkurransen mellom elektrisitet og andre energibærere i ikke elspesifikke anvendelser, f.eks. i varmemarkedet og i transport. Videre stimulerer økte energikostnader til å utvikle og ta i bruk mer energieffektivt utstyr.

Utviklingen i energiprisene har dermed både direkte og indirekte betydning for verdien av norske energiresurser. I dette avsnittet skal vi kort drøfte hvilken betydning de to scenariene har for olje-, kull- og gassprisene, og for utviklingen i CO<sub>2</sub>-prisen. Drøftingen bygger på IEAs siste scenarier, publisert i World Energy Outlook (WEO, IEA, 2010). Alle priser som angis USD er relatert till år 2009.

### 4.2 Innledning om IEAs WEO-scenarier

IEA har utviklet tre scenarier: Current Policy, New Policy og 450 ppm scenario. Current Policy-scenariet beskriver en fremtid der dagens (midten av 2010) politikk og tiltak videreføres, og kan oppfattes som et referansescenario. I et slikt scenario vil konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren øke til 850 ppm i 2050.

I New Policy-scenariet styrer verden mot en konsentrasjon av drivhusgasser i atmosfæren på 650 ppm, mens 450-scenariet beskriver et forløp mot 450 ppm i 2050. For øvrig refererer rapporten til forutsetninger og resultater i 2030.

New Policy-scenariet antar en viss tilstramming i klimapolitikken ved en varsom gjennomføring av Copenhagen Accord innen 2020, inkludert videreføring av EU ETS og innføring av et cap-and-trade-system i OECD+<sup>20</sup> landene etter 2020, fullstendig utfasing av subsidier for fossile brensel i alle regioner med netto import innen 2020, forlengelse av kjernekraftverkenes levetid med 5-10 år, lavere utslippskrav for lette passasjerkjøretøy, samt ytterligere tiltak i perioden 2020-2035 for å videreføre opprettholde tempoet i den globale nedgangen i karbonintensitet. Ambisjonen for EU i New Policy er en 25 prosent reduksjon i utslippene innen 2020 sammenlignet med 1990, noe som også er i tråd med EUs 2050 Road Map.

I 450-scenariet beskrives et dyptgripende klimascenario: alle tiltak i New Policy-scenariet gjennomføres, noen tiltak forsterkes eller forlenges, og i tillegg gjennomføres

---

<sup>20</sup> OECD landene pluss de landene som er medlemmer av EU men ikke av OECD

forpliktelsene i øvre ende av intervallet som angis i Copenhagen Accords (der de er uttrykt som intervall). Dette gir bl.a. en ambisjon om å redusere utslippene i EU med 30 prosent til 2020. Blant annet forutsetter 450-scenariet at det skapes et cap-and-trade-system i kraft- og industrisektorene i OECD+ landene fra 2013 og i andre store økonomier etter 2020, samt at det etableres internasjonale sektoravtaler som regulerer utslippene fra jern, stål- og sementindustrien. Andre forutsetninger inkluderer en internasjonal avtale om lavutslippsstandarder for lette passasjerkjøretøy, luftfart og skipsfart samt ytterligere nasjonale virkemidler og tiltak, eksempelvis standarder for energieffektivitet i bygninger og merking av apparater. Scenarioet impliserer full utfasing av subsidier til fossil brenselbruk i alle regioner med netto-eksport innen 2035<sup>21</sup> og ytterligere forlengelse av kjernekraftverkernes levetid med 5-10 år.

I det videre arbeidet har vi valgt å bruke forutsetningene i New Policy-scenariet som utgangspunkt for vårt Frivillig samarbeid-scenario, og 450-scenariet som utgangspunkt for vårt Global Protokoll-scenario.

### 4.3 Oljemarkedet

Olje er den viktigste energikilden, stod for hele 33 prosent av det globale forbruket av primærenergi i 2008 og vil fortsatt være et viktig drivstoff i overskuelig fremtid.

For råolje eksisterer ett globalt marked med nesten like priser. Prisforskjeller finnes mellom oljer av forskjellig kvalitet og grunnet ulike transportkostnader. Oljemarkedet er preget av en oligopolistisk struktur (få aktører) og domineres av kartellet av oljeeksporterende land, OPEC. OPEC besitter ca. tre fjerdedeler av de globale reservene, litt mindre enn to tredeler ligger i den Persiske Gulf-regionen. Non-OPEC produsentene<sup>22</sup> har en fjerdedel av verdens påviste råoljereserver.

Den økonomiske aktiviteten forventes å forbli den viktigste driveren for etterspørselen etter olje i alle regioner i begge scenarioer, men i forhold til Current Policy er veksten i oljeforbruket svakere i New Policy og enda svakere i 450-scenariet, jfr. [Figur 12](#)~~Figur 12~~.<sup>23</sup>

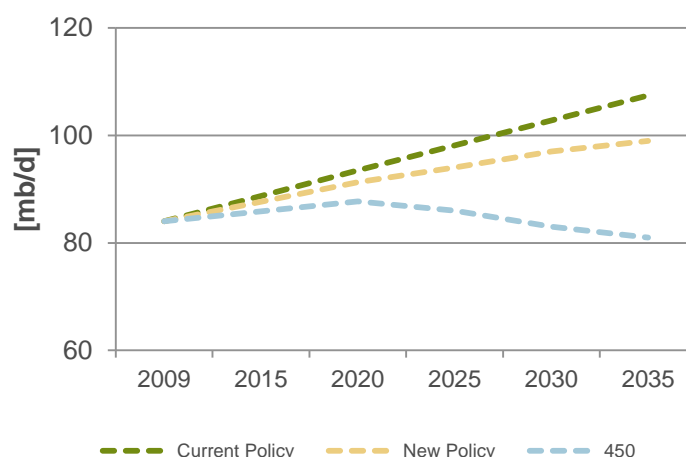
---

<sup>21</sup> Unntatt for Midtøsten, der det antas at den gjennomsnittlige subsidieringen avtar til 20 % innen 2035

<sup>22</sup> De store non-OPEC land inkluderer Canada, Storbritannia, Mexico, Norge, Kina, USA og Russland.

<sup>23</sup> Det antas samme globale BNP-vekst i alle scenariene.

Figur 12: Global oljeetterspørsel i de ulike WEO 2010 scenariene



Kilde: IEA WEO 2010

Etter en økning i oljeforbruket på mellomlang sikt (mot 2020) bremser den globale veksten i oljeetterspørsel ned i New Policy scenarioet. I 450 scenarioet er de mindre vekst frem til 2018, og deretter minskning til om lag dagens nivå i 2030, ca. 80 mb/d.

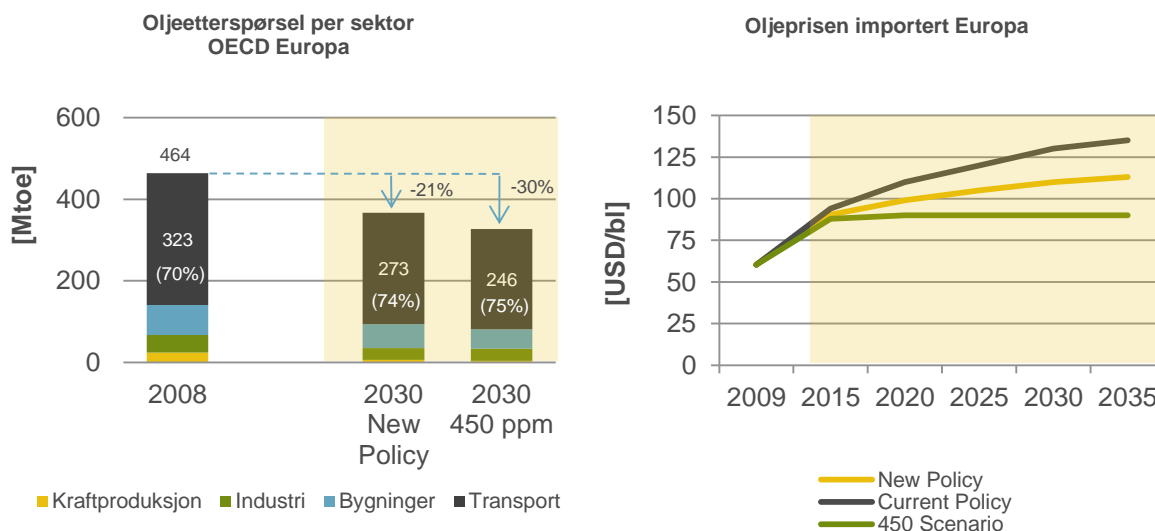
Utsiktene for oljeetterspørselen skiller seg markant mellom regionene. I alle tre WEO scenarioer kommer veksten i oljeetterspørselen mellom 2009 og 2035 fra land utenfor OECD, mens OECD etterspørselen faller.

Sektorene som globalt forbruker mest olje i dag er transportsektoren med 53 prosent (2009) og ikke-energi relatert bruk med 14 prosent, fulgt av bygninger, landbruk og industriell bruk. I kraftsektoren spiller olje bare en mindre rolle på grunn av høy pris og relativt lav virkningsgrad.

Klimapolitikken kommer først og fremst til å påvirke etterspørselen etter olje som transportdrivstoff. I et dyptgripende klimapolitisk scenario må transportsektoren i stor grad "dekarboniseres". I 450-scenariet har IEA antatt at oljeforbruket i transportsektoren øker noe frem mot 2025 for deretter å falle omtrent til nivået i 2009 i 2035. Veksten i energibruk i transportsektoren dekkes først og fremst av bioenergi, men også av elektrisitet<sup>24</sup> og gass. Den viktigste driveren for redusert utslippsvekst i transportsektoren er imidlertid økt energieffektivitet. IEA antar at oljeprisen blir betydelig lavere i 450-scenariet enn i de andre scenariene. Høy CO<sub>2</sub>-kostnad innebærer likevel at kostnaden ved å bruke olje blir høyere i dette scenariet.

<sup>24</sup> På verdensbasis reduseres el etterspørselen i alle sektorer unntatt transport. Elektrifiseringen av transportsektoren skyter fart etter 2020.

Figur 13: Energi-relatert oljeetterspørsel<sup>25</sup> og -priser i WEO 2010 scenariene



Kilde: IEA WEO 2010

Også i EU sin framskrivning av utslipp fra transportsektoren kommer de store reduksjonene i oljeetterspørselen etter 2030 som en konsekvens av krav på reduserte utslipp. EU kom i mars 2011 ut med et "White Paper on Transport" som sier at EUs mål er å redusere utslippene fra transportsektoren med 20 prosent til 2030 (sammenlignet med 2008), noe som er 8 prosent over nivået i 1990. Det langsiktige målet er å redusere utslippene med 60 prosent. Dette skal blant annet oppnås ved å fase ut biler drevet av konvensjonelle drivstoff i byene til 2050. Til 2030 skal antallet allerede halveres.

Kostnader for oljeforsyning kan forventes å øke i fremtiden på grunn av en økende andel av ikke-konvensjonelle olje og dypere boringer i områder som er vanskelig å få tilgang til.

Oljeprisen økte betydelig frem til midten av 2008 og nådde rekordhøye 145 USD/fat i juli 2008. Ved utgangen av desember 2008 falt prisnivået til under 40 USD/bl. Allerede i august 2009 oljeprisen hadde kommet opp til rundt 70 USD/fat og siden økte dette til dagens nivåer på rundt 100 USD/fat.

Prisene som trengs for å balansere oljemarkedet varierer markert i de tre WEO scenarioer. IEA antar i deres New Policy scenario en langsiktig oljepris på 100-110 USD/bl og 90 USD/bl i deres 450 scenario, se [Figur 13](#). Figuren viser også at den totale energi-relaterte oljeetterspørselen i OECD-Europa synker med 21 prosent frem til 2030 i New Policy-scenarioet og med 30 prosent i 450-scenariet, hovedsakelig drevet av den beskrevne energieffektiviseringen i transportsektoren og at olje fases ut som brensel innen kraftproduksjon. Etterspørselen etter olje i transportsektoren er imidlertid det viktigste usikkerhetsmomentet, og de viktigste driverne for utviklingen i oljeprisen er konvertering til fornybare drivstoff, gass og elektrisitet.

<sup>25</sup> Utover det, er det ikke-energi-relatert oljeetterspørsel av 170 Mtoe i 2008, fallende til 149 (New Policy) og 137 Mtoe (450 senario) i 2030 hhv.

Norsk verdiskapning innen petroleumssektoren påvirkes direkte negativt av lavere oljeetterspørsel og -pris som en konsekvens av strammere klimapolitikk ved samtidig økte kostnader for oljeleting og –boring, noe vi diskuterer nærmere i kapittel 6.

#### 4.4 Kullmarkedet

Kull er verdens mest tilgjengelige og utbredte fossile brensel. Reservene for alle typer kull anslås til ca. 990 milliarder tonn, nok til 150 år med dagens forbruk ifølge en studie<sup>26</sup> som tyske BGR gjennomførte i 2009. De største reservene finnes i USA, Kina, Russland, India og Australia. Kull står for 27 prosent av det globale forbruket av primærenergi og hele 42 prosent av elektrisitetsproduksjonen i verden i 2008. Kull vil trolig forbli en viktig del av brenselmiksen for kraftproduksjon i lang tid fremover, særlig i utviklingsland. I denne studien omfatter definisjonen av kull steinkull, brunkull og torv.

Kulletterspørselen er svært forskjellig i de ulike IEA-scenarioene, og er naturlig nok lavest i 450-scenariet. Etterspørselen er kritisk avhengig av klimapolitikken. De siste årene har den globale kulletterspørselen steget kraftig, med Kina som lokomotiv, og flaskehalsen i forsyningskjeden har medført at prisene har vært høye. Kina står i dag (2008) for 43 prosent av global kulletterspørsel. I New Policy-scenariet er denne andelen forventet å vokse til litt over 50 prosent i 2030. Utviklingen i Kina – sammen med India og Indonesia står Kina da for 90 prosent av all vekst i kulletterspørselen – vil dermed ha stor innvirkning på det globale kullmarkedet. Kina er også en stor produsent av kull. Hovedårsaken til den kinesiske veksten i kulletterspørselen er en forventet utbygging av 600.000 MW ny kullfyrt kraftverkskapasitet i perioden fram til 2035 i henhold til New Policy scenarioet.

I alle tre scenarioer faller kullforbruket i OECD-området mellom 2008 og 2030, inkludert i USA, EU, Russland og Japan. I New Policy-scenariet erstattes kull av gass, kjernekraft og fornybar kraftproduksjon og kullandelen av primær energibruk reduseres.

OECD-Europas kulletterspørsel avtar raskest, med ca. 3 prosent pr. år. I OECD Europa dekker kull for øyeblikket mer enn 17 prosent av det primære energibehovet. Siden mer enn 80 prosent av OECD-Europas kullforbruk går til kraftproduksjon (se [Figur 14](#) [Figur 14](#)), har dyptgripende klimapolitikk og politikk relatert til kraftsektoren stor betydning. I utgangspunktet antas det at all kullfyrt kraftproduksjon (eldre verk med lav effektivitet) i Vest-Europa blir faset ut og bare delvis erstattet av svært effektiv ultra-superkritisk kull men fremst av kull med CCS<sup>27</sup>. Derfor ser vi en nedgang i kulletterspørsel på 40 prosent i New Policy-scenariet og på hele 65 prosent i 450-scenariet frem til 2030 ([Figur 14](#) [Figur 14](#)).

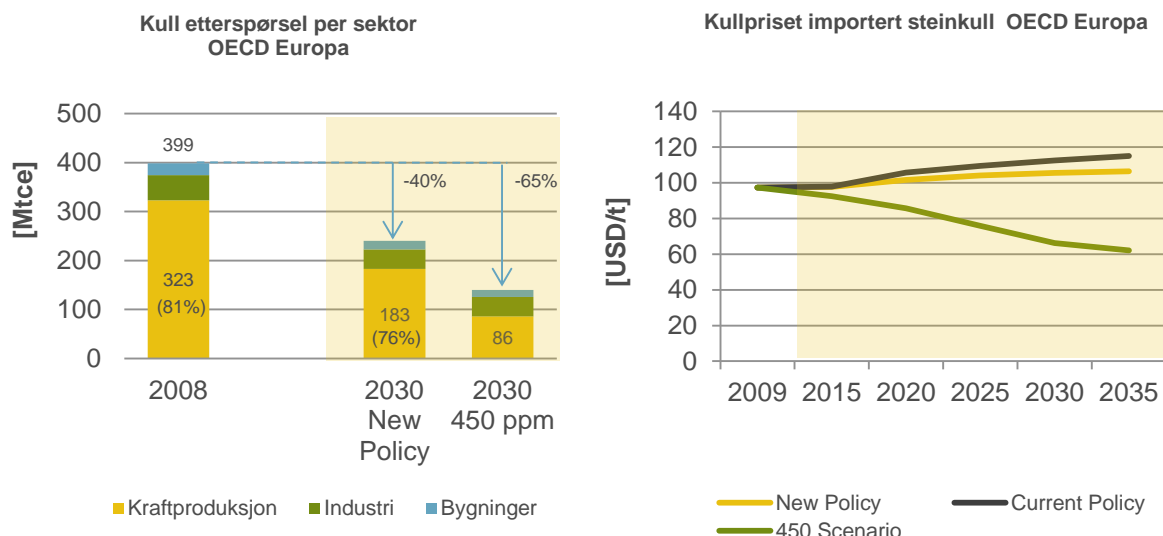
Utenom tidligere Sovjetunionen er Tyskland og Polen de klart største kullprodusentene i Europa. OECD-Europa importerer omtrent en tredjedel av sitt årlige kullforbruk.

<sup>26</sup> BGR: Reserves, Resources and Availability of Energy Resources – Annual Report 2009

<sup>27</sup> CCS: Carbon Capture and Storage



Figur 14: Kulletterspørsel<sup>28</sup> og -pris<sup>29</sup> i OECD Europa



Kilde: IEA WEO 2010

Historisk har importprisen for steinkull importert til Europa hatt en svak, men stabil økning siden 1999 (da prisen var ca. 35 USD/tonn), inntil vi fikk en skarp økning sommeren 2008 rett før finanskrisen (gjennomsnittsprisen i 2008 ble ca. 138 USD/tonn). Selv etter den påfølgende nedgangen har prisene generelt vært høyere enn i tidligere år. Prisnivået i begynnelsen av 2011, på rundt 130 USD/tonn, forklares delvis av flom i Queensland (Australia), og delvis av svært kaldt vintervær i Europa.

Ettersom kullforbruket påvirkes mest (av alle brenslere) av dyptgripende klimapolitikk henger den fremtidige utviklingen i kullprisen først og fremst sammen med global klimapolitikk, dens konsekvenser for kraftsektoren og utviklingen i Kina. I et scenario med stram klimapolitikk vil kullkraft bli utkonkurrert av gasskraft, som har en mye lavere karbonintensitet og dermed en lavere kvotekostnad å bære, og/eller av utslippsfrie teknologier som kjernekraft og fornybare.

