



**Johan Castberg - konsekvenser av  
elektrifisering**

**På oppdrag fra Statoil**

April, 2016

Final version

**Om prosjektet****Om rapporten**

Prosjektnummer:	STO-16-01	Rapportnavn:	Johan Castberg - konsekvenser av elektrifisering
Prosjektnavn:	Johan Castberg Electrification Study	Rapportnummer:	2016-7
Oppdragsgiver:	Statoil	ISBN-nummer	n/a
Prosjektleder:	Arndt Von Schemde	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Berit Tennbakk Anders Lund Eriksrud Guro Lystad	Ferdigstilt:	April 2016

**Brief summary in English**

This report summarizes a study about the emission consequences of alternative electrification solutions for the Johan Castberg project, commissioned by Statoil (Ref. *Enquiry 033220*). The core objective of the study is to provide an assessment of how different degrees of electrification of Johan Castberg changes emissions in Norway and globally.

**Om THEMA Consulting Group**

Øvre Vollgate 6  
0158 Oslo, Norway  
Foretaksnummer: NO 895 144 932  
[www.thema.no](http://www.thema.no)

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

*Ansvarsfraskrivelse: THEMA Consulting Group AS (THEMA) tar ikke ansvar for eventuelle utelatelser eller feilinformasjon i denne rapporten. Analysene, funnene og anbefalingene er basert på offentlig tilgjengelig informasjon og kommersielle rapporter. Visse utsagn kan være uttalelser om fremtidige forventninger som er basert på THEMAs gjeldende markedssyn, -modellering og -antagelser, og involverer kjente og ukjente risikofaktorer og usikkerhet som kan føre til at faktisk utfall kan avvike vesentlig fra det som er uttrykt eller underforstått i våre uttalelser. THEMA fraskriver seg ethvert ansvar overfor tredjepart.*

## INNHold

EXECUTIVE SUMMARY IN ENGLISH .....	5
Carbon prices and the socio-economic value of abatement.....	5
Impact on CO <sub>2</sub> emissions .....	7
Efficiency of electrification as a climate measure .....	11
NORSK SAMMENDRAG .....	13
Karbonpriser og den samfunnsøkonomiske verdien av utslippsreduksjoner .....	13
Virkning på CO <sub>2</sub> -utslipp .....	15
Effektiviteten av elektrifisering som et klimatiltak .....	19
FORKORTELSER.....	21
1    INNLEDNING OG BAKGRUNN .....	22
1.1    Problemstilling .....	22
1.2    Analyseramme.....	22
1.3    Om rapporten .....	23
2    METODE .....	24
2.1    Beskrivelse av noen grunnleggende sammenhenger.....	24
2.2    Påvirkning på kraftmarkedet .....	24
2.2.1  Hva skjer i kraftmarkedet? .....	24
2.2.2  Modellering .....	25
2.3    Påvirkning på kvotemarkedet.....	26
2.4    Nytteverdi og tiltakskostnad .....	28
3    POLITIKKSCENARIOER .....	29
3.1    Utfallsrom og bakgrunn.....	29
3.1.1  Utfallet etter Paris .....	29
3.1.2  EUs klimapolitikk.....	29
3.1.3  Norsk klimapolitikk.....	30
3.2    Oversikt over de tre politikkscenarioene .....	30
3.2.1  Scenario 1: Global effektivitet .....	30
3.2.2  Regionale forpliktelser .....	31
3.2.3  Alenegang .....	31
3.3    Kvantitative antagelser.....	32
3.3.1  Brenselspriser.....	32
3.3.2  Karbonprisantagelser.....	34
3.3.3  Kostnadsutvikling for fornybar teknologi, batterier, og karbonfangst.....	36
3.3.4  Andre antagelser .....	40
3.4    Betydningen av kostnadsutviklingen for kraftsektoren.....	41
4    ANALYSE AV KRAFTMARKEDET .....	43

4.1	Produksjonssammensetning .....	43
4.2	Virkninger på kraftprisen i Norge.....	44
4.3	Karbonutslipp fra kraftproduksjon .....	46
4.3.1	<i>Endringer i marginale utslipp på lang sikt.....</i>	<i>46</i>
4.3.2	<i>Kortsiktig marginalt karbonutslipp .....</i>	<i>49</i>
5	EVALUERING AV UTSLIPPSSCENARIOER.....	51
5.1	Evaluering av den samfunnsøkonomiske verdien av elektrifisering.....	51
5.1.1	<i>Johan Castberg i lys av Hagen-utvalgets anbefalinger.....</i>	<i>51</i>
5.1.2	<i>Kalkulasjonsprisen for utslippskutt i politikkscenarioene .....</i>	<i>52</i>
5.2	Nåverdien av elektrifiseringstiltak.....	54
5.2.1	<i>Marginale tiltakskostnader i Norge.....</i>	<i>54</i>
5.2.2	<i>Beregninger for Johan Castberg.....</i>	<i>55</i>
5.3	Den samlede utslippseffekten av elektrifisering.....	58
5.3.1	<i>Lokale utslippsreduksjoner er større enn utslippene fra kraftmarkedet.....</i>	<i>59</i>
5.3.2	<i>Elektrifisering reduserer etterspørselen etter ETS-kvoter.....</i>	<i>63</i>
5.3.3	<i>Lavere karbonpris reduserer karbonlekkasje .....</i>	<i>64</i>
5.4	Oppsummering .....	65

## EXECUTIVE SUMMARY IN ENGLISH

This report evaluates the effect of electrification of Johan Castberg (hereafter sometimes referred to as JC electrification) on Norwegian, European, and global carbon emissions. In addition, the report addresses the abatement costs under which JC electrification can be said to be efficient in socio-economic terms.

In order to address these questions, THEMA Consulting Group performed an integral and holistic study of the impact on emissions if the Johan Castberg project is supplied by electricity from shore, compared to local supply from gas turbines with heat recovery at the field (Alternative 0).

Three electrification alternatives have been analyzed for the production period of Johan Castberg (2023-2052), representing various degrees of electrification and hence various demand for power from shore.

- **Alternative 1:** Electrical equipment is powered by electricity from shore, and the energy demand for gas compression is covered by power from a gas turbine. The gas turbine is equipped with heat recovery which partly covers the heat demand. The rest of the heat demand is covered by gas-fired boilers.
- **Alternative 2:** Electrical equipment and gas injection compressors are powered by electricity from shore, while heat demand is met by gas-fired boilers.
- **Alternative 3:** The entire power demand, incl. heat demand, is covered by electricity from shore.