På mellomlang sikt bare forventer IEA svakt stigende global kulletterspørsel og påfølgende stagnasjon og forutsetter ganske stabile priser i New Policy scenarioet, rundt 105 USD/tonn (i 2009 USD), og drastisk fallende priser (66 USD/tonn) i 450-scenarioet pga. ytterligere redusert etterspørsel (se [Figur 14](#)).

Verdien av norsk kraftproduksjon påvirkes direkte av kullprisen og bruken av kull i kraftproduksjon i Europa, og indirekte via CO<sub>2</sub>-prisen. Videre er verdien av norsk gass eksport til Europa også påvirket av konkurranseforholdet mot kull, i tillegg til kvotetaket. Vi kommer tilbake til disse sammenhengene i avsnitt 4.6.

<sup>28</sup> Etterspørselen etter kull omfatter steinkull, brunkull og torv.

<sup>29</sup> Kullprisen som IEA angir er for steinkullimport, ettersom kun steinkull handles internasjonalt. Brunkull og torv produseres og forbrukes hovedsakelig lokalt.

## 4.5 Gassmarkedet

Etter råolje og kull er naturgass den tredje viktigste primære energikilden som står for 21 prosent av det globale primære energiforbruket. Gassens andel forventes å være stabil i alle tre WEO-scenariene inntil 2030.

Det er rikelig med gass tilgjengelig globalt, verdens gassressurser er relativt geografisk spredt: påviste reserver var på 184 tcm (mest ukonvensjonell gass) ved utgangen av 2008 - tilsvarende 58 års produksjon med dagens produksjonstakt. Selv med anslått vekst i New Policies Scenario, tilsvarer dette 42 års produksjon ifølge IEA.

30 prosent av de globale gassreservene ligger i tidligere Sovjetunionen og 41 prosent i Midtøsten<sup>30</sup>, mens bare 3 prosent finnes i Europa. Det globale gassmarkedet har endret seg betydelig de siste årene og vi ser et økende overskudd i markedet, med dertil hørende relativt lave priser. Dette kommer dels av økning i utvinningen av ukonvensjonelle skifergasspotensialer, spesielt i Nord-Amerika, samtidig med en betydelig vekst i den globale handelen med LNG (Liquified Natural Gas) og redusert etterspørsel som følge av finanskrisen.

Den raske veksten i produksjon av ukonvensjonell gass i Nord-Amerika har også endret forventningene om ett globalt gassmarked. Før de nordamerikanske skifergassressurser ble utvinnbare, antok man at USA ville bli avhengig av import og at vi ville få et globalt gassmarked med full inkludering av markedet i Nord-Amerika via handelen med LNG. I dag ses LNG mer som en global balanse- eller arbitrasjemekanisme mellom ulike regioner. Foreløpig kan Asia og Midtøsten absorbere mye av økningen i LNG-forsyningen, og dermed bidra til noe redusert overkapasitet i markedet.

På verdensbasis har forbruket av naturgass blitt tredoblet i løpet av de siste 30 årene. Framover er utviklingen i klimapolitikken og gassens rolle i kraftproduksjon (vs. kjernekraft og fornybar produksjon) de viktigste faktorene for gassetterspørselen. Bruk av gass til kraftproduksjon avhenger først og fremst av stramheten i klimapolitikken og relative brenselpriser, men også av landsspesifikke faktorer som kraftproduksjonsmiksen, markedsstruktur og forsyningssituasjonen. I Europa er veksten i etterspørselen etter naturgass i hovedsak drevet av utviklingen i kvotemarkedet og i kraftsektoren (se [Figur 14](#)).

I 450-scenariet øker gassetterspørselen på mellomlang sikt, men en stram klimapolitikk er ikke nødvendigvis gunstig for gassetterspørselen i det lange løp. For å unngå global oppvarming over 2 grader Celsius, må store deler av kraftproduksjonen være utslippsfri. Skal gass spille en betydelig rolle i et slikt scenario, må kraftverkene utstyres med CCS.

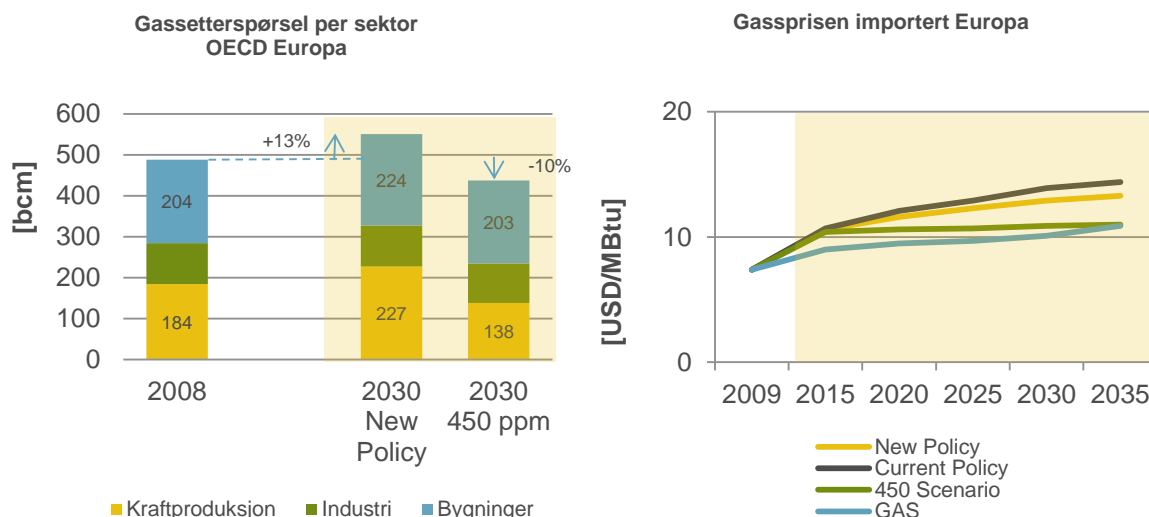
I det meget positive Gas scenario forventer IEA at 40 prosent av veksten i samlet gassproduksjon de neste 25 årene vil komme fra ukonvensjonell gass. Imidlertid er europeisk skifergass ikke forventet å ta av før 2020 - om i det hele tatt - siden utvikling av skifergass i Europa står overfor en rekke utfordringer knyttet til høy befolkningstetthet i Europa, eierskap av ressurser og infrastruktur, sammenlignet med for eksempel en amerikansk delstat som Texas. Både i Frankrike og Tyskland er det motstand mot skifergassutvinning.

---

<sup>30</sup> Russland, Iran og Qatar eier sammen hele 54% av verdens samlede påviste gass reserver.

I Europa kan skifer-gass delvis veie opp for den uunngåelige nedgangen i gassproduksjonen i Nordsjøen, men vil sannsynligvis ikke gi europeisk gassproduksjon mye over dagens nivåer. Men innen Europa kan mer innenlandske ukonvensjonell gassproduksjon også øke aksepten for mer russisk gassimport, spesielt fordi det kompensere for fallende produksjon i Nordsjøen.

**Figur 15: Gassetterspørsel og -pris i WEO 2010 scenariene**



Kilde: IEA WEO 2010

Veksten i gasskraftkapasiteten i Europa ventes å fortsette inn i det neste tiåret som følge av EU ETS, rikelig og konkurransedyktig gassforsyning, økende behov for balansering av variabel kraftproduksjon og korte ledetider for bygging av nye gasskraftverk. Gassetterspørselen i industrien forventes å forbli på omtrent samme nivå som i dag. Eftervirkningene etter Fukushima-katastrofen åpner også for økt bruk av gass i kraftproduksjon. Tysklands forbruk av gass forventes å vokse kraftig etter beslutningen om å stenge kjernekraftverkene, og dermed ta ut så mye som 20 GW kapasitet frem til 2022. Tilsvarende vil Sveits ikke erstatte sin kjernekraftkapasitet ved slutten av den tekniske livslengden på 50 år (utfasingen ska begynne i 2018 og være avslutt i 2034), noe som også gir rom for en økning i gassfyrt kraftproduksjon.

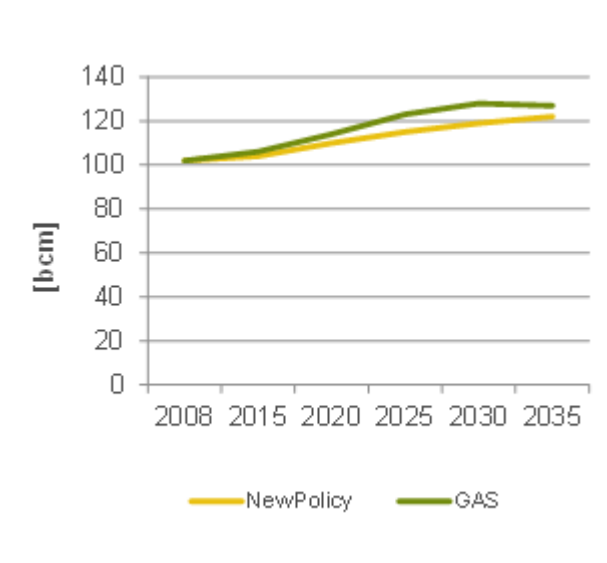
På lengre sikt og i et scenario med dyptgripende klimapolitikk, må både gass- og kullkraftkapasiteten fases ut. **Figur 15** viser at gassforbruket i europeisk kraftsektor blir om lag halvert til 2035 i 450-scenariet. I EUs 2050 Road Map legges det også opp til en fullstendig dekarbonisering av kraftsektoren i Europa til 2050.

Det er en viss uenighet om hvilken rolle gass kan spille i forhold til den omleggingen av energisektoren som klimapolitikken krever. Mange peker på en stadig viktigere rolle for gass i den globale energimiksen, særlig på mellomlangt sikt – som en bro mellom dagens utslippsintensive energisektor og framtidens lavutslippsøkonomi. For å utrede denne idéen nærmere, har IEA utviklet et scenario kalt "Golden Age of Gas (GAS)". Dette scenariet bygger på New Policy scenariet og styrer mot 650 ppm på lang sikt. I forhold til New Policy antas en mer ambisiøs kinesisk klimapolitikk med økt gassbruk i kraftproduksjon (og mindre kull), lavere vekst i global kjernekraftkapasitet (til sammen 35 GW, eller 10 prosent, lavere enn i New Policy), og økt bruk av gass i kollektivtransport.

(Den antatte reduksjonen i kjernekraften er størst i OECD-landene). Videre antas det at rikelig gassforsyning gir lavere gasspriser enn i New Policy-scenariet. Størstedelen av etterspørselsveksten kommer i Asia (bare i Kina vokser gassforbruket med 239 bcm av en samlet global vekst på ca. 600 bcm).

Gasseksportører med den største betydningen for Europa er Russland, Nord-Afrika, Norge og Nederland. I GAS scenariet med lavere priser, prognostiserer IEA en økning i norsk gassproduksjon fra 102 bcm i 2008 til 127 bcm i 2035, en økning på 5 bcm (4 prosent). Dette kan sammenlignes med produksjon av 122 milliarder kubikkmeter i New Policy scenariet, se [Figur 16](#) ~~Figur 16~~.

**Figur 16: Gassproduksjon i Norge i ulike scenarier**



Kilde: IEA WEO 2010, Golden Age of Gas

IEA forventer at handelen med gass (rør og LNG) vil øke, men tror likevel at prisingen av gass forblir regional. IEA forutsetter i New Policy-scenariet en gasspris på 12.9 USD/Mbtu og 10.9 USD/Mbtu (2009 USD) for Europa i 2030. I GAS scenariet antar IEA en gasspris på 10.1 USD/Mbtu, fortsatt med regionale forskjeller.

#### 4.6 Samspill mellom markedene og CO<sub>2</sub>-prisen

Prisingen av karbonutslipp vil spille en stadig viktigere rolle i å drive energimarkeder på lang sikt. For nå har bare EU og New Zealand vedtatt formelle cap-and-trade ordninger, som setter begrensninger på karbon-utslipp ved kraftproduksjon og næringslivssektorer og som sørger for handel med CO<sub>2</sub>-sertifikater.

EU har hatt et CO<sub>2</sub>-marked siden 2005 (EU emissions trading scheme, EU ETS). I løpet av de første årene med kvotehandling har prisene på utslippskvoter vært svært volatile, med priser som spenner fra 30 EUR/tonn til 0,03 EUR/tonn. I den første handelsperioden fra 2005-2008 gikk markedet fra en tidlig forventning om knapphet til å vise seg å ha et betydelig overskudd i slutten av fase I. Siden det ikke var mulig å spare kvoter til neste periode, falt prisen til null i siste halvår av 2008. I perioden før prisen kollapset, var det en tydelig korrelasjon mellom relative brenselpriser (kull vs gass) og CO<sub>2</sub>-prisen.

I ETS fase II, som går fra 2008-2012 er sparing til neste periode tillatt, noe som betyr at forventninger om prisutviklingen etter 2012 vil ha innvirkning på dagens CO<sub>2</sub>-priser. EU har lagt opp til at kvotetaket (antall kvoter som utstedes) skal reduseres for hvert år til 2020, og også deretter.

I tillegg til relative energipriser – de implisitte kostnadene ved brenselsbytte i kraftproduksjon – har det generelle etterspørselsnivået betydning for kvoteprisen. Nylig falt f.eks. kvoteprisen til 12 €/t basert på frykt for en gresk og muligens større europeisk resesjon i kjølvannet av finanskrisen, samtidig som nye energieffektiviseringsmål kan komme til å redusere energiforbruket ytterligere. Business as usual etterspørselsprognosene for 2020 er allerede redusert med 14 prosent som følge av energieffektiviseringstiltak<sup>31</sup>, ifølge EU. Som et resultat av dette, prognostiserer banken HSBC<sup>32</sup> ytterligere 2.5 milliarder i EUA overheng i 2020.

På sikt bestemmes CO<sub>2</sub>-prisen i hovedsak av kvotetaket, veksten i økonomiene, hvilke tiltak som ellers gjennomføres og de relative brenselsprisene.

I 2030 må utslippene være vesentlig lavere enn i dag dersom 2-gradersmålet skal nås. Men fremdeles vil det være både gass- og kullkraftproduksjon i systemet. Konkurransforholdet mellom gass og kullkraft i denne overgangsperioden vil først og fremst bli bestemt av klimapolitikken (globalt eller regionale kvotetak). La oss i utgangspunktet anta at kull- og gassprisene på langs sikt bestemmes av langsiktige marginalkostnader, dvs. hva det koster å øke produksjonen. Videre kan vi anta at den globale tilbudskurven for kull er relativt flat, dvs. det er store potensialer som kan utvinnes og bringes til markedene med relativt like kostnader. I dag regner man med at den globale vektete gjennomsnittlige marginalkostnaden for kull er 43 USD/tonn, med et spenn fra 40 USD/tonn for indonesisk kull til 50 USD/tonn for australske og russiske kull, ifølge IEA. For vårt prosjekt er imidlertid ikke utviklingen i kullprisen avgjørende. Men en lavere kullpris tilsier – alt annet like – en høyere CO<sub>2</sub>-pris.

For enkelhets skyld kan vi anta at den langsiktige kullprisen er gitt og ikke påvirkes nevneverdig av stramheten i klimapolitikken. La oss videre anta at et dyptgripende klimapolitisk regime innebærer at det settes et tak for globale utslipp, og at det utstedes kvoter som kan omsettes i markedet. Det innebærer at markedet finner frem til den CO<sub>2</sub>-prisen som gjør at utslippstaket overholdes: Prisen blir så høy som den må være for at tilstrekkelig omfattende utslippsreducerende tiltak blir lønnsomme, og dermed gjennomført.

Hvis vi videre antar (fremdeles for enkelhets skyld) at investeringer i ny utslippsfri kraftverkskapasitet (fornybare, kjernekraft) først og fremst bestemmes politisk, og at potensialet for utslippskutt i industrien utnyttes, er det kvotetaket som avgjør blandingen av kull- og gasskraft. Blandingens må være slik at kvotetaket ikke overskrides – gitt øvrige utslipp. Dermed blir gassprisen og CO<sub>2</sub>-prisen bestemt simultant: Kvotetaket bestemmer hvor store utslippene totalt sett kan bli, og forholdet mellom kullprisen og

---

<sup>31</sup> Noe som krever at energiprodusenter oppnår en årlig besparelse på 1,5 prosent.

<sup>32</sup> HSBC: Climate Investment Update 2011

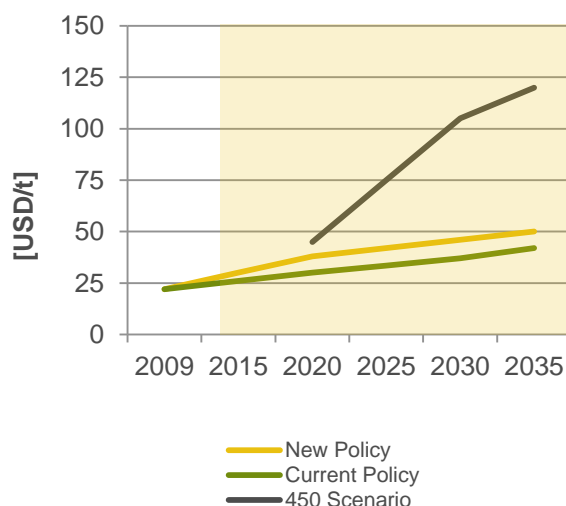
marginalkostnaden for gass hvor høy kvoteprisen må være for at gasskraftproduksjonen blir så høyt (og kullkraftproduksjonen så lav) at kvotetaket overholdes.<sup>33</sup>

Langsiktig gasspris er gitt av marginal produksjonskostnad og tilbudskurven for gass er relativt bratt (tillbudskurven er enda brattere i 450 scenario enn i New Policy scenario). Dersom gassprisen opprettholdes på et høyere nivå – for eksempel på grunn av fortsatt produsentmakt og oljeindeksering – betyr det, for en gitt kullpris, at CO<sub>2</sub>-prisen blir høyere. Som vi har sett over, tilsier utviklingen for både LNG og skifergass at gassmarkedene blir mer preget av såkalt gass-til-gass-konkurranse fremover.

I 450-scenarioet (og i EUs 2050 Road Map) forutsettes det at kraftproduksjonen dekarboniseres fullstendig. Dersom dette skal oppnås gjennom et cap-and-trade-system, må CO<sub>2</sub>-prisen på lang sikt være minst så høy at det ikke lønner seg å investere i ny kull- eller gasskraftproduksjon uten CCS. Dermed har brenselprisene også betydning for CO<sub>2</sub>-prisen i et slikt scenario, men det er teknologiutviklingen – ikke minst hvordan kostnadene for ny teknologi utvikler seg – som er viktigst. Dette betyr også at på lang sikt avgjøres dermed gassens rolle i kraftproduksjon av kostnadsutvikling (og teknologiutvikling) for CCS, og av potensialet for lagring av CO<sub>2</sub>.