The abatement cost of these alternatives is not calculated as part of the project, but is defined as all net costs necessary to furnish the JC installation with power from the onshore grid, including the cost of electricity purchases over the lifetime of the project and the income from increased gas export.

The study takes into account that Norway is part of the European power system, and Norway's (and the Nordic's) power export and import opportunities.

The future climate policy framework is uncertain. Hence, the analysis is based on three policy scenarios with different degrees of fragmentation of European and international climate policies:

- ***Walk alone:*** In this scenario, climate policies are regionally fragmented (as today). Furthermore, different carbon policy mechanisms apply to different sectors within the EU (i.e., the EU Emissions Trading Scheme (EU-ETS) covers some sectors, while the Effort Sharing Decisions (ESD) covers the other sectors).
- ***Regional Commitments:*** In this scenario, we assume a joint market for all carbon emissions in Europe, i.e., the EU-ETS and ESD are merged. Globally, however, there is no international carbon market or cooperation, although other regions apply carbon policies that are less strict than those of Europe.
- ***Global efficiency:*** This scenario is based on the idea of a global climate agreement, with a high degree of global cooperation and joint mechanisms, and in particular, a global CO<sub>2</sub> price.

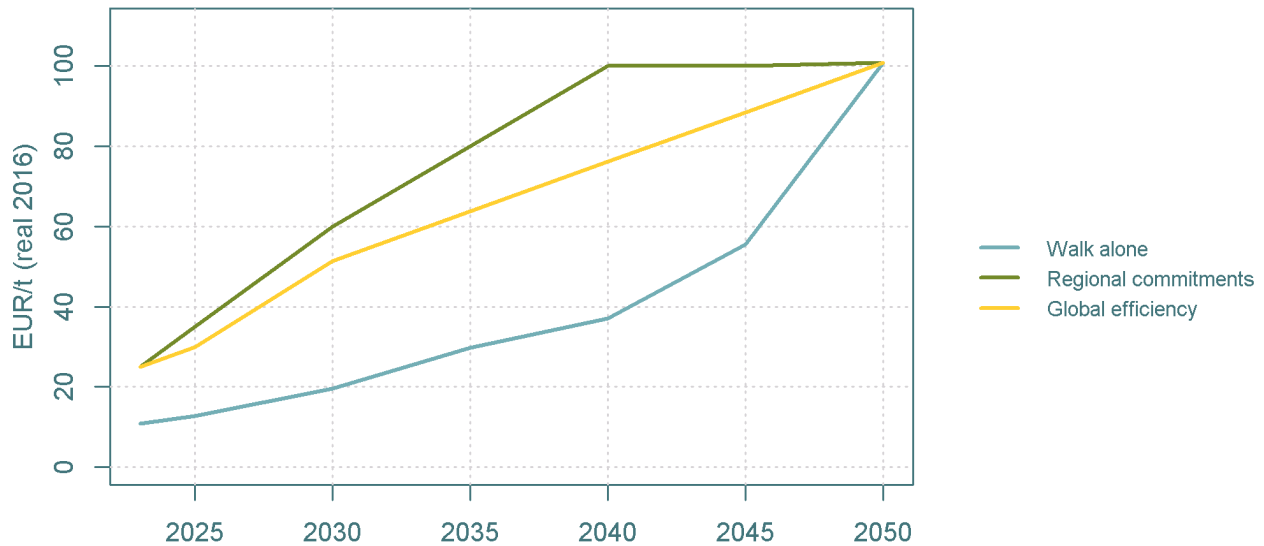
For all policy scenarios we assume that the world is pursuing the 2-degree target, although at different paces. The different scenarios portray different developments around carbon prices, fuel prices, developments of renewable energy (RES) and thermal capacities in Europe and world-wide (influencing technology costs), nuclear policies, CCS developments, and the degree of interconnection between the Nordic and the Continental power markets.

### Carbon prices and the socio-economic value of abatement

As EU and the rest of the world work to meet ambitious climate targets, we expect the carbon price to increase from today's level of about 5 EUR/tCO<sub>2</sub> up to 100 EUR/tCO<sub>2</sub> in 2050. The figure below shows how we project the development of the EU/global CO<sub>2</sub> price for the three policy scenarios.

The depicted price trajectories are the market prices relevant for emissions in the ETS sectors in each scenario. The *Global efficiency* trajectory is consistent with estimates of the global abatement cost curve associated with the 2-degree target. In *Walk alone*, climate policies are weak and fragmented in the beginning of the period, while in *Regional commitments*, Europe is a frontrunner and thus take on a larger share of emission reductions globally than in *Global efficiency*.

### **EU/Global CO<sub>2</sub> price development for the three policy scenarios**



The carbon prices reflect the value of emission abatements in the scenarios. In addition to the European CO<sub>2</sub> price, Johan Castberg may continue to be subject to a special Norwegian CO<sub>2</sub> tax. This special tax may be interpreted as the cost of Norway committing to ambitious targets for domestic emission cuts.

Thus, the question for electrification of Johan Castberg is whether abatement costs are lower or higher than the value of emission reductions reflected by the price trajectories, including the Norwegian CO<sub>2</sub> tax. This is also consistent with the Hagen Commission's findings.

In all trajectories, carbon prices start from a relatively low level and increase over time. However, for long-term abatement measures, such as JC electrification, it is the expected net present value (NPV) of emission reductions over the life-time of the project that is relevant, not the current CO<sub>2</sub> price. Hence, the abatement cost of the JC electrification alternatives should be compared to the NPV of emission cuts at Johan Castberg over the lifetime of the project. The development in the future CO<sub>2</sub> price is uncertain, but the decision to invest in electrification has to be taken now.

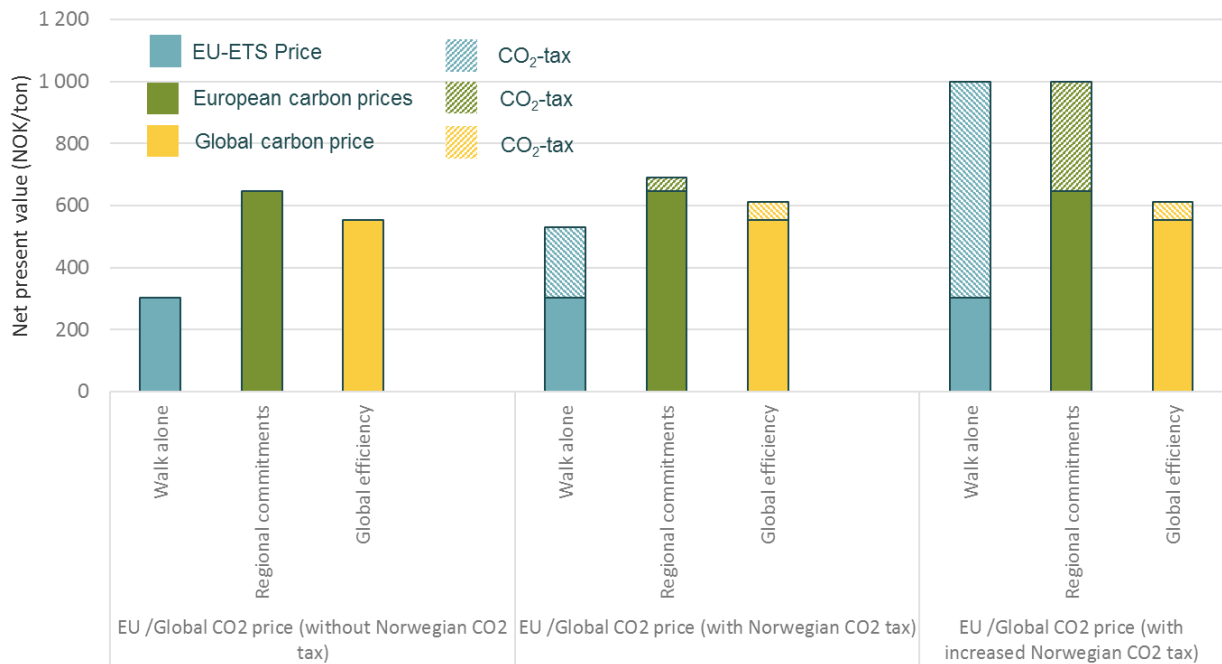
The figure below presents the NPV of the emission cuts (NOK/ton reduced CO<sub>2</sub>) for the three policy scenarios based on the CO<sub>2</sub> price trajectories (above) and various assumptions about the development of the Norwegian CO<sub>2</sub> tax. The NPV of emission reduction is calculated for 1) the CO<sub>2</sub> price only, 2) the CO<sub>2</sub> price plus a Norwegian CO<sub>2</sub> tax at the 2016 level, and 3) the CO<sub>2</sub> price plus an increased Norwegian CO<sub>2</sub> tax.

If the electrification abatement cost is lower than the total NPV of the emission reduction at JC, the measure can be said to be socio-economically efficient. For example, the results show that electrification of Johan Castberg is a globally efficient abatement measure according to the 2-degree target if the abatement cost is around 550 NOK/ton or lower.

Moreover, while the NPV of emission cuts according to the EU/global abatement cost is in the range of 300-650 NOK per ton CO<sub>2</sub>, depending on the policy scenario, the NPV could be as high as 1000 NOK per ton CO<sub>2</sub>, if Norway applies an increased CO<sub>2</sub> tax for oil- and gas exploration. Hence the

results imply that an abatement cost higher than approximately 1000 NOK /ton CO<sub>2</sub> is not likely to be justified as socioeconomically efficient for any of the policy scenarios.<sup>1</sup>

**Net present value per ton CO<sub>2</sub> reduced (=upper limit for socioeconomic efficient abatement cost-NOK/ton) for Johan Castberg in the three policy scenario**



## Impact on CO<sub>2</sub> emissions

JC electrification has a direct and easily quantifiable effect on emissions within Norway. The effect on European and global emissions are more complex, and can be analyzed by studying

- Effects through the power market
- Effects through a EU/global cap and trade system
- Carbon leakage effects

In short, the net changes in emissions from the reduction at Johan Castberg and the increase in power generation determines the effect on the cap-and-trade price, and the impact on the cap-and-trade price determines the effect on carbon leakage. Carbon leakage depends on the policy scenario.

### Effects through the power market

Electrification of Johan Castberg implies increased electricity generation onshore. The impact on emissions from power generation, and hence, the net effect on emissions (or the demand for emission allowances in the ETS), depends on the increase in power generation. Basically, power demand from Johan Castberg can be covered by increased generation from existing power generation, or by generation from new capacity. Since electrification of Johan Castberg represents an expected and permanent change in power demand, the increase in demand will affect the long-term capacity. Hence, we assume that the demand will mainly be covered by new generation.

<sup>1</sup> The calculation assumes an interest rate of 5%, which is also used by NPD when calculating abatement cost. With an interest rate of 6% (set by the Ministry of Finance as the socioeconomic interest rate for oil and gas investment projects with high risk) the socioeconomic efficient abatement cost will be slightly lower.

The reason why we can assume this, is that markets are dynamic and competitive and should be expected to adjust to changes in market conditions continuously. Changes in supply as well as in demand affect short term price formation as well as long term price expectations. Even small (marginal) changes in supply or demand affect the market. Assuming that capacity would not be adjusted is equal to assuming that the market will have constant over-capacity. That is not a credible assumption for any market.

In short, it is methodologically inconsistent to increase the demand without adjusting supply just because we have a current over-capacity in the market. Not only will the over-capacity decline due to increased coal and lignite phase-outs, but also one has to generally consider the interplay between demand and supply. As it is the marginal effects that matters, it would neither be correct to hide behind the argument that the demand increase is too small to matter for supply. The overall demand development matters, and of that Johan Castberg is part of.