I New Policy-scenarioet (og dermed vårt Frivillig avtale-scenario) kan det fremdeles være plass til en del gasskraft i 2050. Det er grunn til å anta at denne produksjonen først og fremst vil være innrettet for å være fleksibel i forhold til svingninger i kraftsystemet, og at CO<sub>2</sub>-prisdynamikken i stor grad vil være den samme som i 450-scenariet.

**Figur 17: CO<sub>2</sub> prisen EU (USD/ton)**



Kilde: IEA WEO 2010

I Current Policy Scenarioet antas karbon prising å være begrenset til EU-land og til New Zealand, med EU ETS kvotepriser på 37 USD/t i 2030.

Karbon prising antas å bli vedtatt i andre regioner i New Policy og 450-scenario. I New Policy scenarioet antas et cap-and-trade system som dekker kraftproduksjon og

<sup>33</sup> Dette er naturligvis et forenklet resonnement, men vi tror dette er det sentrale samspillet mellom kull-, gass- og CO<sub>2</sub>-prisen.

industriktorene å være etablert i Australia, Japan og Korea fra 2013 og i OECD-landene etter 2020. CO<sub>2</sub>-prisen for Europa når i dette scenario 46 USD/t<sup>34</sup> i 2030.

I 450-scenariet antas et globalt kvoteregime med et cap-and-trade system som dekker kraftproduksjon og industriktorene fra 2013 i OECD+ landene og i Other Major Economies (OME)<sup>35</sup> etter 2020. CO<sub>2</sub> da er handlet i OECD+ og OME landene hver for seg, hvilket gir lavre CO<sub>2</sub> priser i OME landene. For Europa når CO<sub>2</sub>-prisen i dette scenario 105 USD/t i 2030 og 120 USD/t i 2035, se [Figur 17](#) ~~Figur 17~~ ovenfor.

---

<sup>34</sup> Vær oppmerksom på at CO<sub>2</sub>-priser i EU, Japan og andre OECD-land antas å konvergere i 2035.

<sup>35</sup> OME landene: Brasil, Kina, Russland, Sør-Afrika og landene i Midtøsten

## 5 KRAFTMARKEDET OG KRAFTSYSTEMET I NORD-EUROPA

I dette kapitlet skal vi analysere konsekvensene av internasjonal klimapolitikk på kraftmarkedene. Vi vil også presentere våre funn basert på kvantitative analyser ved bruk av The-MA, som er en avansert kraftmarkedsmodell utviklet av THEMA Consulting Group. Før resultatene presenteres, gis det en generell introduksjon av de viktigste prisdriverne i det nordiske kraftmarkedet.

### 5.1 Generelle faktorer og drivere i det nordiske kraftmarkedet

Det nordiske kraftsystemet er dominert av vannkraft. Selv om vannkraftproduksjon er forbundet med svært lave direkte kostnader, ligger de nordiske kraftprisene som regel langt over den kortsiktige grensekostnaden ved vannkraftproduksjon som følge av at vann tilgjengelig for kraftproduksjon er begrenset.

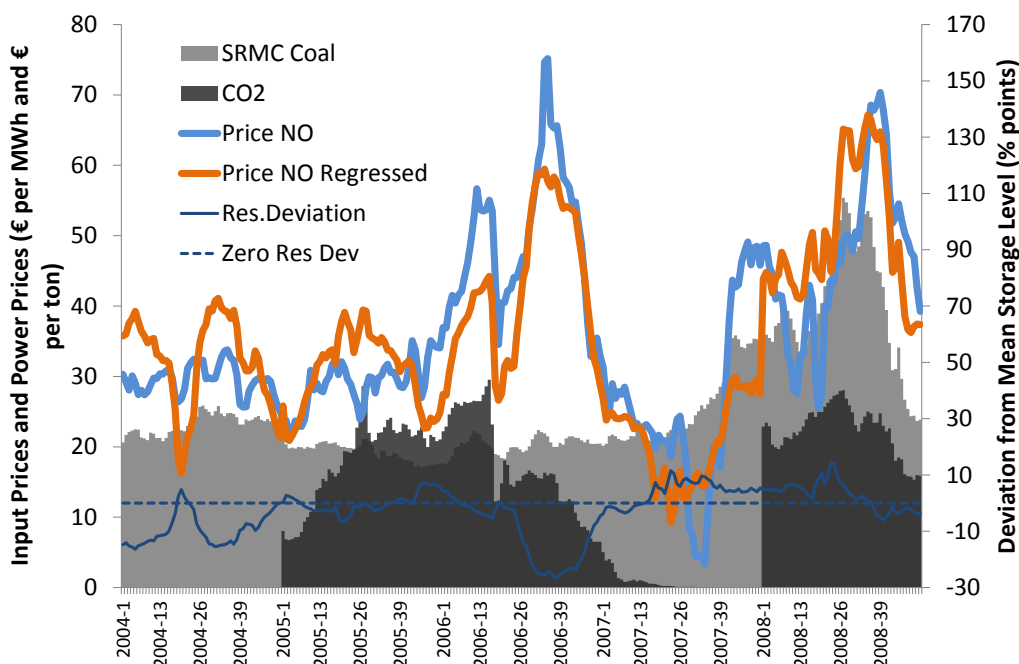
#### *Vannverdier og priser i Norge er koblet mot termiske produksjonskostnader*

Selv om den kortsiktige produksjonskostnaden er tilnærmet null, er også produksjon basert på vannkraft begrenset og avhengig av tilsig til magasinene. Vannet har følgelig en alternativ verdi, eller en alternativkostnad, hvilket er definert som vannverdi.

Vannverdier er vanskelige å beregne, men reflekterer i hovedsak alternativkostnaden ved den marginale kraftproduksjonen, nærmere bestemt kostnaden ved å erstatte den siste enheten vannkraftproduksjon med annen konvensjonell kraftproduksjon. Det er denne marginale kilden til kraftproduksjon som avgjør vannverdiene. For eksempel, dersom Norge produserer 1 MWh mindre vannkraft, vil Norge måtte importere denne ene MWh fra et annet marked (eventuelt redusere sin eksport), hvor denne ene MWh gjerne ville blitt produsert i et termisk kullkraftverk.. Generelt sett innebærer dette at norske vannverdier blir bestemt av kostnadene ved termisk kullkraftproduksjon i Danmark, Sverige og Finland.



**Figur 18: Forholdet mellom kortsiktig grensekostnad ved kullkraftproduksjon og kraftpriser I Norge fra 2004 til 2008**



Source: Nord Pool, NVE, Thema Consulting Group

Sammenhengen mellom norske kraftpriser og kostnaden ved termisk kraftproduksjon er velkjent. [Figur 18](#) viser sammenhengen mellom faktiske kraftpriser i Norge (tykk blå linje), kortsiktig grensekostnad ved kullkraftproduksjon (grått felt), og kostnaden ved CO<sub>2</sub>-kvoter. Siden termisk kraftproduksjon er forbundet med karbonutslipp, vil produksjonskostnaden avhenge av karbonprisen, karboninnholdet i brenselet som blir benyttet, samt den termiske virkningsgraden til det aktuelle produksjonsanlegget.

Dersom man i tillegg inkluderer avvik fra normalt fyllingsnivå i magasinene (tynn blå linje), for å ta hensyn til effekten av våte og tørre år, finner vi at de tre nevnte variablene – kullpris, karbonpris og avvik fra normalt fyllingsnivå – forklarer bevegelsene i de norske kraftprisene relativt godt.

Forholdet mellom den norske kraftprisen og de nevnte driverne kom tydelig frem i midten av 2006, da kraftprisen steg kraftig som følge av reduksjon i magasininnvåene og høyere karbonpriser. Tilsvarende reflekterte lave kraftpriser i 2007 reduserte CO<sub>2</sub>-kostnader, da både magasinifylling og kostnaden ved kullkraftproduksjon var på normale nivåer.

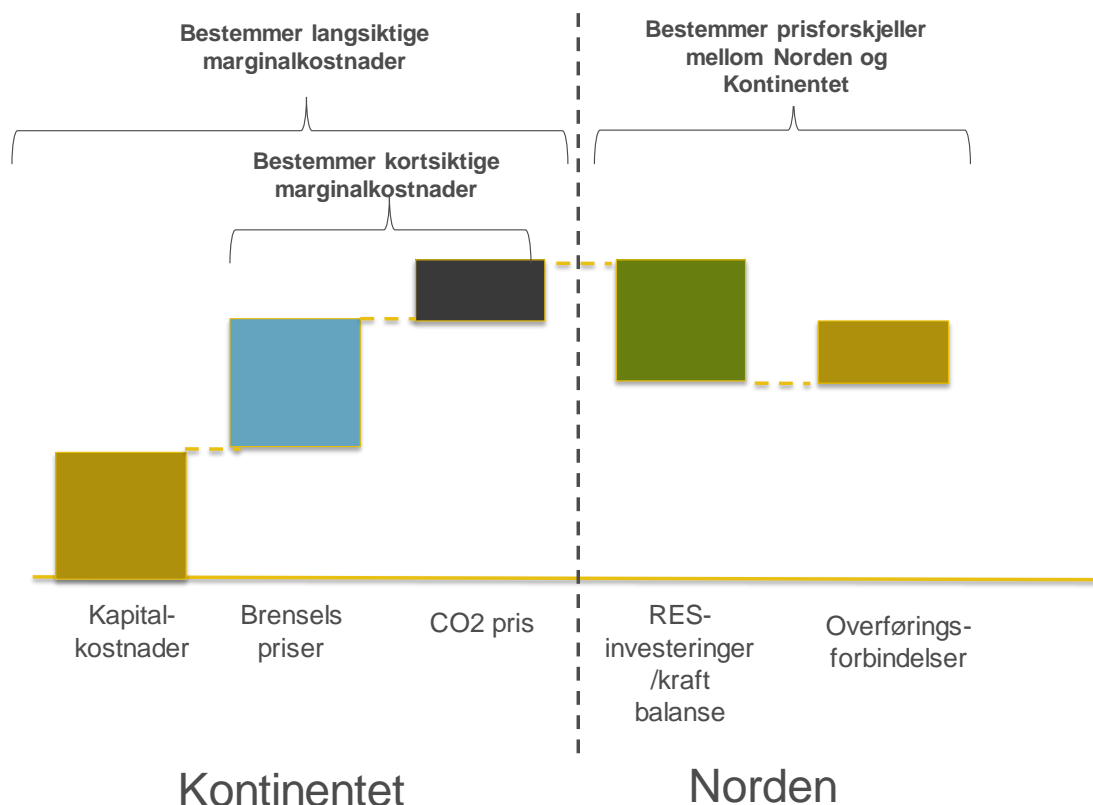
Den oransje grafen reflekterer den forklarte kraftprisen, som er estimert ved bruk av kullkraftkostnadene, CO<sub>2</sub>-kostnadene og magasinifylling som forklaringsvariabler.

#### De viktigste prisdriverne

Som forklart over er vannverdiene avhengige av flere faktorer, deriblant hydrologi, tilsigsforventninger, magasinifylling, tid på året, brenselskostnader, CO<sub>2</sub>-kostnader osv. Videre vil vannverdiene vanligvis variere fra kraftprodusent til kraftprodusent, blant annet som følge av ulike egenskaper ved forskjellige vannmagasin.

Figur 19: Prisdrivere i kraftmarkedet

Illustrativt



Kilde: THEMA Consulting Group

De viktigste driverne i prisdannelsen i det nordiske kraftmarkedet er illustrert i [Figur 19](#) over. På kort sikt gjelder følgende:

- *Brenselspriser*: Brenselspriser er viktige i forhold til at de påvirker den kortsiktige grensekostnaden ved kraftproduksjon basert på kull og gass. Brenselspriser har i så måte stor betydning for vannverdiene.
- *CO<sub>2</sub>-kvotepris*: CO<sub>2</sub>-kostnaden er som brenselsprisene et viktig element i den kortsiktige grensekostnaden ved kull- og gasskraftproduksjon. Siden karbonkostnaden avhenger av karboninnholdet og anleggets termiske virkningsgrad, varierer denne utslippskostnaden mellom kull- og gasskraftproduksjon. Som en tommelfingerregel kan man anslå at en økning på € 10 per tonn CO<sub>2</sub> øker kostnadene ved kullkraftproduksjon med ca. € 8-9 per MWh, og øke kostnadene ved gasskraftproduksjon med ca. € 4 per MWh.
- *Investeringer i fornybar kraftproduksjon og kraftbalansen*: Investeringer i vind og annen fornybar kraftproduksjon har sammen med etterspørselsutviklingen avgjørende betydning for den fremtidige kraftbalansen. Generelt er det slik at desto sterkere kraftbalansen er, jo lavere blir kraftpriser ettersom kraftprisene må justeres ned for å fremme krafteksport. Kraftetterspørsel er generelt lite prissensitivt.
- *Grad av overføringsforbindelser*: Effekten av konvensjonell kraftproduksjon på vannverdiene avhenger av nivået på overføringskapasitet. Desto tettere det

norske, og nordiske, kraftmarkedet er koblet til kraftmarkedet på kontinentet, jo mer vil norske priser reflektere prisstrukturen i det europeiske kraftmarkedet. Det er imidlertid viktig å påpeke at det kreves langt mer kabler enn det som er planlagt i dag for at vi skal få kontinentale priser i Norden, hvilket også er reflektert ved resultatene presentert i kapittel 5.4.

Investorene i kraftsektoren krever som i alle andre markeder avkastning på kapitalen for å investere i ny produksjonskapasitet. Det betyr at kapitalkostnadene påvirker den langsiktige likevektsprisen. Vi antar at den langsiktige likevektsprisen på Kontinentet ikke bare må dekke de kortsiktige marginalkostnadene, men også reflektere hva det koster å bringe ny kapasitet inn i markedet.

Ved kvantifisering av scenarioene fra kapittel 2, fokuserer på de nevnte driverne. Mens brenselpriser blir sterkt påvirket av global klimapolitikk, blir andre faktorer i større grad bestemt av EUs klimapolitikk.

## 5.2 Implikasjoner ved EUs klimapolitikk

EUs klimapolitikk har stor betydning for de nordiske kraftmarkedene og verdiskapingen i den norske kraftsektoren. Fra vårt synspunkt er de viktigste politiske områdene følgende:

- *EU-ETS, Markedet for CO<sub>2</sub>-kvoter.* Prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter har, som nevnt tidligere, en direkte effekt på grensekostnaden ved konvensjonell kraftproduksjon, som for eksempel kullkraft eller CCGT (combined cycle gas turbines, fyrt med naturgass), hvilket igjen påvirker prisene i det nordiske markedet.
- *EUs politikk på karbonkostnadskompensasjon.* Siden CO<sub>2</sub>-kvoter øker kraftprisen, har kompensasjonsordninger en avgjørende betydning for hvorvidt kraftintensiv industri finner det lønnsomt å flytte til områder uten CO<sub>2</sub>-kostnader. For å hindre at kvotesystemet skaper konkurransevilkår som gjør det hensiktsmessig å lokalisere seg utenfor EU, har kommisjonen vedtatt at land kan kompensere industrien for denne økte produksjonskostnaden.
- *I hvilken grad EUs politikk gir rom for nasjonale tiltak.* For eksempel i hvilken grad man har utslippsmål i EU vs. lokale utslippsmål. Et annet viktig element i denne sammenheng er i hvilken grad EUs politikk legger til rette for å støtte fornybar kraftproduksjon i de ulike landene, og hvilke mål EU setter.
- *Fornybar kraftproduksjon.* Andelen fornybar kraftproduksjon er et viktig element i den nordiske energibalansen, mener også avgjørende for å bestemme behovet for fleksibilitet på Kontinentet og i UK. Et viktig spørsmål er også i hvor stor grad høye CO<sub>2</sub>-priser begrenser behovet å subsidiere fornybar kraftproduksjon.
- *EU-standarder for nye investeringer.* CCS-krav for nye kull- og gasskraftverkinvesteringer påvirker sammensetningen av kraftproduksjonsparken i fremtiden, og derfor prissettingen i markedet.
- *EUs energieffektiviseringsmål.* Disse målene vil spille en viktig rolle for den samlede etterspørselen og derfor den nordiske kraftbalansen fremover.

- *Rollen til gass i den europeiske kraftproduksjonen.* Gass er en viktig innsatsfaktor i den europeiske kraftproduksjonen. Sammenlignet med kull er gass forbundet med et relativt lavt CO<sub>2</sub>-nivå, i tillegg er gasskraftproduksjon relativt sett mer fleksibel enn kraftproduksjon basert på kull, ettersom gassturbiner og CCGT raskt kan regulere sin produksjon opp og ned.
- *Markedsintegrasjon.* Det er forventet at markedsintegrasjon har en vesentlig rolle i forhold til å øke effektiviteten i kraftmarkedene. Økt markedsintegrasjon og økt overføringskapasitet er også en forutsetning for å kunne integrere store mengder fornybar kraftproduksjon.

### 5.3 Utfallsrom for de to scenariene

Dette avsnittet beskriver antagelsene vi har gjort for de viktigste variablene i kraftmarkedene. Før vi kvantifiserer antagelsene i avsnitt 5.3.3, gjør vi en kvalitativ beskrivelse av våre nødvendige antagelser. Scenarioene er ikke ment som fremtidsprognoser, men er utviklet for å øke forståelsen av effekter og sammenhenger mellom de mest relevante driverne i fremover

#### 5.3.1 Global protokoll

##### *Generelle antagelser*

I Global protokoll scenarioet har vi basert oss på IEAs 450-scenario for brensel og CO<sub>2</sub>-prisene. I 450-scenarioet har det internasjonale samfunnet kommet til enighet om samordnede tiltak mot global oppvarming, hvilket bidrar til svært høye karbonrelaterte kostnader og mer moderate brenselpriser.

Internasjonal enighet impliserer at karbonkompensasjon ikke er et relevant tema, da utslippskostnader er mer eller mindre like på verdensbasis. Videre blir termisk kraftproduksjon uten CCS faset ut mot 2050, også som følge av regulering i EU. Selv gass, uten CCS, spiller en mindre rolle i kraftsammensetningen, mens kjernekraft opplever en verdensomspennende renessanse.

Målene for fornybar kraftproduksjon og energieffektivisering er ambisiøse, hvilket innebærer en betydelig andel fornybar kraftproduksjon da EU setter svært ambisiøse mål for en mer bærekraftig produksjonspark. Som følge av at EU i tillegg setter svært ambisiøse energieffektiviseringsmål, går krafttettersspørselen ned etter 2030.