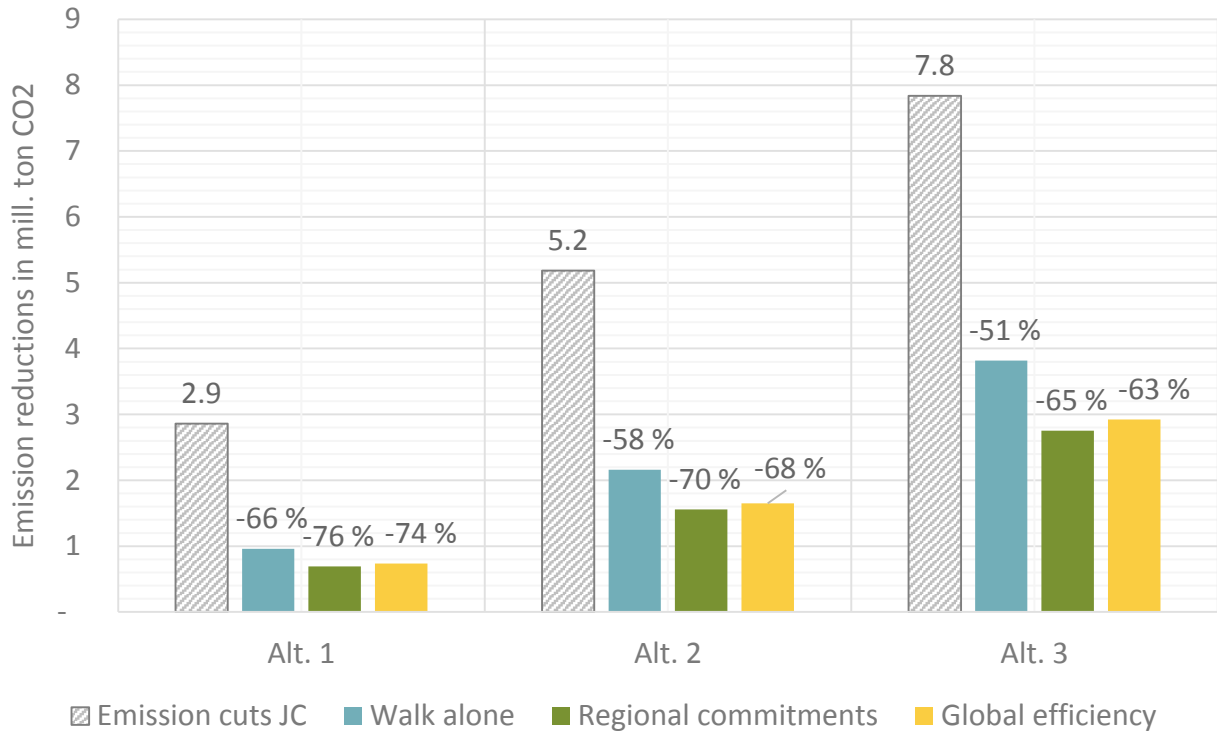
Climate policies and technology and fuel costs suggest that new capacity can basically be gas power generation and/or renewable generation. (We assume that coal power will not be permitted or viable, and that nuclear power and combined heat and power generation is fixed.) Gas power capacity is market driven in all the scenarios, while renewable capacity is to some extent policy-driven and to some extent market-driven. If renewable generation is policy-driven, we assume that the policy target is set as a share of total consumption (as are current targets).

Admittedly, it is difficult to assess exactly how the capacity mix will develop, and there is large uncertainty around the estimates. We expect that the marginal investments are a mix of renewable generation and gas power investment, where the shares differ between the scenarios. In our calculations, we have assumed that the share of renewables will remain the same as in the base case (without electrification), and used the TheMA power market model to estimate the marginal carbon emissions due to the increase in power demand. The figure below shows the emission cuts at Johan Castberg compared to the corresponding emission increase from the power market in the different policy scenarios and for the different electrification alternatives. In all cases, providing electricity from shore will reduce the overall carbon emissions (demand for allowances) from the power and petroleum sector. The net reduction ranges from approximately 75% to 50% of the local emission reduction at Johan Castberg depending on electrification case and climate policy scenario.

The differences between the cases depends on the emission intensity of the energy supply that is replaced at Johan Castberg, which varies between the electrification alternatives, and the emission intensity of the corresponding electricity generation, which varies between the policy scenarios.



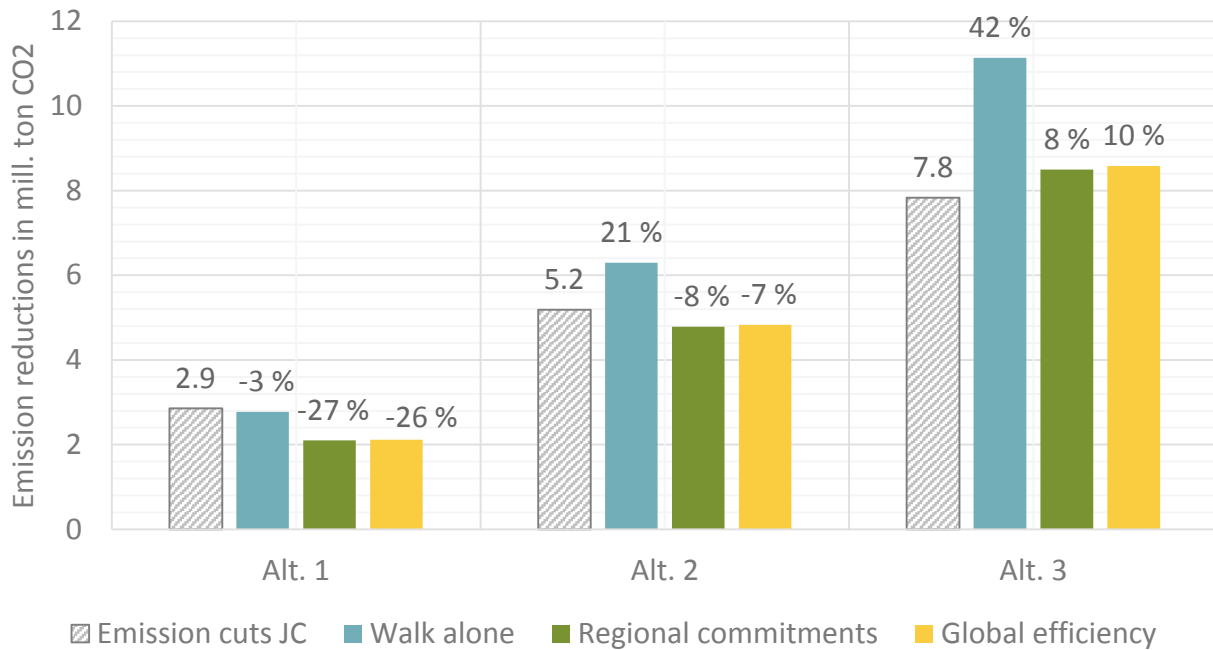
**Accumulated emission cuts from Johan Castberg and the corresponding emission increase from power generation in the three electrification alternatives. New investments in the power sector due to increased demand from Johan Castberg.**



As mentioned, it is difficult to assess exactly how the capacity composition will adjust to increased demand from Johan Castberg. Thus it may be that the electricity demand from Johan Castberg is not fully covered by new capacity through the whole period. In that case, net emissions not be reduced to the same extent. If we assume that all is covered by existing capacity, the likely sources are coal and gas power generation, since wind and hydro generation is limited by the weather. Alternatively, the imports from areas outside Europe could increase.

The figure below shows the emission effects and carbon intensity if we assume that *no* capacity adjustments are made, again compared to the emission cuts at Johan Castberg for each of the alternatives and for each policy scenario. These numbers represent the maximum “leakage effect” of electrification. As can be seen in the carbon intensity figure below, coal and particular gas are at the margin at least first 10 years of production. Hence, the carbon intensity of power generation is higher than the carbon intensity at Johan Castberg in the beginning of the period. The differences between the policy scenarios are explained by the relative shares of generation from coal and gas generation.

**Accumulated emission cuts from Johan Castberg and the corresponding emission increase from power generation in the three electrification alternatives, without new investments in the power sector due to increased demand from Johan Castberg.**



We consider it highly unlikely that a permanent increase in demand will not affect long-term power generation capacity at all, as explained above. However, the market may cover parts of the increased demand by increasing generation in existing power plants, depending on the timing of the demand increase and the capacity situation in the market. Similarly, renewables targets may not be adjusted automatically if they are “translated” to TWh targets, and thus the increase in renewable capacity may be delayed until policies and measures catch up. In both cases, the impact on emissions may be higher in the beginning of the period than at a later stage when capacities have adjusted.

All in all, however, we conclude that electrification of Johan Castberg is likely to result in a net reduction of emissions from the power- and petroleum sector as emission reductions at Johan Castberg will be higher than the emission increase in the power sector. This conclusion applies to all scenarios and all electrification alternatives. This net effect does not depend on whether Johan Castberg is a profitable measure or not.

#### *Effects through a EU/Global Carbon market*

Above, we concluded that the net effect of JC electrification is a reduction in the demand for emission allowances, be it in the ETS or in a European or global cap-and-trade system. However, if the carbon market functions efficiently and the emission cap is fixed, allowances not used by Johan Castberg or in power market, will be used to increase emissions elsewhere. Hence, total emissions will remain constant. In that case, electrification will not lead to any net reduction of CO<sub>2</sub> emissions *within* the market.

However, electrification may have an impact on the carbon market price, which may in turn lead to knock-on effects that change emissions outside the cap-and-trade system. Such spillover effects are known as carbon leakage

### Carbon leakage effects

An efficient cap and trade system implicitly assumes that JC electrification is carried out if it is profitable when the carbon price is taken into account.

The decision to electrify Johan Castberg will only impact carbon prices if a) it is profitable and is not carried out, or b) if it is not profitable, and is still carried out.

If JC electrification is profitable in the Global efficiency scenario, but is *not* implemented, other abatement measures will be carried out somewhere else in the global market (or else emissions will increase above the emission target). Hence, in the global efficiency scenario there will be no carbon leakage independent of price effect. In Regional commitments, the alternative is a more expensive abatement project in Europe, while in Walk alone, the alternative is a more expensive abatement project in the EU ETS. In this case the global emissions will increase.

If JC electrification has a higher abatement cost than the carbon price trajectory (it is not socioeconomic efficient), but is still carried out, it will replace one or several other abatement measures with a lower abatement cost. Hence, the carbon price will be reduced; the global price in *Global efficiency*, the European price in *Regional commitments*, and the ETS price in *Walk alone*. A lower carbon price will reduce carbon leakage. A lower carbon price is beneficial for European competitiveness, and will thus reduce production and emissions outside Europe unless there is a global cap-and-trade system in place.

Various studies have estimated the magnitude of carbon leakage effects, although these are very uncertain. CECILIA 2050 (2015) has estimated carbon leakage effects to between 28 and 44 percent. The net effect is that electrification leads to a net reduction of global emissions, but this reduction is lower than the net effect of the electrification, including the effects through the power markets.

### Efficiency of electrification as a climate measure

The value of emission reductions from electrification of Johan Castberg depends on the assumed policy scenario. The carbon price trajectories in the scenarios represent this value. JC electrification is an efficient climate measure if the abatement cost of electrification (per CO<sub>2</sub> unit) is lower than the net present value of the carbon price trajectory:

- 550 NOK/ton CO<sub>2</sub> in the *Global efficiency* scenario, where all global emissions are subject to a common carbon price.
- Between 300 and 650 NOK/ton CO<sub>2</sub> in *Walk alone* and *Regional commitments*, where emissions from Johan Castberg are included in a European carbon market.
- From 500 up to 1000 NOK/ton CO<sub>2</sub> or higher, if Norway takes on binding commitments for domestic emission reductions. This implies that Norway continues to apply a special CO<sub>2</sub> tax of up to 700 NOK/ton CO<sub>2</sub> in addition to the carbon price in the market.

Since the cost of the electrification alternatives is outside the scope of this study, we cannot conclude on the efficiency of the JC electrification alternatives. However, based on the calculations of future EU/global CO<sub>2</sub> cost for the various policy scenarios and assumptions about the Norwegian CO<sub>2</sub> tax, we conclude that an abatement cost higher than approximately 1000 NOK /ton CO<sub>2</sub> is not likely to be socioeconomic efficient. Although it cannot be ruled out that Norway will apply a special CO<sub>2</sub> tax, we think it is unlikely that a higher CO<sub>2</sub> tax will be sustained over a period of 30 years if other countries and regions do not implement strict carbon policies.

The decision to electrify Johan Castberg must be taken under substantial uncertainty. The future climate policy framework is highly uncertain, as demonstrated by the policy scenarios. If Johan Castberg is electrified even though it is not a socio-economic efficient abatement measure, global

emissions will still be reduced due to reduced carbon leakage, except in the *Global efficiency* scenario where there is no carbon leakage as total emissions are regulated by a fixed cap.

The net emission reductions within the power and petroleum sector are positive, but the magnitude of the increase in emissions in the power sector versus reductions in the petroleum sector is highly uncertain. It is however, necessary to take the long-term dynamics of the power market into account when assessing the marginal effect on emissions from power generation.

## NORSK SAMMENDRAG

I denne rapporten analyserer vi virkningen av elektrifisering av Johan Castberg på norske, europeiske og globale karbonutslipp. I tillegg estimerer vi nåverdien av klimautslippene som gjør elektrifisering av Johan Castberg til et effektivt klimatiltak i samfunnsøkonomiske termer.