For å oppnå de ambisiøse målene i forhold til å integrere mer fornybar kraftproduksjon, er det et betydelig fokus på markedsintegrering, og overføringskapasitet internt og på tvers av landegrensene øker signifikant.

##### *Nord-Vest Europa*

Mens Storbritannia har et betydelig fokus på kjernekraft, holder Tyskland seg til dagens plan om utfasing av kjernekraften og velger heller i større grad å fokusere på CCS. Generelt vil ny gass og kull med CCS dominere markedet for nye investeringer innen termisk kraftproduksjon.

Fokuset på energieffektivisering tar over for energikonverteringen, hvilket leder til en samlet nedgang i krafttettersspørselen. Som følge av lik global CO<sub>2</sub>-kostnad, flytter ikke kraftintensiv industri fra Europa.

Overføringsforbindelsene mellom land, ikke bare mellom kontinentet og Norden øker for å øke markedsintegrasjonen, samt tilrettelegge for en stadig større andel fornybar kraftproduksjon.

#### *Norden*

Som i Europa står fornybar kraftproduksjon og energieffektivisering sentralt, og det blir etablert et felles grønt sertifikatmarked hvor også Finland er inkludert. Videre er det et betydelig fokus på ny kjernekraftproduksjon i Finland, samtidig som det foretas oppgraderinger på svensk side, hvilket innebærer at særlig Sverige får et vesentlig kraftoverskudd innen 2030.

Når det gjelder kraftintensiv industri vil det, som for Europa, ikke være behov for CO<sub>2</sub>-kostnadskompensasjoner og industrien forblir i Norden.

Som følge av ambisiøse mål for kraftoverføring, øker overføringskapasiteten i Sverige, Finland, Danmark og Norge betydelig. CCS vil ikke ha en betydelig rolle i det nordiske kraftsystemet, imidlertid vil all ny termisk kraftproduksjon bestå av kraftvarmeanlegg og følgelig ha høy kombinert effektivitet.

#### *Norge*

I dette scenarioet øker Norge sine mål for vind- og småkraftproduksjon, og etterspørselen er noe redusert sammenlignet med dagens nivå. Selv om energikonvertering og elektrifisering av petroleumssektoren øker etterspørselen etter kraft, vil dette bli mer enn oppveid av energieffektivisering. Kraftintensiv sektor finner det lønnsomt å operere på norsk jord, og vil følgelig ikke migrere til utlandet. Samlet sett vil Norge ha en positiv kraftbalanse innen 2030. Det er følgelig ikke behov for termisk kraftproduksjon, konvensjonell eller med CCS, og gass blir heller eksportert fremfor å bli brukt innenlands.

Som følge av et betydelig kraftoverskudd og ny fornybar kraftproduksjon i Norge, og på kontinentet, styrkes overføringskapasiteten både nasjonalt og til andre land, herav Tyskland, Storbritannia og Nederland. Totalt sett øker Norge sin overføringskapasitet til utlandet med ca. 7300 MW, til sammenligning angir Statnetts nettutviklingsplan fra 2010 en kapasitet til utlandet tilsvarende 3500 MW innen 2020.

### **5.3.2 Frivillig Samarbeid**

#### *Generelle antagelser*

I scenarioet for *Frivillig samarbeid* har vi basert oss på brensels- og CO<sub>2</sub>-prisene fra IEAs New Policy-scenario. New policy scenarioet er preget av mindre ambisiøse mål for reduksjon i karbonutslipp innen 2030, hvilket bidrar til mer moderate CO<sub>2</sub>-kostnader og høyere brenselspriser som følge av høyere etterspørsel etter konvensjonelle brenslere.

Som konsekvens av at CO<sub>2</sub>-prisene ikke er den samme på verdensbasis, tillater EU CO<sub>2</sub>-kompensasjon for å hindre at den kraftintensive industrien flytter ut. Imidlertid antar vi at denne kompensasjonen ikke er tilstrekkelig, hvilket innebærer at noe kraftintensiv industri velger å flytte ut av Europa. Energieffektivisering er sammenlignet med Global protokoll scenarioet mer moderat, og etterspørselen etter kraft øker noe i forhold til dagens nivå, først og fremst som følge av energikonvertering.

Når det gjelder teknologi, er det et betydelig fokus på gass som "bridge teknologi" og kjernekraft, men ikke i like stor grad som i Global protokoll scenarioet. CCS spiller heller

ikke en like stor rolle i dette scenarioet før 2030. Mål for fornybar kraftproduksjon er høye, men også mindre ambisiøse enn i det foregående scenarioet.

Selv om utbygging av fornybar kraftproduksjon bidrar til mer markedsintegrering, er markedsintegrering samt styrking av den interne overføringskapasiteten lavere enn i tilfellet ved scenarioet Global Protokoll.

#### *Nord-Vest Europa*

Nord-Vest Europa følger de generelle trendene i Frivillig samarbeid scenarioet.

Selv om fornybarmålene er ambisiøse, er de lavere enn i Global Protokoll scenarioet. Storbritannia fokuserer på kjernekraft, mens Tyskland holder seg til dagens plan om utfasing av eksisterende kjernekraftproduksjon.

Energieffektivisering og migrering av kraftintensiv industri leder til en reduksjon i kraftteterspørselen, likevel fører energikonverteringstiltak til at samlet kraftteterspørsel øker noe sammenlignet med dagens etterspørselsnivå i Tyskland og de andre landene i Nord-Vest Europa.

Markedsintegreringen øker, imidlertid fører mindre ambisiøse mål for fornybar kraftproduksjon til at nivået på markedsintegrasjon ikke er like høyt som i Global protokoll scenarioet.

#### *Norden*

I de nordiske landene bidrar et betydelig kraftoverskudd til et sterkt fokus på energikonvertering, blant annet i transportsektoren. Samtidig finner kraftintensiv industri det fortsatt lønnsomt å produsere i de nordiske landene, slik at samlet kraftteterspørsel, til tross for energieffektivisering, øker.

Finland fortsetter å fokusere på kjernekraft, mens Sverige oppgraderer sine kjernekraftanlegg. Konvensjonell termisk kraftproduksjon og CCS spiller ikke en viktig rolle i det nordiske kraftsystemet, i motsetning til fornybar kraftproduksjon.

Alle de nordiske landene øker sin overføringskapasitet, inklusive Sverige og Finland, og Danmark styrker sin kapasitet mot Tyskland.

#### *Norge*

Selv om fornybarmålene er lavere i dette scenarioet, fortsetter Norge å bygge ut vind- og småkraftproduksjon. Det er en betydelig substitusjon av elektrisitet, og kraftintensiv sektor blir værende i Norge. Blant annet som følge av økt aktivitet på sokkelen, øker den samlede etterspørselen etter elektrisitet, til tross for energieffektivisering.

Norge bygger nye overføringsforbindelser mot kontinentet, herav en kabel til Storbritannia, en kabel til Tysland og enda en kabel til Nederland. Samlet sett styrker Norge sin overføringskapasitet mot Storbritannia og Kontinentet tilsvarende 3500 MW, hvilket er i tråd med Statnetts Nettutviklingsplan 2010 for 2020.

### **5.3.3 En oversikt over de viktigste kvantitative forutsetningene for de ulike scenarioene**

I dette avsnittet vil vi gå gjennom de viktigste kvantitative antagelsene for modellsimuleringene, herav brensel- og CO<sub>2</sub>-priser, etterspørsel, produksjon (inklusive vannkraftproduksjon), og overføringskapasiteter.

Brenselsprisene i de to scenarioene er gitt i tabell 3. Som tabellen viser, antar vi en høy CO<sub>2</sub>-pris i Global protokoll scenarioet, mens lavere etterspørsel etter fossilt brensel bidrar til en relativt lav brenselspris. Det motsatte er tilfellet i scenarioet for Frivillig samarbeid.

**Tabell 3: Brenselspriser i 2030 i realverdier (2009)**

Unit	Kull \$/tonn	Gass \$/MBTu	CO <sub>2</sub> \$/ tonn	Olje \$/ fat
IEA Current Policy Scenario	<b>112.5</b>	<b>13.9</b>	<b>37</b>	<b>130</b>
Frivillig samarbeid	<b>105.6</b>	<b>12.9</b>	<b>46</b>	<b>110</b>
Global protokoll	<b>66.3</b>	<b>10.9</b>	<b>105</b>	<b>90</b>

Kilde: THEMA Consulting Group og IEA

Etterspørselsantagelsene er gitt i tabell 4. Som vist i tabellen, antar vi en flat eller redusert etterspørselsutvikling i Global protokoll scenarioet, mens vi forventer en moderat etterspørselsøkning i alle landene i det andre scenarioet. Tallene for 2010 er estimater for dagens situasjon, gitt normalt temperaturnivå, og skal fungere som et referansecase.

**Tabell 4: Kraftetterspørsel I Norden og Tyskland 2010 og 2030 i TWh.**

	2010	Global protokoll 2030	Frivillig samarbeid 2030
Norge	<b>126</b>	<b>123</b>	<b>128</b>
Sverige	<b>142</b>	<b>138</b>	<b>144</b>
Finland	<b>88</b>	<b>94</b>	<b>98</b>
Danmark	<b>36</b>	<b>42</b>	<b>44</b>
Tyskland	<b>525</b>	<b>527</b>	<b>550</b>

Kilde: THEMA Consulting Group, IEA

Våre antagelser knyttet til nye overføringsforbindelser er oppsummert i tabell 5. I Global protokoll scenarioet antar vi en betydelig styrking av overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige, og resten av de nordiske landene. For scenarioet Frivillig samarbeid antar vi også en betydelig økning i overføringskapasitet, men ikke i samme grad som i Global protokoll scenarioet.

**Tabell 5: Overføringskapasiteter I 2010 og 2030 (MW)**

	2010	Global protokoll 2030	Frivillig samarbeid 2030
Norge Tyskland	<b>0</b>	<b>4200</b>	<b>1400</b>
Norge Nederland	<b>700</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>
Norge UK	<b>0</b>	<b>2800</b>	<b>1400</b>
Sverige Tyskland	<b>600</b>	<b>1200</b>	<b>1200</b>
Sverige Polen	<b>600</b>	<b>1000</b>	<b>600</b>
Danmark Tyskland	<b>3250</b>	<b>4875</b>	<b>3900</b>

Kilde: THEMA Consulting Group

Våre antagelser knyttet til produksjonskapasitet er beskrevet i tabell 6. Her er det verdt å merke seg at tallene som er rapportert for 2010 reflekterer gjennomsnittlig kraftproduksjon

i en situasjon med normalt tilsignsnivå og normal kjernekraftproduksjon, og skal kun benyttes som referansecase.

**Tabell 6: Kraftproduksjon i 2010 og 2030 i Global Protokoll og Frivillig samarbeid**

		<i>Global Protokoll</i>		<i>Frivillig samarbeid</i>
		<i>2010</i>	<i>2030</i>	<i>2030</i>
Norway	Vindkraft	<b>1.4</b>	<b>12.2</b>	<b>10.1</b>
	Vannkraft	<b>121.7</b>	<b>132.6</b>	<b>132.8</b>
	Kjernekraft	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
	Gasskraft	<b>0.0</b>	<b>0.3</b>	<b>0.8</b>
	Kullkraft	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
	Annet	<b>0.2</b>	<b>0.3</b>	<b>0.2</b>
Sweden	Vindkraft	<b>4.8</b>	<b>21.0</b>	<b>17.4</b>
	Vannkraft	<b>65.8</b>	<b>66.4</b>	<b>66.2</b>
	Kjernekraft	<b>70.3</b>	<b>79.8</b>	<b>79.8</b>
	Gasskraft	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
	Kullkraft	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
	Annet	<b>12.8</b>	<b>6.1</b>	<b>11.1</b>
Finland	Vindkraft	<b>0.7</b>	<b>14.3</b>	<b>11.8</b>
	Vannkraft	<b>12.8</b>	<b>13.0</b>	<b>12.9</b>
	Kjernekraft	<b>21.3</b>	<b>54.0</b>	<b>54.0</b>
	Gasskraft	<b>0.1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
	Kullkraft	<b>18.9</b>	<b>0.2</b>	<b>2.0</b>
	Annet	<b>19.0</b>	<b>7.5</b>	<b>13.7</b>
Denmark	Vindkraft	<b>9.5</b>	<b>13.9</b>	<b>11.5</b>
	Vannkraft	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
	Kjernekraft	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
	Gaskraft	<b>0.1</b>	<b>1.3</b>	<b>3.2</b>
	Kullkraft	<b>31.2</b>	<b>0.6</b>	<b>5.1</b>
	Annet	<b>4.8</b>	<b>2.4</b>	<b>4.3</b>

Kilde: THEMA Consulting Group



## 5.4 Scenarioanalysens resultater for 2030

### 5.4.1 Scenarioreultatene

#### **Disclaimer**

Resultatene presentert i dette avsnittet representerer på ingen måte en offisiell prisprognose. Antagelsene og resultatene reflekterer heller ikke THEMAs syn på kraftmarkedets fremtidige utvikling. Scenarioene er etablert for å gi en bedre forståelse av de relevante mekanismene og konsekvensen av ulike former for klimapolitikk. Spesielt er antagelsene og resultatene i Global protokoll scenarioet relativt ekstreme, ettersom de representerer et paradigmeskifte i kraftsektoren.

For alle scenarioene oppnår vi et betydelig kraftoverskudd, både i Norge og Norden, hvilket er illustrert i tabell 7 under.

**Tabell 7: Kraftoverskudd i Norge og Norden I 2030, TWh.**

	<i>Global protokoll</i>	<i>Frivillig samarbeid</i>
Norge	<b>22</b>	<b>15</b>
Norden	<b>29</b>	<b>23</b>

*Kilde: THEMA Consulting Group, The-MA power market model*

Kraftprisene er beskrevet i tabell 8. Resultatene indikerer en betydelig prisdifferanse mellom Norge og kontinentet for alle de tre scenarioene. De høye kraftprisene er for Tysklands del drevet av høye brensels- og CO<sub>2</sub>-priser sammen med betydelige investeringskostnader. De nordiske kraftprisene er på den andre siden preget av et vesentlig nordisk kraftoverskudd, hvilket bidrar til et relativt lavere kraftprinsnivå i Norden sammenlignet med Kontinentet, i alle scenarioer.

Brensels og CO<sub>2</sub>-priser, samt investeringskostnader, spiller imidlertid ulike roller i de respektive scenarioene. For eksempel reflekterer kraftprisene i Tyskland i stor grad de store kapitalkostnadene som følger av investeringer i ny kraftproduksjon i Global protokoll scenarioet, mens brenselsprisene, som i dette tilfellet er relativt lave, spiller en mindre rolle (med unntak av CO<sub>2</sub>-prisene som har en lavere priseffekt som følge av at mesteparten av kraftproduksjonen er karbonfri). Det motsatte er tilfellet i Frivillig samarbeid scenarioet, der brenselsprisene er høyere og kapitalkostnadene mer moderate som følge av at konvensjonell kull- og gasskraftproduksjon er mindre kapitalintensive som CCS-teknologier.

**Tabell 8: Kraftpriser i 2030 i øre per kWh (2011) Priser for 2006-2010 er gjennomsnittspriser for denne perioden.**

	<i>Gj.snitt 2006-2010</i>	<i>Global protokoll</i>	<i>Frivillig samarbeid</i>
<i>Norge</i>	<b>33</b>	<b>53</b>	<b>53</b>
<i>Tyskland</i>	<b>42</b>	<b>71</b>	<b>67</b>
<i>Priseffekt i Norge av å øke kabelkapasiteten til Tyskland med 1400MW</i>	<b>n/a</b>	<b>1</b>	<b>2</b>

Kilde: THEMA Consulting Group, The-MA power kraftmarkedsmodell

**Tabell 8** indikerer også priseffekten ved å styrke overføringskapasiteten marginalt mot Tyskland med 1400 MW, hvilket reflekterer nivået de norske kraftprisene vil nå dersom en ekstra kabel blir etablert mellom landene. Effekten er mindre i Global protokoll scenarioet da vi allerede har antatt en betydelig overføringskapasitet i dette scenarioet, mens kabelambisjonene i de to andre tilfellene er lavere. Det kan være på sin plass å påpeke at den marginale priseffekten av kabler er avtakende med nivået på overføringskapasitet.

I tillegg er ikke prisforskjellene mellom Norge og Tyskland direkte sammenlignbare mellom scenarioene, ettersom antagelsene knyttet til overføringskapasitet varierer i de ulike scenarioene. Mer sammenlignbare resultater blir presentert i sensitivitetsanalysen i kapittel 5.4.2.

Av samme årsak er ikke flaskehalsinntektene, som er beskrevet i for utvalgte overføringsforbindelser, direkte sammenlignbare. Imidlertid vil flaskehalsinntektene ved eksisterende og nye overføringsforbindelser være betydelige i alle scenarioene. Dette er i særlig grad tilfellet i Global protokoll scenarioet, til tross for at vi her legger mest overføringskapasitet til grunn.