For å svare på disse spørsmålene har THEMA Consulting Group gjennomført en helhetlig studie av utslippsvirkningene som følge av at Johan Castberg-prosjektet benytter elektrisitet fra land, sammenlignet med lokal forsyning fra gassturbiner der alt varmebehov dekkes ved varmegjenvinning (alternativ 0).

Tre elektrifiseringsalternativer er analysert for produksjonsperioden til Johan Castberg (2023-2052), som representerer ulike grader av elektrifisering, og dermed ulike behov for kraft fra land.

0. Ingen elektrifisering, lokal kraftforsyning med gassturbiner hvor varme gjenvinnes og dekker varmebehovet
1. Elektrifisering av elforbruk
2. Elektrifisering av elforbruk og gassinjisering
3. Full elektrifisering: Elektrifisering av elforbruk, gassinjisering og varmebehov

Tiltakskostnaden av de ulike elektrifiseringsalternativene er ikke beregnet i rapporten, men er definert som nåverdien av alle nettokostnader som følger av elektrifiseringen sammenlignet med utslippsreduksjoner som følge av elektrifisering, inkludert investeringskostnader, kostnader for kraftkjøp over levetiden til prosjektet, besparelser i NOx avgift samt inntekt av gasseksport.

Studien tar hensyn til at Norge er en del av det europeiske kraftsystemet, og norske (og nordiske) eksport- og importmuligheter av elektrisitet.

Rammeverket for fremtidig klimapolitikk er usikkert. Analysen er derfor basert på tre politikkscenarier med ulik grad av fragmentering av europeisk og internasjonal klimapolitikk:

- *Alenegang*: I dette scenarioet, er klimapolitikk regionalt fragmentert (som i dag). Det benyttes ulike klimapolitiske virkemidler for ulike sektorer i EU (EUs kvotehandelsystem EU-ETS dekker enkelte sektorer, mens innsatsdelingsdugnaden ESD dekker de øvrige sektorene).
- *Regionale forpliktelser*: I dette scenarioet antar vi et felles marked for alle karbonutslipp i Europa, det vil si at EU-ETS og ESD er slått sammen. Det finnes ikke et globalt kvotemarkedet eller bindende globalt klimasamarbeid. Likevel har også andre regioner utenfor Europa innført strammere klimapolitikk enn i dag, men tiltakene er ikke like strenge som i Europa.
- *Global effektivitet*: Dette scenarioet er basert på ideen om en global klimaavtale, med en høy grad av globalt samarbeid og felles mekanismer, og en global karbonpris.

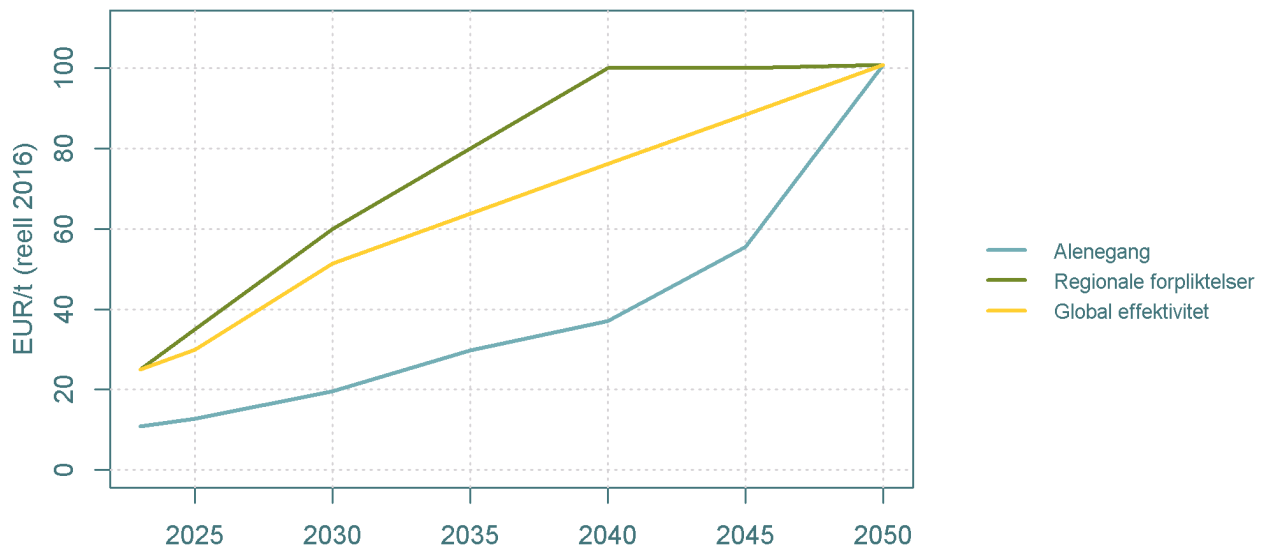
Alle de politiske scenarioene forutsetter at 2-gradersmålet oppnås, men veien til måloppnåelse varierer. De ulike scenarioene beskriver ulike baner for karbonpriser, brenselpriser, utbygging av fornybar energi og termisk kapasitet i Europa og på verdensbasis (som påvirker teknologiutviklingen), kjernekraftpolitikk, teknologiutvikling i karbonfangst og -lagring og graden av markedsintegrasjon mellom det nordiske og kontinentale kraftmarkedet.

### Karbonpriser og den samfunnsøkonomiske verdien av utslippsreduksjoner

Vi forventer at karbonprisen øker fra dagens nivå på omtrent 5 EUR/tCO<sub>2</sub> opptil 100 EUR/tCO<sub>2</sub> i 2050, for at EU og resten av verden skal oppfylle sine ambisiøse klimamål. Figuren nedenfor viser våre karbonprisbaner i de tre politikkscenariene.

Karbonprisbanene i figuren er markedsprisene for relevante utslipp i EU-ETS-sektorene i hvert scenario. Banen i *global effektivitet* er i tråd med estimerer for den globale tiltakskostnadskurven forbundet med 2-gradersmålet. I *alenegang* er klimapolitikken svak og fragmentert i begynnelsen av perioden, mens i *regionale forpliktelser* er Europa et foregangsland, og tar dermed på seg en større andel av utslippsreduksjonene globalt, sammenlignet med i *global effektivitet*.

### Karbonprisbaner i de tre politikkscenarioene



Karbonprisene gjenspeiler verdien av utslippstiltak i scenarioene. I tillegg kan Johan Castberg kan være underlagt en særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift også i fremtiden, i tillegg til en europeisk eller global kvoteprisen. Den særnorske CO<sub>2</sub>-avgiften kan tolkes som kostnaden av at Norge forplikter seg til ambisiøse mål for nasjonale utslippskutt.