**Tabell 9: Overføringskapasiteter og årlig kabelinntekt i 2030 målt i MW and NOK mrd.**

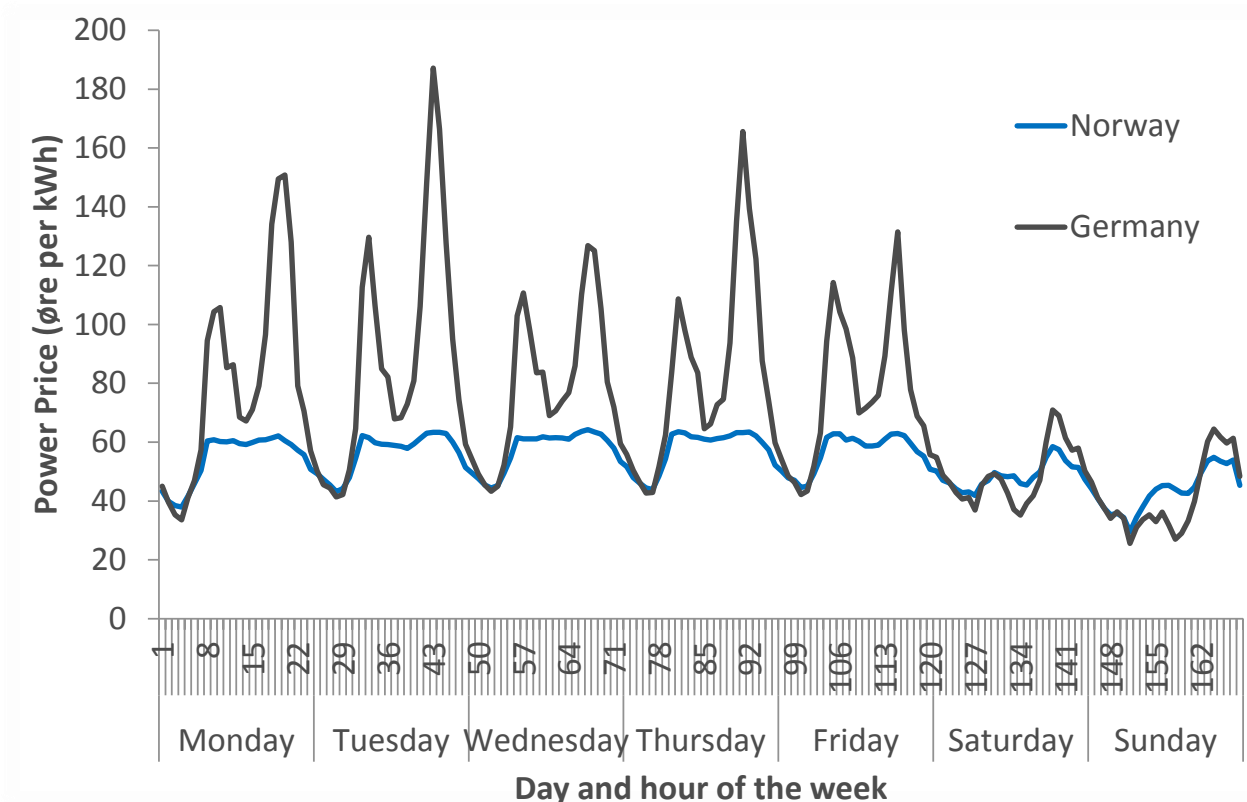
		<i>Norge- Tyskland</i>	<i>Norge- Nederland</i>	<i>Norge- UK</i>	<i>Norge- Danmark</i>
<i>2010</i>	<i>Kapasitet (MW)</i>	<b>0</b>	<b>700</b>	<b>0</b>	<b>1040</b>
<i>Global protokoll</i>	<i>Kapasitet (MW)</i>	<b>4200</b>	<b>1400</b>	<b>2800</b>	<b>1640</b>
	<i>Kabelinntekt (NOK mrd p.a.)</i>	<b>6.24</b>	<b>2.26</b>	<b>5.41</b>	<b>2.44</b>
	<i>Normalisert kabelinntekt pr. 1400 MW Mrd NOK p.a.)</i>	<b>2.08</b>	<b>2.26</b>	<b>2.70</b>	<b>2.08</b>
<i>Frivillig samarbeid</i>	<i>Kapasitet (MW)</i>	<b>1400</b>	<b>1400</b>	<b>1400</b>	<b>1640</b>
	<i>Kabelinntekt (NOK mrd p.a.)</i>	<b>1.57</b>	<b>1.65</b>	<b>1.70</b>	<b>1.83</b>
	<i>Normalisert kabelinntekt pr. 1400 MW Mrd NOK p.a.)</i>	<b>1.57</b>	<b>1.65</b>	<b>1.70</b>	<b>1.57</b>

Source: THEMA Consulting Group, The-MA power market model

Kabelinntektene vil også fremover i hovedsak være drevet av betydelige forskjeller i prisstrukturen på Norge og Kontinentet, hvilket er illustrert i Tabell 9 som viser timespriser i en gjennomsnittsuke i Norge og Tyskland i Global protokoll scenarioet (scenarioet med flest overføringsforbindelser). Til tross for betydelig overføringskapasitet, holder både

prisstruktur og prisnivå seg signifikant forskjellige, hvilket er hoveddriveren for en høy kabelinntekt.

Figur 20: Norsk og Tysk prisstruktur i en gjennomsnittlig uke i Global protokoll scenario (øre per kWh)

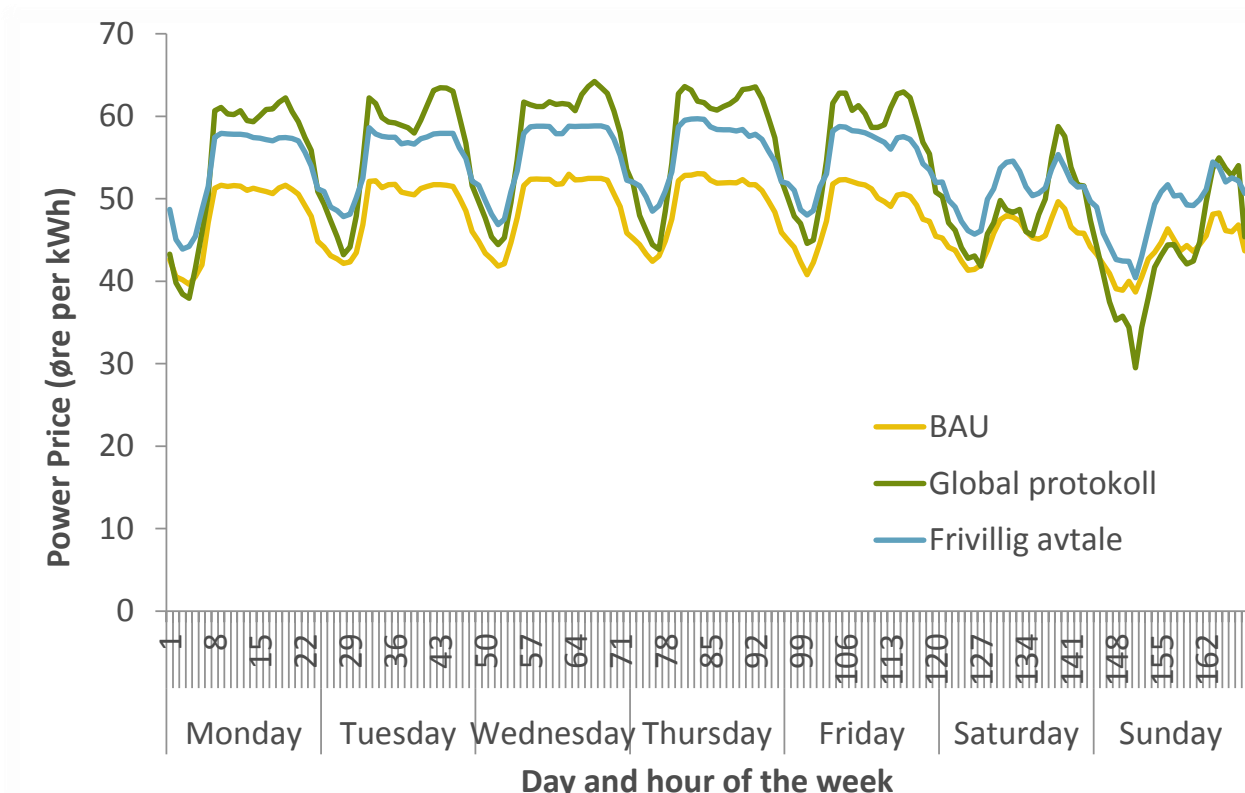


Source: THEMA Consulting Group, The-MA power market model

Selv om prisvolatiliteten holder seg på et relativt moderat nivå sammenlignet med Kontinentet, er den forventet å overstige dagens nivå, hvilket er illustrert i [Figur 21](#) som viser prisstrukturen i Norge i BAU-scenariet og de to klimapolitiske scenarioene.

Ved alle tilfeller, og særlig i Global protokoll scenarioet, er den estimerte prisforskjellen mellom høy- og lavlastpriser over prisforskjellen som man observerer i dagens marked. Økte forskjeller mellom høy- og lavlastpriser er en konsekvens av både økt overføringskapasitet og større andel fornybar kraftproduksjon i Norden og på Kontinentet. De økte prisforskjellene bidrar til økt lønnsomhet i investeringer knyttet til styrket overføringskapasitet, pumpekraft og andre teknologier som øker systemets fleksibilitet.

Figur 21: Norsk prisstruktur I en gjennomsnittlig uke (øre per kWh)



Source: THEMA Consulting Group, The-MA power market model

#### 5.4.2 Resultater fra sensitivitetsanalysen

Resultatene for kraftbalansene, presentert ved [Tabell 7](#), er i hovedsak drevet av antagelser knyttet til etterspørsel, årlig normalt tilsig, samt investeringer i ny fornybar kraftproduksjon som vindkraft. Disse variablene er ikke bestemt av modellen, men av de ulike scenarioantagelsene. Det samme er tilfellet for antagelsene knyttet til overføringskapasitet.

I virkeligheten kan det imidlertid være ulike markedsdrevne eller politiske dynamikker som påvirker resultatene. For eksempel er det naturlig å anta at etterspørselen fra kraftintensiv industri kan øke som følge av lavere kraftpriser, eller at et redusert prisnivå bidrar til at deler av produksjonskapasiteten fases ut.

Vi har derfor modellert et antall sensitiviteter for de to klimascenarioene, herav:

- *Etterspørselssensiviteter:* Som følge av at etterspørselsutviklingen er svært usikker, har vi valgt å kjøre etterspørselssensiviteter for begge klimascenarioene, der vi antar 10 TWh høyere etterspørsel i begge scenarioene for både Norge og Sverige. Høyere kraftetterspørsel kan være en konsekvens av økt etterspørsel fra kraftintensiv industri eller en følge av energikonvertering utover hovedantagelsene i de ulike scenarioene.
- *Svensk kjernekraftkapasitet:* Gitt våre antagelser knyttet til etterspørsel og utbygging av fornybar kraftproduksjon forventer vi et betydelig nordisk kraftoverskudd innen 2030, da spesielt i Sverige. Spørsmålet i den

sammenheng er hvorvidt en slik utvikling fører til at Sverige velger å fase ut deler av sin kjernekraftproduksjon innen 2030. For å ta høyde for en slik utvikling, har vi modellert en 50 pst. nedgang i svensk kjernekraftproduksjon i begge scenarioene.

- *Overføringskapasitet:* Vi har antatt ulik grad av overføringskapasitet i de to scenarioene. For å gjøre scenarioene mer sammenlignbare har vi modellert begge scenarioene med et overføringskapasitetsnivå vesentlig lavere overføringsnivå:

Norge – Tyskland: 1400 MW

Norge – Nederland: 1400 MW

Norge - UK: 1400 MW

Norge – Danmark 1640 MW

Danmark – Tyskland 3250 MW

Sverige – Tyskland: 600 MW

Prisene for de ulike sensitivitetene nevnt over er gjengitt i [Tabell 10](#)~~Tabell 10~~. Som forventet vil en økning i etterspørselen øke de nordiske kraftprisene i begge scenarioene, det samme er tilfellet dersom halvparten av den svenske kjernekraftkapasiteten fases ut. Prisene reagerer også vesentlig på en nedjustering av overføringskapasiteten, tilsvarende BAU-scenariot, dette er spesielt tilfellet i scenariot Global protokoll, hvilket reflekterer betydningen av markedsintegrasjon i dette scenariot.

**Tabell 10: Norske kraftpriser under alternative antagelser vedrørende etterspørsel og overføringskapasitet. (øre per kWh)**

Stan- dard	Global protokoll			Stan- dard	Frivillig avtale		
	+10 etter- spørsel	-50% kjernekraft i Sverige	identisk overføring		+10 TWh etter- spørsel	-50% kjernekraft i Sverige	identisk overføring
<b>53</b>	<b>55</b>	<b>63</b>	<b>36</b>	<b>53</b>	<b>56</b>	<b>65</b>	<b>50</b>

Kilde: THEMA Consulting Group, The-MA kraftmarkedsmoell

Vi finner også at flaskehalsinntekten på overføringsforbindelser bygget i Global Protokoll scenariot er betydelige, som følge av prisstrukturforskjellene mellom Norge og Tyskland består i alle tilfellene.

## 5.5 Hovedresultater fra modellsimuleringene

Som vist varierer resultatene signifikant mellom de ulike scenarioene, likevel bidrar modellsimuleringen til noen robuste konklusjoner og observasjoner, hvilket også har konsekvens for verdiskapingen i det norske kraftmarkedet som blir nærmere diskutert i kapittel 6.

Hovedkonklusjonene og observasjonene kan oppsummeres som følger:

*Prisnivået øker i alle scenarioene.* Selv om driverne varierer mellom de ulike scenarioene (kapitalkostnadskomponenten på langsiktige grensekostnader vs. brenselskostnader relatert til den kortsiktige grensekostnaden), er prisene høyere enn observerte kraftpriser i dagens marked både for de nordiske landene og Kontinentet. Prisstigningen er imidlertid langt høyere på Kontinentet enn i Norden.

- Prisforskjellene mellom Norge og Kontinentet er signifikante i alle scenarioene, selv i scenarioene med mange kabler (Global protokoll). Relativt lave kraftpriser i Norden impliserer at den konkurransemessige posisjonen til kraftintensiv industri i Norge, og Sverige og Finland, vil bli styrket.
- Det ser ut til å bli økt prisvolatilitet i Norge fremover, som følge av flere kabler og en større andel variabel kraftproduksjon i Norge og det nordiske kraftsystemet. Mer volatile priser øker attraktiviteten knyttet til å investere i kapasitetsoppgraderinger i Norge. Kraftprisene vil imidlertid fortsatt være mindre volatile enn prisene på Kontinentet.
- Kabelinntektene er betydelige ved alle de tre scenarioene. Selv om størrelsen på kabelinntektene varierer mellom de ulike scenarioene vil forskjellene mellom det nordiske og kontinentale kraftsystemet bestå, hvilket bidrar til store flaskehalsinntekter i årene fremover.

## 5.6 Kraftsystemet mot 2050

Scenarioene er kun simulert for året 2030, og resultatene representerer i så måte kun et øyeblikksbilde av kraftsystemets utvikling mot 2050. Spørsmålet i den sammenheng er hva utviklingen vil bli på svært lang sikt, og mot 2050.

Selv om det er høy grad av usikkerhet knyttet til utviklingen på lang sikt, kan man argumentere for at utviklingen i scenarioene beskrevet over vil fortsette. For eksempel er det naturlig å anta at verdien av norsk vannkraft inklusiv den *verdien av den fleksibilitet som norske vannkraft representerer* vil øke også på svært lang sikt.

Den faktiske verdien av fleksibilitet vil imidlertid avhenge av flere faktorer:

- *Teknologi:* I hvilken grad verden har mulighet til å få en karbonfri kraftproduksjon vil i all hovedsak avhenge av teknologisk utvikling. Teknologitvillingen vil ikke bare ha implikasjoner for kapitalkostnaden ved nye investeringer (CCS, vind, PV o.l.), men også for kostnaden knyttet til alternative kilder til fleksibilitet. Hvorvidt storskala energilagring vil være lønnsomt, vil være kritisk avhengig av utviklingen i fremtidens kraftsystem.
- *Etterspørsel:* Utviklingen i etterspørselen kan deles i to komponenter: etterspørselsnivå, og etterspørselsprofil. Førstnevnte vil påvirkes av effekten av energieffektiviseringstiltak, industriens utvikling, og grad av elektrifisering. Sistnevnte avhenger av hvorvidt etterspørselen fremover vil være mer fleksibel, i betydning av at elementer på etterspørselssiden skaper nye kilder til fleksibilitet. Det er indikasjoner på at AMS<sup>36</sup> og Smart Grids vil spille en viktig rolle i fremtidens kraftsystem.

---

<sup>36</sup> AMS står for Avanserte målesystemer

- *Markedets utvikling:* En stor andel av den nye kraftproduksjonen vil være variabel av natur. Samtidig har ikke termiske anlegg med CCS den samme fleksibiliteten som konvensjonell termisk kraftproduksjon. Spørsmålet i denne sammenheng er da hva dette vil bety for markedene, prisene og derfor verdien av fleksibilitet. En konsekvens kan være introduksjon av kapasitetsbetaling, hvilket allerede blir diskutert på Kontinentet.
- *Brenselspriser og CO<sub>2</sub>-priser:* Selv etter 2030 er termisk brensel forventet å ha en sentral rolle i kraftproduksjonen, i form av CCS-anlegg, eller i form av “peakers” som blir benyttet som siste utvei for fleksibilitet og for å gjenopprette balansen i kraftsystemet. Kraftpriser og verdien av fleksibilitet vil i så måte naturligvis påvirkes av disse innsatsfaktorene.
- *Kabler:* Utviklingen av overføringsnett, inklusiv det interne nettet, vil være avgjørende for hvordan og til hvilken kostnad Europa når sine karbonmål. Dette dreier seg ikke bare om overføringsforbindelser mellom Norge og kontinentet, men også utviklingen av det interne overføringsnett, og utviklingen av nettet på kontinentet. Utvikling av den europeiske overføringskapasiteten er avgjørende for en kostnadseffektiv fordeling av fornybar kraftproduksjon og annen kraftproduksjon i Europa, og følgelig den totale kostnaden ved kraftproduksjon.

## 6 IMPLIKASJONER FOR NORSK VERDISKAPING

### 6.1 Innledning

I dette kapitlet går vi nærmere inn på hvordan norsk energisektor kan bli påvirket av internasjonal klimapolitikk. Vi legger vekt på å drøfte konsekvensene for kraftsektoren og kraftkrevende industri, men berører også implikasjonene for petroleumssektoren i Norge.

### 6.2 Verdiskaping og samfunnsøkonomisk overskudd

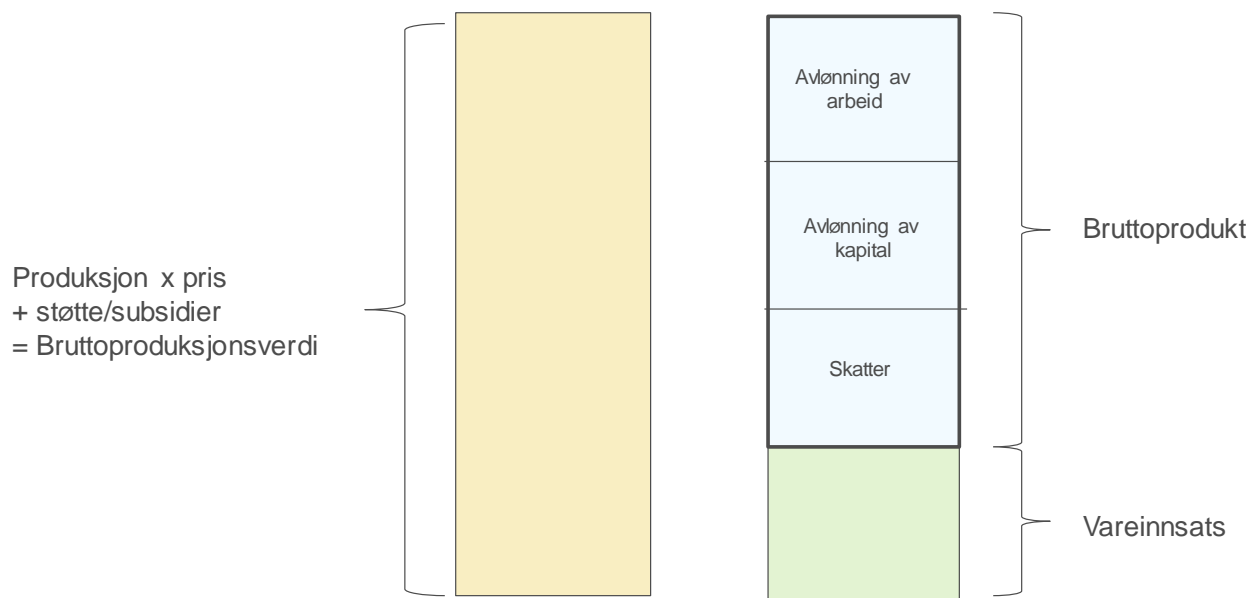
Vi bruker i dette kapitlet to begreper for å måle hvordan klimapolitikken påvirker energisektoren;

1. Bidrag til BNP (verdiskaping)
2. Samfunnsøkonomisk overskudd

#### *Bidrag til BNP*

En nærings bidrag til BNP, verdiskaping, måles i nasjonalregnskapet ved hjelp av næringens bruttoprodukt, jfr. [Figur 22](#). Den er definert som næringens produksjonsinntekter inklusiv eventuelle subsidier minus verdien av vareinnsats (råvarer, energiforbruk og andre innsatsfaktorer eksklusiv arbeid og kapital) . Bruttoproduktet anvendes til å avlønne arbeid, kapital og skatter til stat og kommune.

**Figur 22 Bruttoprodukt - prinsippskisse**



Kilde: THEMA Consulting Group AS

Verdiskaping målt ved en nærings bidrag til BNP fanger ikke opp alle viktige sider ved verdiskapingsbegrepet. Blant annet får en ikke med lønnsomheten av de investeringene som eventuelt er en forutsetning for oppgangen i bruttoproduktet. En fanger heller ikke opp hvordan endringer i priser og produksjon påvirker konsumentoverskuddet hos sluttforbrukere eller hvordan bruttoproduktet i andre næringer blir påvirket. En positiv

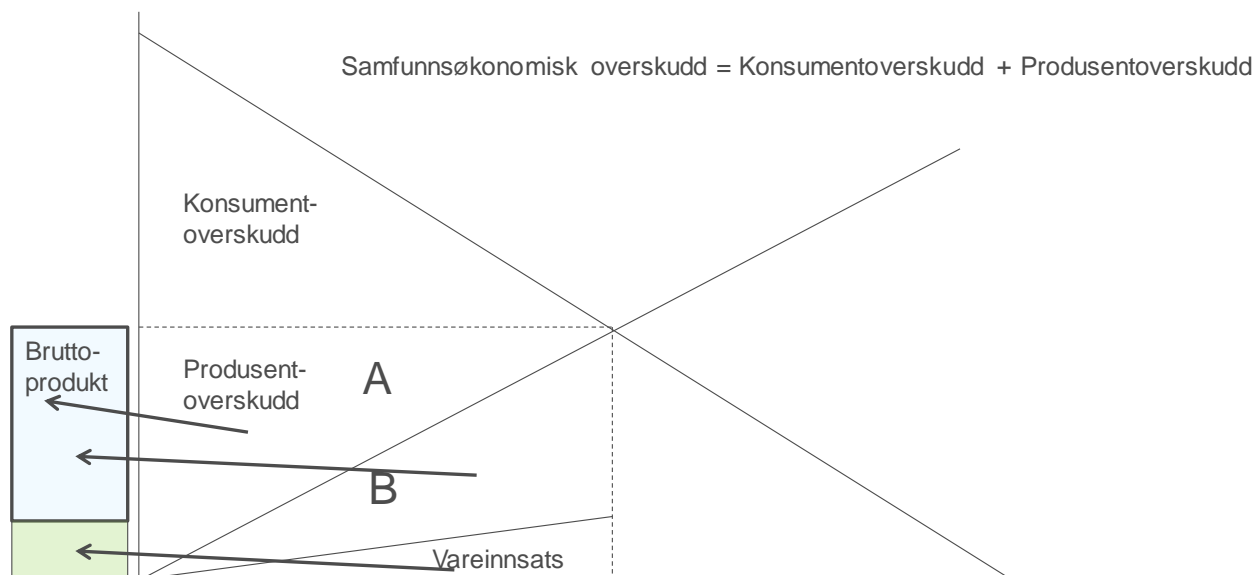


endring i verdiskapingen i en sektor fanger dermed ikke opp alle viktige sider for samfunnet. Derfor er det av interesse å analysere virkninger for det samfunnsøkonomiske overskuddet som gir en mer helhetlig representasjon av de samlede samfunnsøkonomiske virkningene.

### Samfunnsøkonomisk overskudd

Det samfunnsøkonomiske overskuddet som er illustrert i **Figur 23**, tilsvarer summen av konsumentoverskuddet og produsentoverskuddet. Konsumentoverskuddet reflekterer forbrukernes samlede betalingsvilje (eller nytte) for en vare minus det som betales for varen. Produsentoverskuddet måler produsentenes inntekter minus de totale kostnadene som påløper. Endringer i det samfunnsøkonomiske overskuddet fanger dermed opp virkninger både for forbrukerne og produsentene av en vare. Figuren klargjør også sammenhengen mellom bruttoproduktet og det samfunnsøkonomiske overskuddet. Bruttoproductet fanger opp produsentoverskuddet pluss den delen av bedriftenes kostnader som går med til å dekke kostnader til arbeid, kapital samt skatter.

**Figur 23 Samfunnsøkonomisk overskudd - prinsippskisse**



$$\text{Bruttoproduct} = A+B$$

Kilde: THEMA Consulting Group AS

## 6.3 Energisektorens bidrag til verdiskapingen

Fra nasjonalregnskapet finner vi hvordan verdiskapingen er fordelt mellom ulike sektorer. **Tabell 11** viser bruttoproduktet i henholdsvis olje- og gassvirksomheten, kraftsektoren, samt de kraftintensive industriene innen metall og treforedling i prosent av bruttonasjonalproduktet for årene 2007 - 2010. Petroleumsindustrien er dominerende, men kraftsektoren er også betydelig og har et bruttoprodukt som er mange ganger høyere enn i de kraftintensive industrisektorene til sammen. Samlet verdiskaping i energisektoren og den kraftintensive industrien utgjør omlag 30 prosent av den totale

verdiskapingen i Norge. En stor del av leverandørindustrien, bygg og anlegg, konsulentvirksomhet og forskning er knyttet til å utvikle og produsere energiressursene våre. Tar en med disse omliggende aktivitetene, blir energisektorens betydning for den nasjonale verdiskapingen i Norge enda mer dominerende.

**Tabell 11: Bruttoproduktet i energisektoren og kraftintensive industrier i % av BNP i Norge**

Sektor	2010	2009	2008	2007	Snitt
Petroleum	25,6	24,3	30,0	26,0	26,5
Kraftproduksjon	3,0	2,8	2,9	2,4	2,8
Metallindustri	0,1	0,0	0,1	0,2	0,1
Treforedling	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1
<b>Sum</b>	<b>28,9</b>	<b>27,2</b>	<b>33,3</b>	<b>29,2</b>	<b>29,7</b>

Kilde: SSB

Når vi diskuterer implikasjonene for verdiskapingen, kan det være nyttig å skille mellom den verdiskaping som er knyttet til selve produksjonen av energiressursene våre og den verdiskapingen som er knyttet til omliggende verdikjeder som på ulikt vis er knyttet til produksjon og forbruk er energi. For eksempel utgjør leverandørindustrien en stor og viktig næringsgren i Norge. Denne industrien, som oppnådde en verdiskaping på 145 milliarder kroner i 2009, har blitt en stor og viktig næringsgren for Norge og langt viktigere i verdiskapingssammenheng enn for eksempel kraftsektoren<sup>37</sup>.

Menon har nylig gjennomført en analyse av de norske næringsmiljøene innen fornybar energi. Næringen består av ca. 2200 bedrifter som omsatte for 151 milliarder kroner i 2009. Den totale verdiskapingen målt ved bruttoproduktet var på nesten 60 milliarder. Totale lønnsutgifter var på 20 milliarder og næringen sysselsatte litt under 45 000 personer i 2009. Dette gjør næringen til den 8. største næringen målt ved bidrag til BNP. I Menons oversikt inkluderes både bedrifter som produserer og bedrifter som leverer teknologi til de produserende bedriftene.

Vi gjengir nedenfor en tabell fra Menons rapport, som viser den relative betydningen for norsk verdiskaping innen fornybar energi. Menon viser at den langt største delen av næringsvirksomheten innen fornybar kraft i dag er knyttet til vannkraft, som i 2009 bidro med 32 milliarder kroner i verdiskaping. Kraftoverføring og salg bidro om lag 13 milliarder kroner. De øvrige fornybare energiformene ga relativt beskjedne bidrag i 2009 i følge Menons studie.

<sup>37</sup>En kunnskapsbasert og fornybar energi- og miljønæring. Menon (2011.)

**Tabell 12: Verdiskaping innen fornybar energi 2009**

	Antall bedrifter	Oms (1000 NOK)	Verdiskaping (1000 NOK)	Lønnsutg (1000 NOK)	Antall ansatte
<b>Fornybar energi</b>					
Vannkraft	779	52 975 462	32 094 306	4 903 595	10897
Bioenergi	238	5 869 391	993 819	1 057 409	2350
Vindkraft	78	2 035 067	406 696	381 552	848
Solenergi	41	9 853 795	1 610 250	1 625 787	3613
Annen ren energi	28	1 484 692	685 409	152 758	339
<b>Sum fornybar energi</b>		<b>72218407</b>	<b>35790480</b>	<b>8121101</b>	<b>18047</b>
<b>Miljøteknologi og tjenester</b>					
Rådgivning	91	4 963 318	2 925 757	2 618 160	5818
Energieffektivisering	77	5 640 058	1 287 103	677 860	1506
Rensing av avgasser	39	1 842 133	368 755	187 962	418
Overvåking av miljøet	13	269 915	143 083	111 780	248
<b>Sum miljøteknologi og tjenester</b>		<b>12715424</b>	<b>4724698</b>	<b>3595762</b>	<b>7991</b>
<b>Tradisjonell miljørelatert virksomhet</b>					
Avfallshåndtering og resirkulering	571	21 546 019	6 475 447	4 208 529	9352
Distribusjon og handel med kraft	225	44609726	12966556	4300232	9556
<b>TOTALT</b>	<b>2180</b>	<b>151089576</b>	<b>59957181</b>	<b>20225624</b>	<b>44946</b>

Kilde: Menon

## 6.4 Petroleumssektoren

Det er grunn til å tro at klimapolitikken, alt annet like, vil redusere oljeprisen og dermed føre til lavere verdiskaping for i de oljeeksporterende landene. Det vil kunne ramme Norge som en stor oljeprodusent.

For gass er virkningene noe mer usikre, siden etterspørselen etter gass både kan øke eller gå ned som et resultat av klimapolitiske tiltak. Dersom gass erstatter kull i kraftproduksjon, og dersom CO<sub>2</sub>-fjerning av avgasser fra gasskraft blir en konkurransedyktig teknologi, vil verdiskapingen hos gassprodusentene kunne gå opp. Men som vi har sett av våre scenarier vil også gassetterspørselen på lang sikt kunne bli negativt berørt av en fremtidig dyptgripende klimapolitikk. For eksempel antar IEA at gass fases helt ut i innen 2050 i sitt 450 ppm scenario.

I Norge er oljeproduksjonen på vei ned, mens gassproduksjonen vil forbli på et høyt nivå i mange år framover, men fram mot 2050 vil mye av Norges petroleumsressurser trolig være produsert. For den norske petroleumssektoren er det forløpet av prisene, særlig de neste 20 årene som i særlig grad påvirker verdiskapingen. Det er stor usikkerhet med hensyn til størrelsen på gjenværende reserver og verdien av reservene, både på grunn av prisusikkerhet og usikre utbyggingskostnader. Grove anslag på basis av de reserveanslagene som Oljedirektoratet opererer med, viser at bruttoproduksjonsverdien av den fremtidige norske olje og gassvirksomhet kan komme opp i 4000 - 6000 milliarder kroner målt i nåverdi.<sup>38</sup>

<sup>38</sup> Ved en oljepris på 600 kroner pr fat og en gasspris på 1,7 øre/kWh har vi beregnet nåverdien av bruttoinntektene til vel 5000 milliarder kroner. Vi har da forutsatt den fremtidige produksjonen utgjør 7,3 mrd SM3, som er i tråd med Oljedirektoratets siste anslag på oppdagede og uoppdagede reserver.

Scenarioanalysen foran viser store utslag for petroleumsprisen. For oljeprodusentene vil konsekvensene bli lavere inntekter og høyere produksjonskostnader. Det fører til at grunnrenten svekkes, statens inntekter fra petroleumsvirksomheten faller og en mindre andel av olje og gassressursene blir lønnsomme å bygge ut. For Norges petroleumsformue kan utslagene bli store. I referansescenariet antar IEA at oljeprisen vil ligge rundt 130 USD/fat i 2030, mens i de to klimapolitikksenarioene faller prisen til henholdsvis 90 og 110 USD/fat, en nedgang på inntil 30 prosent. En nedgang i oljeprisen (og gassprisen) på 30 prosent vil således kunne redusere bruttoproduksjonsverdien av Norges oljeressurser med anslagsvis 1500 milliarder kroner, dvs ca. halvparten av dagens verdi på oljefondet for å sette det i perspektiv. Vi har her utelukkende tatt med priseffekter. Hvordan et 30 prosent prisfall vil påvirke utvinnbare reserver kommer i tillegg.

## 6.5 Kraftsektoren fram til 2030

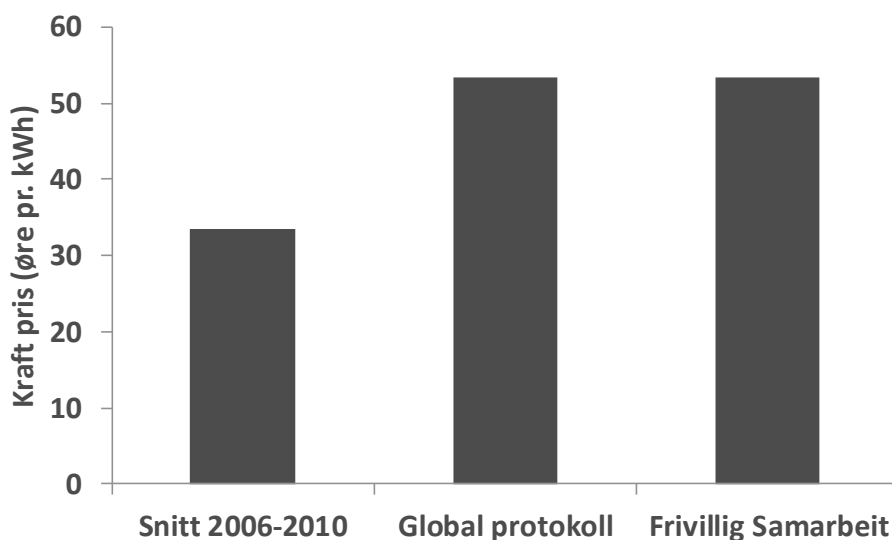
### 6.5.1 Innledning

Scenarioanalysen indikerer at en dyptgripende klimapolitikk gir store endringer i den europeiske kraftsektoren. Sammensetningen av produksjonskapasiteten vris i retning av fornybare energikilder på bekostning av kraftanlegg basert på fossilt brensel. Det skjer også omfattende endringer i krafttetterspørselen. Samlet sett er etterspørselsutviklingen relativt flat, men sammensetningen endres ganske mye. På den ene siden vil energiøkonomisering føre til at kraftforbruket i blant annet industri og bygg går ned, mens konvertering til kraft i transportsektoren virker i motsatt retning. Kraftprisen går vesentlig opp særlig på kontinentet. Karbonprisen øker også kraftig, mest i Global Protokoll-scenarioet.

Konsekvensene for verdiskaping og næringsutvikling i den norske kraftsektoren kan bli omfattende. Nedenfor ser vi på de viktigste effektene.

I forhold til gjennomsnittsprisen i Norge for perioden 2006 – 2010 øker realprisen for kraft med 60 prosent fram til 2030 i våre to scenarier. Det tilsvarer en oppgang på 20 øre pr kWh. Økte kraftpriser slår rett inn i den løpende inntjeningen for de eksisterende kraftanleggene og fører til at verdiskapingen målt ved næringens bidrag til BNP går opp tilsvarende.

Figur 24: Norske kraftpriser i 2030 sammenlignet med gjennomsnittspris for perioden 2006 – 2010 under ulike scenariorutsetninger



Kilde: THEMA Consulting Group, The-Ma Kraftmarkedsmoell, Nordpool

I tillegg til at prisoppgangen øker inntektene i allerede eksisterende kraftanlegg, vil næringen realisere en høyere verdiskaping knyttet til nye utbygginger av vind og vannkraft. ~~Tabell 13~~ ~~Tabell 13~~ viser hvilke antagelser som er gjort når det gjelder utbygging av ny vind- og vannkraft både i de to scenarioene. Økningen utgjør rundt regnet 20 TWh med en ganske jevn fordeling mellom vindkraft og vannkraft. Vind- og vannkraftsatsningen i Norge representerer verdiskapingsmuligheter både gjennom norske leverandørbedrifters deltagelse i kraftutbyggingen og gjennom de fremtidige inntektene kraftanleggene vil generere.

Tabell 13: Økt produksjon av vind og vannkraft i 2030 sammenlignet med 2010. TWh

	Global Protokoll	Frivillig samarbeid
Ny vindkraft	10.8	8.7
Ny vannkraft	10.9	11.1
<b>Total</b>	<b>21.7</b>	<b>19.8</b>

Kilde: THEMA Consulting Group AS

Scenariorutsetningene skiller også en hel del når det gjelder utbygging av ny kabelkapasitet mellom Norden og øvrige Europa, jfr ~~Tabell 9~~ ~~Tabell 9~~ i kapittel 5. Kabelkapasiteten kan brukes til økt kraftutveksling og gir god lønnsomhet og styrker forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet. Det er også mulig at noe av kapasiteten kan brukes til salg av fleksibilitet til aktører på Kontinentet og/eller UK. Verdiskapingsmulighetene som skapes ved mer omfattende kraftutveksling og salg er knyttet dels til utbyggingsfasen for nett og produksjon, der norske bedrifter vil få en del av leveransene, og dels til økte inntekter når kablene settes i drift.