Det avgjørende spørsmålet for elektrifisering av Johan Castberg er derfor om tiltakskostnaden er lavere eller høyere enn verdien av utslippsreduksjoner, som er reflektert i karbonprisbanene, inkludert en eventuell særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift. Denne betraktningen er også konsistent med resultatene fra Hagen-utvalgets anbefalinger.

I alle scenarioene starter karbonprisene fra et relativt lavt nivå og øker over tid. For langsiktige utslippstiltak, som elektrifisering av Johan Castberg, er forventet netto nåverdi (NPV) av utslippsreduksjoner over levetiden til prosjektet relevant, ikke dagens karbonpris. Derfor bør tiltakskostnaden av elektrifiseringsalternativene sammenlignes med nåverdien av utslippskuttene på Johan Castberg over prosjektets levetid. I resten av rapporten vil vi kalle dette kalkulasjonsprisen for utslippskutt.

Elektrifisering er samfunnsøkonomiske lønnsomt dersom

$$\text{Kalkulasjonspris per tCO}_2 > \text{tiltakskostnaden ved elektrifisering per tCO}_2$$

Utviklingen i fremtidig karbonpris, og dermed kalkulasjonsprisen, er usikker, men beslutningen om å investere i elektrifisering må tas nå.

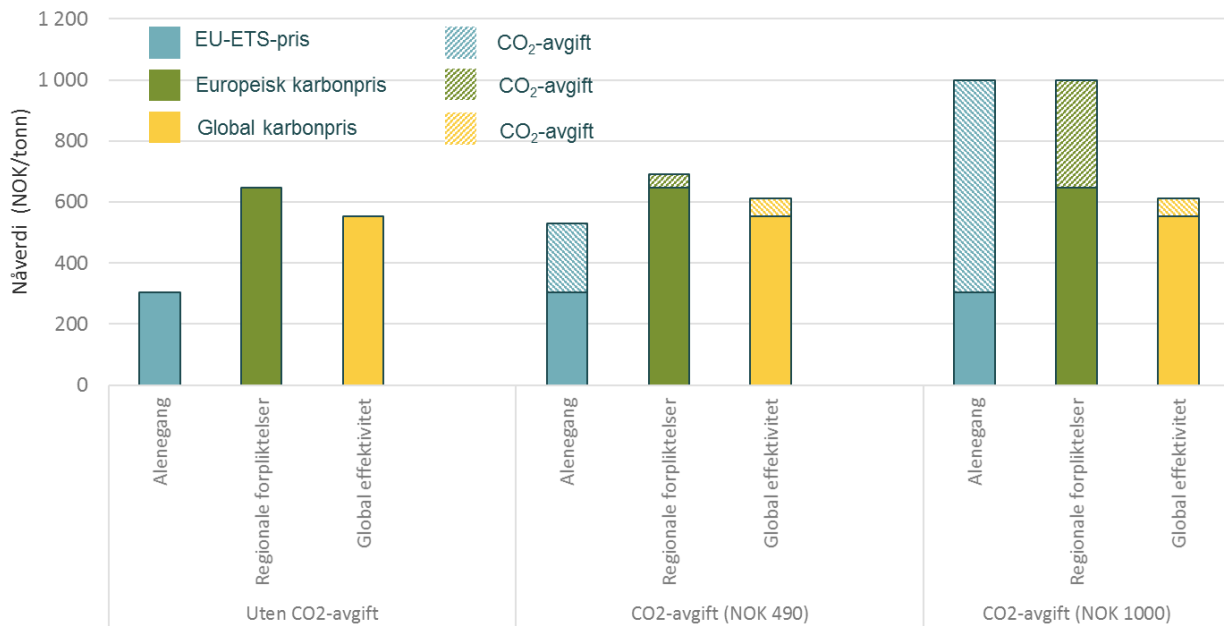
Figuren nedenfor viser kalkulasjonsprisen for utslippsreduksjonene (kroner per tonn redusert CO<sub>2</sub>) for de tre politiske scenarioene, basert på karbonprisbanene over og ulike forutsetninger om utviklingen av den norske CO<sub>2</sub>-avgiften. Kalkulasjonsprisen til utslippsreduksjonen er beregnet med 1) bare europeisk/global karbonpris, 2) europeisk/global karbonpris pluss en særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift på 2016-nivå og 3) europeisk/global karbonpris pluss en økt særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift.

Dersom tiltakskostnaden av elektrifisering er lavere enn kalkulasjonsprisen for Johan Castberg, kan tiltaket sies å være samfunnsøkonomisk effektivt. For eksempel viser resultatene at elektrifisering av Johan Castberg er et effektivt tiltak globalt i henhold til 2-gradersmålet dersom tiltakskostnad er rundt 550 kroner per tonn eller lavere.

Siden kalkulasjonsprisen for utslippskutt i henhold til tiltakskostnaden i EU/globalt er i størrelsesorden 300-650 kroner per tonn CO<sub>2</sub>, avhengig av politikksenario, kan samlet kalkulasjonspris være opptil 1000 kroner per tonn CO<sub>2</sub>, hvis Norge øker CO<sub>2</sub>-avgiften for olje- og gassproduksjon. Resultatene antyder derfor at en tiltakskostnad høyere enn 1000 kroner per tonn

CO<sub>2</sub> sannsynligvis ikke kan rettferdiggjøres som et samfunnsøkonomisk effektivt tiltak i noen av politikkscenarioene.<sup>2</sup>

### Kalkulasjonspris (nåverdi) for Johan Castberg i de tre politikkscenarioene.



## Virkning på CO<sub>2</sub>-utslipp

Elektrifisering av Johan Castberg har en direkte og målbar virkning på utslippene i Norge. Virkningen på europeiske og globale utslipp er mer kompleks, og kan analyseres ved å studere

- Virkninger gjennom kraftmarkedet
- Virkninger gjennom et kvotehandlingssystem i EU eller globalt
- Karbonlekkasjevirkninger

Kort sagt, netto utslippsendringer fra reduksjonen på Johan Castberg og utslippøkningen fra kraftproduksjon bestemmer virkningen på kvotemarkedsprisen, og virkningen på kvotemarkedsprisen bestemmer effekten på karbonlekkasje. Karbonlekkasje avhenger derfor av politikkscenario.