~~Tabell 14~~ ~~Tabell 14~~ oppsummerer endringen i verdiskapingen i kraftsektoren i 2030 sammenlignet med 2010 under de ulike scenariorutsetningene, fordelt på bidrag fra

*eksisterende kraftanlegg, nye kraftanlegg og økt kraftutveksling.* Tabellen viser endringer i verdiskaping slik den fremkommer i nasjonalregnskapet, dvs. næringens bidrag til bruttonasjonalproduktet målt ved bruttoproduktet og endringene i det samfunnsøkonomiske overskuddet.

**Tabell 14: Endring i kraftsektorens verdiskaping og samfunnsøkonomisk overskudd i 2030 vs 2010 under ulike scenarioforutsetninger. Milliarder kroner (2011)**

	<b>Gobal Protokoll</b>	<b>Frivillig samarbeid</b>
Økt bruttoprodukt eksisterende kraftproduksjon	<b>24</b>	<b>24</b>
Økt bruttoprodukt ny kapasitet	<b>12</b>	<b>11</b>
Økt bruttoprodukt kraftutveksling	<b>19</b>	<b>5</b>
Økt verdiskaping i kraftsektoren	<b>55</b>	<b>40</b>
-Kostnader kabelinvesteringer	<b>5</b>	<b>2</b>
-Kostnader ny kraftproduksjon	<b>9</b>	<b>8</b>
-Redusert konsumentoverskudd	<b>23</b>	<b>26</b>
Økt samfunnsøkonomisk overskudd	<b>18</b>	<b>3</b>

Kilde: THEMA Consulting Group

Verdiskapingen i kraftsektoren går opp i alle scenarioene, men mest i Global Protokoll-scenarioet der den øker med ca. 55 milliarder kroner på årsbasis. Økningen utgjør i størrelsesorden 75 pst. i forhold til Menons anslag og verdiskapingen innen fornybar energi i Norge i 2009. Verdiskapingen innen kraftproduksjon- og overføring øker med om lag 100 prosent i forhold til 2009.

Økt bruttoprodukt for eksisterende kraftproduksjon er en ren priseffekt, mens økt verdiskaping (bruttoprodukt) knyttet til ny produksjonskapasitet er en volumeffekt ved at kapasiteten utvides. Den økte verdiskapingen i kraftutveksling er knyttet til at det investeres i økt overføringskapasitet mellom Norge og Kontinentet og UK. Vi må understreke at verdiskapingen tallfestes gjennom anslag for bidrag til BNP når eventuelle investeringer er gjennomført og sier ikke noe om lønnsomheten av de investeringer som ligger bak.

Også det samfunnsøkonomiske overskuddet øker i begge scenarioene. Det skyldes at økningen i produsentoverskuddet er større enn reduksjonen i konsumentoverskuddet. Det er igjen kabelinvesteringene som bidrar mest til at det samfunnsøkonomiske overskuddet går opp.

Vi vil nedenfor utdype disse resultatene noe.

### **6.5.2 Ny vind- og vannkraft**

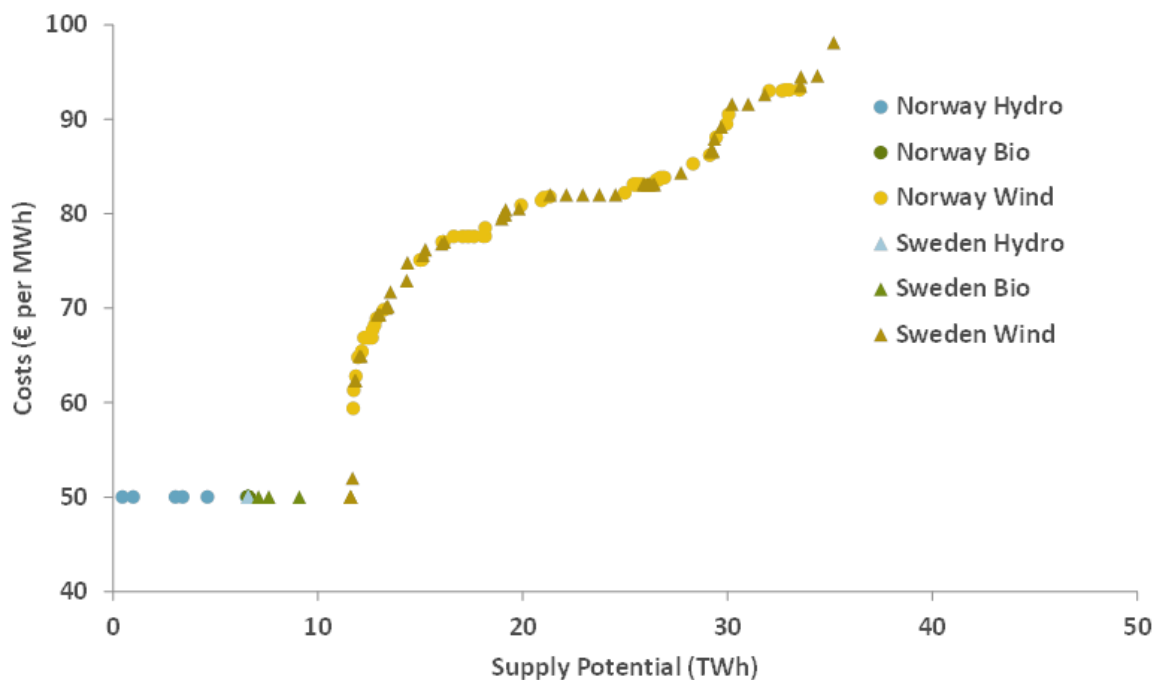
I de neste 20 årene vil det bli bygget ny fornybar kraftproduksjon i Norge. Økningen kan forventes å fordele seg relativt likt mellom vind og vann.

#### *Vindkraft*

Norge er ett av landene i verden med de beste vindkraftressursene i form av både mye og relativt stabil vind. Lite av Norges vindkraftressurser er bygget ut som en følge av manglende lønnsomhet med dagens rammebetingelser. I dag er store deler av dette potensialet ikke lønnsomt å bygge ut.

Kurven i ~~Figur 25~~ **Figur 25** nedenfor viser anslåtte utbyggingskostnader for vindkraftressursene i Norge og Sverige. Den indikerer at når prisen øker til 80 Euro/MWh eller mer blir en ganske stor del av vindkraftpotensialet lønnsomt å bygge ut.

**Figur 25: Tilbudskurve for ny fornybar kraft (2020)**



Kilde: THEMA Consulting Group

Vindkraftsatsningen i Norge representerer verdiskapingsmuligheter både gjennom norske leverandørbedrifters deltagelse i vindkraftutbyggingen og gjennom de fremtidige inntektene vindkraftanleggene vil generere. I 2010 ble det produsert ca. 1 TWh vindkraft i Norge, alt fra landbaserte vindparker.

I følge NVE (2011)<sup>39</sup> utgjør konsesjonssøknader og meldinger til sammen ca. 25.000 MW, og det aller meste av dette er landbasert. Hvor mye vindkraft som blir bygget i Norge, vil være avhengig av pris på grønne sertifikater og hvordan disse utformes.

De totale utbyggingskostnadene er anslått til å være i størrelsesorden 4,3 til 6,4 milliarder per TWh (basert på tall fra NVE (2010))<sup>40</sup>. Ca 70 – 75 prosent av investeringskostnaden vil være knyttet til selve turbinen. Leveranser av turbiner vil komme fra utenlandske aktører slik markedet ser ut i dag. Dersom man antar at den resterende delen av investeringene tilfaller norske aktører, utgjør norske leveranser mellom 1 og 1,6 milliarder kroner pr. TWh vindkraft som bygges ut i Norge. En utbygging av om lag 10 TWh ny landbasert vindkraft, som vi har forutsatt vil komme innen 2030, vil de samlede leveransene fra norske bedrifter kunne komme opp i mellom 10 og 16 milliarder kroner totalt i løpet av perioden fram til 2030.

<sup>39</sup> NVEs hjemmeside: [www.nve.no](http://www.nve.no)

<sup>40</sup> Tilgang til fornybar energi i Norge – Et innspill til Klimakur 2020 – NVE Rapport 2/2010

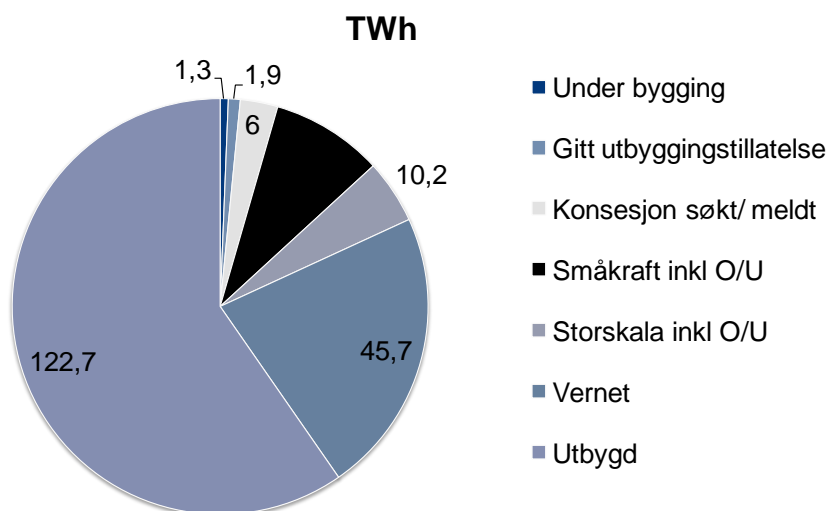
Inntektene fra vindkraft er avhengig av summen av markedsprisen på kraft og framtidig sertifikatpris. For å komme fram til vindkraftproduksjonens bidrag til den nasjonale verdiskapingen må en trekke fra vareinnsatsen, som anslagsvis utgjør 2 prosent av investeringskostnaden. Ved en samlet kraftpris og sertifikatpris på 80 Euro/MWh blir den årlige verdiskapingen pr TWh vindkraft rundt regnet en halv milliard kroner. En videre utbygging av vindkraft på 10 TWh gir dermed en økning i det årlige bruttoproduktet med ca. 5 milliarder kroner.

### Vannkraft

Muligheter for utbygging av vannkraft i Norge er fortsatt betydelig. I henhold til NVE er det totale utbyggingspotensialet med investeringer tilsvarende maks 3 kr/ kWh og som ikke er vernet i underkant av 40 TWh. Når prisen kraftprisen øker, vil dette potensialet gå ytterligere opp.

Potensialet for vannkraftutbygging er i stor grad knyttet til småkraftprosjekter, oppgraderinger eller utvidelser av eksisterende anlegg som vist i **Figur 26** under. Det skyldes at de aller fleste større vassdrag som ikke er varig vernet, allerede er bygget ut. Dette gjelder særlig vannkraft med større magasiner. Vi antar i det videre at utbygging av vannkraft fordeler seg med en tredjedel på hver av småkraft, oppgradering/utvidelser og vannkraft over 10 MW.

**Figur 26** Potensialet for vannkraft I Norge med investeringskostnad lavere enn 3 kr/kWh.



Kilde: NVE

Forretningsmuligheten som kan knyttes til utbygging av vannkraft i Norge består av markedspotensialet for leverandørbedriftene og de fremtidige inntektene den økte kraftproduksjonen for norske kraftselskap gir.

Utbygging av vannkraft i Norge kan anslagsvis komme opp i 1-1,2 TWh per år de neste 10 årene. Dette er en omtrent en dobling av det nivået på vannkraftutbygginger vi har sett de siste årene. Antakelsen er basert på at grønne sertifikater blir innført, og at det gjør det interessant for norske kraftselskaper å bygge ut mer vannkraft. Vi har forutsatt en utbyggingskostnad på 3 kroner per kWh eller mindre. Det gir et årlig markedspotensial for



vannkraftinvesteringer i Norge på mellom 3 til 3,6 milliarder kroner. Det meste av dette markedet vil tilfalle norske aktører, men anslagsvis halvparten av verdiskapingen vil skje i utlandet gjennom produksjon av større komponenter.

Når kraftanleggene er satt i drift, vil det årlige bidraget til verdiskapingen ligge på vel en halv milliard kroner per TWh, eller vel 5 milliarder kroner per år, hvis vi forutsetter en kraftpris 80 Euro/TWh. Vi forutsetter da at all ny vannkraft kvalifiserer for inntekter fra grønne sertifikater.

### 6.5.3 Økt kraftutveksling og salg av reguleringstjenester med utlandet

I de senere årene har mange aktører i den norske kraftbransjen pekt på de mulighetene for økt verdiskaping som den store utbyggingen av fornybar energi i Europa representerer for Norge ved at norske produsenter kan levere reguleringstjenester til markeder utenfor Norden. For å sikre kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk, må variasjonene i produksjonen fra vindkraften utjevnes ved at annen produksjon gjøres tilgjengelig og tilbyr regulerings- og balansetjenester i et helt annet omfang enn tidligere. Utbyggingen av fornybare energikilder, som vindkraft og sol, vil øke behovet fleksibilitet utover det som allerede er tilgjengelig i den europeiske kraftsektoren. Frontier Economics & Consents (2011)<sup>41</sup> har anslått at Europa får et økt behov for fleksibilitet på i størrelsesorden 16 GW utover det som allerede (vil) finnes i kraftsystemet i 2020 og 2030. Estimater omfatter Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Sveits, Østerrike og Storbritannia.

Regulerbar vannkraft er godt egnet til å balansere ut svingningene i både vindkraft og annen "tilfeldig" produksjon. Produksjonen fra vannkraftverk kan enkelt reguleres, og kostnadene er lave sammenlignet med regulering av termiske kraftverk. Termiske kraftverk har også særlig store utslipp når de benyttes til regulering.

For at norsk vannkraft i økende utstrekning skal kunne benyttes til å støtte utviklingen av et mer fornybart produksjonssystem i Europa, må det bygges flere forbindelser mellom Norge og kontinentet og/eller Storbritannia. Europeiske aktører gis dermed mulighet til å handle med norske vannkraftprodusenter både til å dekke forbruk i høylasttimer og til å balansere kortsiktige variasjoner i produksjon og forbruk. Slike kabler kan brukes både til kraftutveksling og til salg av reguleringstjenester. Noen reguleringstjenester krever imidlertid at det reserveres plass i overføringsforbindelsene. Denne kapasiteten kan i så fall ikke anvendes til løpende kraftutveksling.

Våre beregninger presentert i [Tabell 9](#) viser at kabelprosjektene vil generere store overskudd. Disse overskuddene vil fremkomme som økt inntjening både hos de aktørene som investerer i overføringsanleggene og for kraftprodusenter gjennom lavere nettleie.

Verdiskapingsmulighetene, som skapes ved mer omfattende kraftutveksling og salg av balansetjenester, er betydelige. Mulighetene er knyttet dels til utbyggingsfasen for nett og produksjon, der norske bedrifter vil få en del av leveransene, dels til økt salg av balansetjenester.

Det må understrekes at dette potensialet ikke kan legges til det potensialet som er beregnet i [Tabell 9](#). Årsaken er at inntektsanslagene for de kablene som bygges omfatter både spotkraftutveksling og salg av ulike reguleringstjenester.

<sup>41</sup> The European Renewables Challenge, London

## 6.6 Industri- og næringsutvikling

### 6.6.1 Industriens konkurranseevne

Industriens konkurranseevne – og dermed verdiskapingspotensial kan bli påvirket av klimapolitikken ved at tilbuds- og etterspørselsforholdene i eksisterende industrier endres. For Norge, som har en stor kraftintensiv industri, er dette et viktig spørsmål.

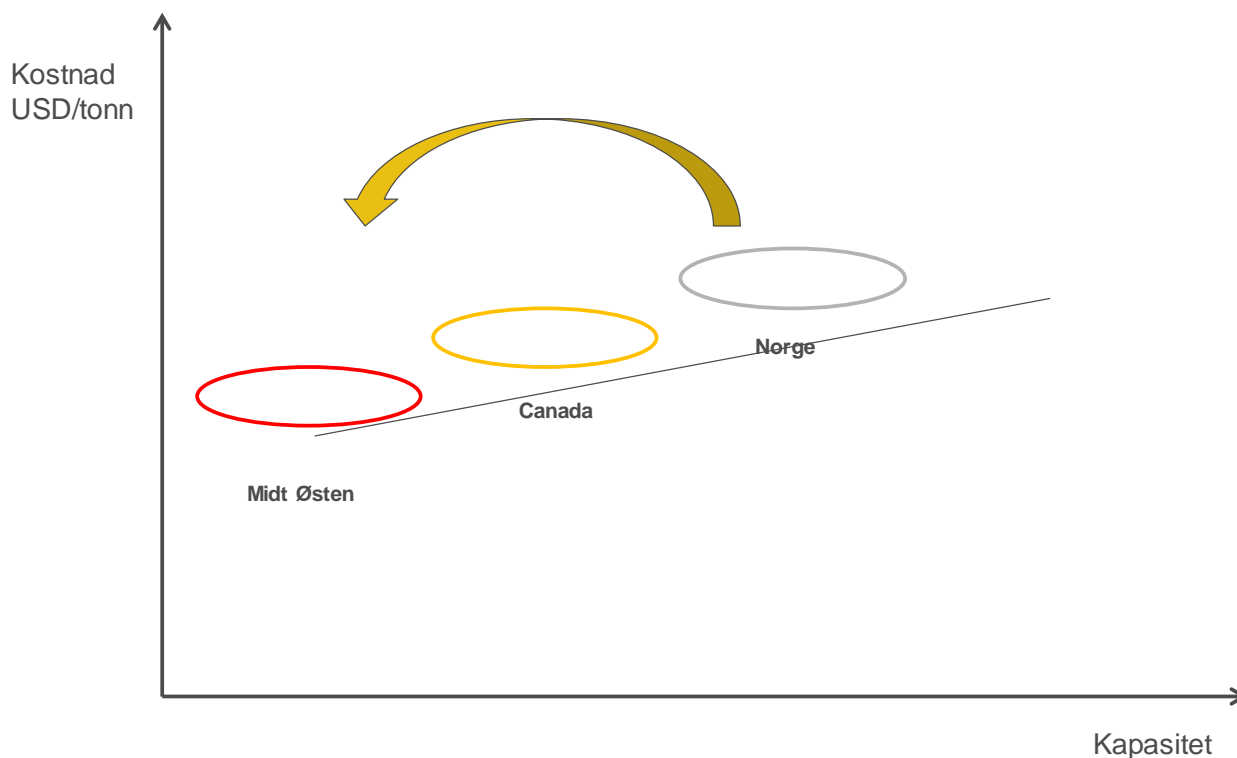
Økte kraftpriser kan føre til at verdiskapingen i den kraftkrevende industrien faller. Når kraftprisen går opp, øker verdien av vareinnsatsen og dermed faller bruttoproduktet. Det reduserer industriens inntjening og bidrag til verdiskapingen.

Økte kraftpriser kan imidlertid bli overveltet i produktprisene noe som i så fall vil dempe den negative effekten på verdiskapingen. I hvilken grad det vil skje, er blant annet avhengig av konkurranseforholdene innen de ulike industrisegmentene og hvordan klimapolitikken utformes. Hvis for eksempel en prisøkningen gjelder for alle konkurrentene i en bransje, blir prisøkningene overveltet i produktprisene og konsekvensene industriens bidrag til verdiskapingen tilsvarende mindre.

Både i Norge og i Europa for øvrig har en vært opptatt av effektene for industrien hvis klimareguleringene fører til at konkurranseforholdene vris. Det kan skje dersom man i ulike regioner innfører forskjellig klimapolitikk. Denne effekten kalles for karbonlekkasje. Hvis for eksempel Europa pålegger sin industri utslippskostnader gjennom klimapolitikken som bedrifter utenfor Europa slipper, vil konkurranseevnen til de europeiske bedriftene bli svekket. Det vil i verste fall kunne føre til at bedriftene flytter ut. Det vil ikke bare underminere verdiskapingen i Europa, men også redusere og i verste fall pulverisere deler av de positive effektene av klimareguleringene som Europa innfører. Faren for karbonlekkasje har ført til at Europa vurderer å innføre kompensasjonsmekanismer som skjermer de europeiske bedriftenes mot svekket konkurranseevne. EU-kommisjonen arbeider for tiden med å klargjøre sine retningslinjer når det gjelder utformingen av kompensasjonsmekanismene.

I våre to klimascenarier øker kraftprisen i Norge mindre enn i Europa for øvrig. Det betyr at konkurranseevnen for norske bedrifter bedres i forhold til europeiske konkurrenter utenfor Norden. Konkurransen fra den europeiske kraftintensive industrien utenfor Norden er ikke omfattende.

Figur 27 Tilbudskurven for aluminiumsindustrien – ved en forbedring av norske produsenters konkurranseposisjon.



Kilde: THEMA Consulting group AS

Hvordan konkurranseevnen i forhold til konkurrenter utenfor Europa er både et spørsmål om relative energipriser og hvordan andre konkurranseparametre utvikler seg. Viktige forhold i tillegg til energipriser er det generelle kostnadsnivået, kompetanse og politisk stabilitet. Tilgang på gode havneforhold har også betydning.

Det er likevel de relative energiprisene som har størst betydning for hvordan konkurranseforholdene innen den kraftintensive industrien utvikler seg. Det er et spørsmål som ikke bare påvirkes av klimapolitikken. På dette punktet kan det være et stort skille mellom scenarioene. I Global Protokoll der en får en global avtale med forpliktende utslippsbegrensninger, vil problemene med karbonlekkasje være mindre og en kan forvente at utslippskostnadene etter hvert vil utvikle seg likt for alle aktørene. Da vil norske produsenter kunne bedre sin konkurranseposisjon slik vi har illustrert i [Figur 27](#). I Frivillig Samarbeid er det en større risiko for at karbonlekkasje blir et vedvarende problem som kan svekke konkurranseevnen til den kraftintensive industrien i Europa. Hvor alvorlig denne faktoren blir, er avhengig av innføring og eventuell utforming av kompensasjonsmekanismer.

Det er grunn til å forvente at land med god tilgang på fornybare energikilder over tid vil styrke sin konkurranseposisjon i en verden som er under påvirkning av en dyptgripende klimapolitikk. Det er derfor god grunn til å forvente at den kraftkrevende industrien vil forbli lokalisert i Norge og andre land og regioner med tilsvarende god tilgang på fornybare energikilder. Vi har i våre analyser antatt at den kraftintensive industrien reinvesterer i Norge og dermed opprettholder sitt nåværende kraftforbruk.

## 6.7 Verdiskapingskonsekvenser av særnorske utslippskostnader

Både den internasjonale klimapolitikken, herunder EUs klimapolitikk, setter rammer for norsk klimapolitikk. Samtidig kan Norge ha en nasjonal klimapolitikk med et ambisjonsnivå og virkemidler som går utover de forpliktelsene som følger av internasjonale avtaler. En nasjonal klimapolitikk som pålegger norske aktører utslippskostnader som ligger vesentlig over utslippskostnadene som andre aktører stilles ovenfor, påvirker norske aktørers konkurranseevne og de ulike sektorenes bidrag til den nasjonale verdiskapingen.

De utslippsmålene, som følger av internasjonale og eventuelle særnorske tiltak og reguleringer, har ulike konsekvenser for forskjellige sektorer. I Norge vil petroleumssektoren og transportsektoren stå for de sterkeste utslippsreduksjonene sett i forhold til referansebanen, jfr drøftingen i kapittel 3. Men også industrisektoren vil måtte ta betydelige utslippskutt.

I Norge er det særlig petroleumssektoren som har stått for de største utslippsøkningene siden 1990. Oppdaterte tall fra Klif (2011)<sup>42</sup> viser dessuten at de forventede utslippene fra petroleumssektoren i 2020 i den såkalte referansebanen har økt, mens de har gått ned både i industrien og i transportsektoren. Nye lovende funn på norsk sokkel gjør at en kan forvente ytterligere økning i de forventede utslippene fra denne sektoren. Det er derfor grunn til å forvente at utslippene fra sokkelen og elektrifisering av installasjonene vil få økt oppmerksomhet.

Hvis Norge pålegger petroleumssektoren å elektrifisere deler av sokkelen med tiltakskostnader vesentlig over de utslippskostnadene som følger av de internasjonale utslippskostnadene, vil det ha virkninger for verdiskapingen og inntektsfordelingen mellom sektorer som kan oppsummeres til følgende:

- Utvinningskostnadene øker på sokkelen. Det fører til et lavere overskudd for oljeselskapene og lavere skatteinntekter til den norske staten. Tiltakskostnadene for å elektrifisere sokkelen ligger rundt 1500 – 2000 kroner pr tonn CO<sub>2</sub> i gjennomsnitt. Et utslippskutt på 5 millioner tonn vil koste mellom 7,5 og 10 milliarder kroner dersom en velger elektrifisering. Minst 80 prosent av denne kostnaden dekkes av den norske staten gjennom skattesystemet. Dersom selskapene i stedet kjøper kvoter vil kostnadene bli vesentlig lavere. I forhold til dagens kvotepris på 100 kroner pr tonn er merkostnadene 7- 9,5 milliarder kroner. I forhold til kvoteprisene i våre to scenarier på henholdsvis 650 kroner i Global Protokoll og 270 kroner pr tonn i vil merkostnadene ligge mellom 4,25 og 8,65 milliarder kroner avhengig hvilke scenarier og tiltakskostnader som legges til grunn. Minst 80 prosent av disse økte kostnadene vil bli dekket av staten gjennom petroleumsskattesystemet.
- Økt etterspørsel etter kraft øker kraftprisen i det norske kraftmarkedet. Et utslippskutt på sokkelen på 5 millioner tonn CO<sub>2</sub>, tilsvarer en økt kraftetterspørsel

---

<sup>42</sup> "På vei mot 2020- hva sier utslippsframskrivningene? Notat fra KLIF til Miljøverndepartementet 8.12.2010.

på rundt regnet 10 TWh per år, som tilsvarer en økt kraftpris på 2 Euro per kWh i følge sensitivetsberegningene i kapittel 5. Det tilsvarer et økt produsentoverskudd i kraftsektoren på vel 2,3 milliarder kroner på årsbasis med utgangspunkt i dagens kraftbalanse.

- Høyere kraftpris reduserer konsumentoverskuddet med anslagsvis 2 milliarder kroner på årsbasis, herav vil den kraftkrevende industrien bære anslagsvis en halv milliard i form av høyere energikostnader.

En slik politikk vil med andre ord med gi en total årlig kostnad på i størrelsesorden 4,0 – 8,5 milliarder kroner i form av et lavere samfunnsøkonomisk overskudd.

## 6.8 Verdiskapingsperspektiver fram til 2050

De globale ressurs-, miljø- og klimautfordringene kan komme til å kreve grunnleggende omstillinger i økonomien og endringer i hvordan vi produserer, distribuerer og forbruker energi. Det er grunn til å tro at en slik omstilling vil skyte fart i perioden 2030 til 2050. Det er i denne perioden at kurvene for reduksjon i de globale utslippskuttene er særlig sterke.

Den internasjonale klimapolitikken er en viktig faktor for når og i hvilket omfang en slik omstilling kommer. Når infrastrukturen, produksjonsprosessene, produktene og forbruksmønstrene trekkes i en retning av lavere karboninnhold, vil det samtidig skje strukturelle endringer i økonomien ved at noen markeder opplever vekst, nye markeder kommer til, mens andre opplever fall og kanskje forsvinner helt. De endringene som kan komme, vil gripe langt dypere inn i økonomien enn til energisektoren. Energi er likevel den sektoren som først merker omstillingsbehovet og sannsynligvis står overfor de største utfordringene. Men også andre sektorer, i første rekke transportsektoren og industrien, vil stå foran betydelige omstillinger. Det vil oppstå nye markeder for å betjene de behovene som endringer i energisystemet medfører.

En sentral faktor i det langsiktige bildet er den teknologiske utviklingen. I et 20-40 års perspektiv er det grunn til å forvente (og håpe på) store teknologiske framskritt i alle deler av økonomien som vil lette overgangen til lavkarbonsamfunnet. Særlig sentralt står den teknologiske utviklingen knyttet til mer effektiv bruk av energi og produksjonsteknologier innen fornybare energi og CCS (Carbon Capture and Storage). I et langsiktig perspektiv kan en heller ikke utelukke teknologiske gjennombrudd som får dyptgripende innvirkninger. Det ligger i sakens natur at slike gjennombrudd er svært krevende å skulle forutse.

Klimapolitikken vil også kunne føre til betydningsfulle endringer i hvordan verdiskaping og økonomisk vekst fordeler seg mellom nasjoner. Det avgjørende er delvis hvordan landenes næringsstruktur er i dag, men kanskje først og fremst hvilken kapasitet landene har til å tilpasse seg endringene i produksjons- og forbruksmønstrene som kan komme som følge av de klimapolitikkdrevne omstillingsprosessene.

Skal en få til en global omstilling som klimaproblemet krever, er det nødvendig at en stor del av energiproduksjonen legges om og baseres på fornybare energikilder. For at man skal få fram tilstrekkelige investeringer i fornybar energi må man ta i bruk reguleringer som sørger for at investorene får dekket sine kostnader inklusiv en rimelig kapitalavkastning. Men hvordan reguleringene utformes kan ha svært ulike inntektsfordelingsvirkninger både for markedsaktører og land. Norge har med sin store utbygde vannkraft og en særstilling sammenlignet med de fleste andre land i Europa. Et

sentralt spørsmål for Norge blir derfor hvordan klimareguleringer påvirker verdien den vannkraften som allerede er bygget ut.

På kort og mellomlang sikt vil næringsstrukturen være relativt fast. Da vil virkningene for verdiskapingen av klimapolitikken i første rekke avhenge av hvordan terms of trade påvirkes, dvs. hvordan prisene på Norges eksportprodukter endrer seg i forhold til prisene på de varene vi importerer.

Norge er i dag en stor eksportør av råvarer og halvfabrikata der olje og gass er helt dominerende. Virkningene for norsk økonomi vil derfor i særlig grad avhenge av hvordan olje og gassprisene endrer seg i forhold til andre varer og tjenester. Prisutviklingen for kraft vil også påvirke verdiskapingen, men siden en betydelig andel av kraftproduksjonen i dag går som innsatsfaktor i næringsliv og offentlig forvaltning vil noe av økningen av verdiskapingen på produksjonsleddet bli motvirket av et fall i verdiskapingen i øvrige deler av økonomien.

På lengre sikt vil næringsstrukturen endre seg. Da er det i første rekke Norges omstillingsevne som avgjør hvilke implikasjoner en fremtidig klimapolitikkdrøvet omstillingsprosess vil få.

Et viktig spørsmål som er særlig betydningsfullt for Norge er hvordan klimapolitikken slår inn i energiprisene, det være seg petroleum eller kraft. For Norge er betydningen for olje- og gassprisene det aller viktigste spørsmålet når nasjonal verdiskaping står på agendaen.

Hvordan og når implikasjonene for verdiskapingen kommer, er avhengig av klimapolitikkens forløp og utforming. Det er også slik at ulike forløp og innretning på de klimapolitiske virkemidlene vil ha ulike konsekvenser for inntektsfordeling og den internasjonale arbeidsfordelingen.

### 6.8.1 Omstilling gir nye muligheter

Som vi har påpekt foran vil en omstillingsprosess mot et lavkarbonsamfunn medføre betydelige endringer i hvordan vi produserer, distribuerer og forbruker energi. Omstillingsprosessene vil kunne føre til omfattende endringer også for de industrielle markedene. Det er selvsagt krevende å skulle konkretisere hvilke industrielle produktmarkeder som i særlig grad vil merke endringene, men ved å ta utgangspunkt i de områdene som vil bli berørt, kan en få indikasjoner på hvor endringene vil komme.

Den globale utviklingen vil skape etterspørsel etter nye løsninger og investeringer direkte, men nye produkter og tjenester med utgangspunkt i etablert infrastruktur vil også bli et vekstområde. I en europeisk sammenheng er særlig konsekvensene av den sterke veksten innen fornybar kraftproduksjon interessante. Avfallshåndtering er et annet område som kan bli styrket. CCS er en annen en form for avfallshåndtering der Norge har satset mye på kompetanse- og teknologiutvikling. I hvor stor grad norske næringsmiljøer lykkes i en fremtidig satsning CCS industri er for tidlig å si.

Det er grunn til å forvente at markeder – eller økonomiske aktiviteter – som gir positiv effekt i klima- og ressursregnskapet vil oppleve økt etterspørsel. Det gjelder for eksempel produkter og tjenester som bidrar til å øke effektiviteten gjennom redusert energi- eller ressursintensitet. Det samme gjelder produkter og tjenester som fører til reduserte utslipp gjennom forbedrede og nye prosesser. Bedrifter som utvikler teknologi og metoder for bedre rensing vil også kunne merke økt etterspørsel etter sine tjenester.

Bedrifter og forskningsmiljøer som utvikler nye systemer, teknologier og produkter som direkte er knyttet til de klimamålene målene, vil oppleve vekst først. Deretter vil leverandører av varer og tjenester i forbindelse med investeringer i relevante produksjonsanlegg, infrastruktur eller utstyr oppleve vekst. Til slutt når veksten aktører som er knyttet til driften av anleggene, enten som eiere eller leverandører.

### 6.8.2 Eksempler på vekstmuligheter ved overgangen til lavkarbonsamfunnet.

I rapporten "Grønne forretningsmuligheter"<sup>43</sup> valgte en ut noen eksempler på verdikjeder som viste bredden i de typer markeder kan stå foran vekst i overgangen til lavkarbonsamfunnet. Vi nevner her de verdikjedene behandlet i denne rapporten som ikke er inkludert i avsnittene foran:

#### *Måle- og styringssystemer*

Teknologier som toveiskommunikasjon, fjernstyring og intelligente styringssystemer kan muliggjøre langt mer effektiv energiutnyttelse. Bygg representerer et stort potensial og indirekte kan måling og styring også tilrettelegge for mer bruk av fornybar energi gjennom smarte nett.

#### *Effektiv belysning*

På grunn av nye reguleringer og Enovas rolle som pådriver innen energieffektivisering, har det vært en vekst i norske firmaer som driver med salg og installasjon av energi-effektive belysningsløsninger i Norge de senere årene, og her er også potensialet ansett som økende. Produksjon anses som lite aktuelt i Norge ettersom asiatiske land allerede har bygget seg opp en ledende posisjon innenfor dette.

#### *Offshore Vind*

Vindkraft produsert av vindmøller installert på flytende plattformer offshore er et teknologiområde som ligger godt til rette for norsk næringsliv å ta del i. Norge har en geografisk nærhet til viktige steder for etablering av offshore vindparker i Nordsjøen og norske næringsmiljøer har relevant kompetanse innen offshoreteknologi og marine operasjoner. Basert på dette kan vindkraft representere betydelige forretningsmuligheter for norske aktører. Offshore vind har en høy kostnad og kan kreve ytterligere støtteordninger, selv med det kraftprisnivået som våre klimapolitikksscenarier indikerer.

#### *Solenergi*

IEA anslår at installert kapasitet i kraft fra solceller vil overstige 100.000 MW i 2020, noe som er en mangedobling fra dagens nivå på ca. 15.000 MW. De norske aktørene har gjennom 15 år bygget opp kompetanse som samlet er i verdensklasse innen framstilling og klassifisering av krystallinsk silisium, nødvendig prosessteknologi, modellering og karakterisering av nye materialer. For tiden er det overkapasitet i deler av denne bransjen og Norges flaggskip på dette feltet, REC, sliter hardt.

#### *Internasjonal vannkraft*

Norske investorer har vist seg konkurransedyktige i et internasjonalt krevende marked for utbygging av vannkraftprosjekter. Bedrifter som SN Power, Statkraft, Trønder Energi,

---

<sup>43</sup> ECON-Rapport 2010-050

BKK og Tinfos har etablert prosjekter i utlandet. Men samlet sett bør den norske kraftsektoren ha langt høyere ambisjoner på det internasjonale markedet.

#### *Infrastruktur for elbiler*

En elbil er 4-5 ganger mer energieffektiv enn tradisjonelle biler med forbrenningsmotor. Videre vil en elektrifisering av veitransporten føre til en konvertering av drivstoff fra fossilt til strøm som kan være produsert fra fornybare energikilder.

Forretningsmulighetene for norske aktører vil ligge i utvikling av batterier og biler, og i noen grad også produksjon av biler og batterier, samt salg av strøm som drivstoff. Utvikling og produksjon av ladepunkter inkludert betalingsløsninger kan også innebære en mulighet for norske bedrifter. I tillegg vil det være forretningsmuligheter i forbindelse med servicefunksjoner knyttet til bruk av elbiler som bilverksteder og utleie av biler.

#### *Aluminium i nye anvendelser*

Aluminium er en viktig råvare i en rekke produksjonsprosesser og en av Norges viktigste eksportvarer. Produksjon av aluminium er svært energikrevende. Imidlertid kan anvendelse av aluminium som erstatning for stål eller andre tunge metaller ha positiv miljøeffekt, både fordi det veier mindre og på grunn av egenskaper i selve metallet.

Hydro er den desidert største norske aktøren i denne sektoren. Aluminiumsindustrien er preget av stor grad av teknologiutvikling, men også fremstilling av profiler og delprodukter, særlig til bygg. Hydro er en sentral aktør på bestanddeler til bygg er selskapet i dag i mindre grad enn tidligere involvert i produksjon av bildeler. Her er imidlertid norskeide og svenskbaserte Sapa en viktig aktør.