### Virkninger gjennom kraftmarkedet

Elektrifisering av Johan Castberg innebærer økt kraftproduksjon på land. Utslippsvirkningene av økt kraftproduksjon, og dermed netto utslippsvirkning (eller etterspørselen etter kvoter i EU-ETS), er avhengig av kraftproduksjonsøkningen. I utgangspunktet kan kraftetterspørsel fra Johan Castberg dekkes av økt produksjon fra eksisterende kraftverk, eller av ny produksjonskapasitet. Siden elektrifisering av Johan Castberg representerer en forventet og varig endring i kraftetterspørselen, vil økningen i etterspørselen påvirke den langsiktige produksjonskapasiteten. Derfor antar vi at etterspørselen i hovedsak blir dekket av ny produksjonskapasitet.

<sup>2</sup> Beregningen forutsetter en diskonteringsrente på 5 prosent, som også brukes av Oljedirektoratet ved beregning av tiltakskostnad. Med en diskonteringsrente på 6 prosent (fastsatt av Finansdepartementet som den sosioøkonomiske diskonteringsrente for olje- og gassinvesteringsprosjekter med høy risiko) er den samfunnsøkonomiske effektive tiltakskostnad litt lavere.



Grunnen til at vi kan anta at ny kraftetterspørsel bidrar til investeringer i ny kraftproduksjon er at markedene er dynamiske og med høy grad av konkurranse. Markedene forventes å tilpasse seg endringer i markedsforsholdene kontinuerlig. Endringer i tilbud og etterspørsel påvirker den kortsiktige prisdannelsen, samt de langsiktige prisforventningene. Selv små (marginale) endringer i tilbud eller etterspørsel påvirker markedet. En forutsetning om at tilbudssiden ikke tilpasser seg, er ekvivalent med en forutsetning om at markedet har konstant overkapasitet. Det er en ikke-troverdig forutsetning for ethvert marked.

Kort oppsummert er det metodisk inkonsistent å øke etterspørselen uten å justere tilbudssiden, med en argumentasjon om overkapasitet i kraftmarkedet i dag. Dagens overkapasitet vil reduseres på grunn av utfasing av kull- og brunkull. Man må også ta hensyn til samspillet mellom tilbud og etterspørsel. Det er den marginale virkningen som er relevant, det ville heller ikke være riktig å bruke argumentet om at etterspørselsøkningen er for liten til at tilbudssiden responderer. Den overordnede etterspørselsutviklingen er relevant, og Johan Castberg er en del av denne.

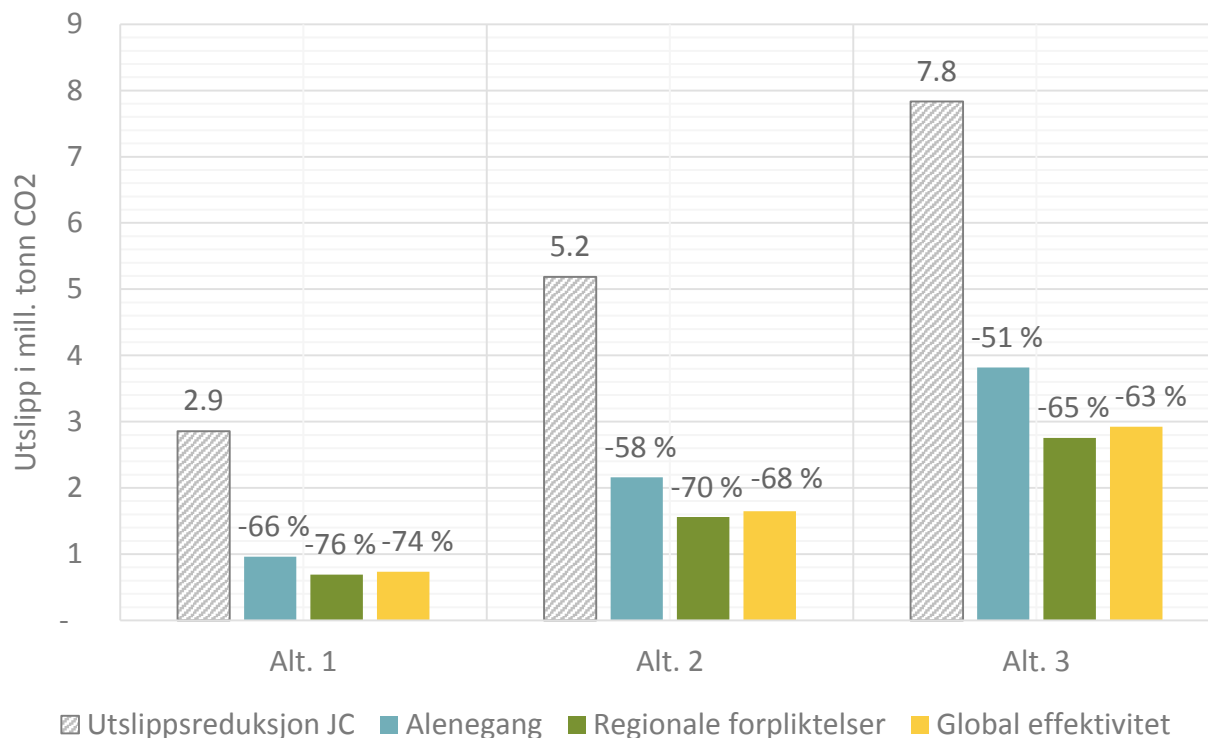
Med forutsetningene om klimapolitikk, teknologiutvikling og brenselspriser i politikkscenarioene er kun gasskraft og/eller fornybar kraftproduksjon aktuelle alternativer for ny kapasitet (vi antar at kullkraft ikke vil være tillatt eller levedyktig, og at kjernekraft og kraftvarmegenerering er fast). Investeringer i gasskraftkapasitet er markedsdrevet i alle politikkscenarioene, mens fornybarkapasitet er til en viss grad politikkdrevet og til en viss grad markedsdrevet. Der fornybarinvesteringer er drevet av politikk, antar vi at det politiske målet settes som en andel av det totale forbruket (tilsvarende dagens fornybarmål i EU).

Det er vanskelig å vurdere nøyaktig hvordan kraftmiksen vil utvikle seg frem til 2050. Vi forventer at de marginale investeringene er en blanding av fornybarproduksjon og gasskraft, der andelen varierer på tvers av politikkscenarioene. I våre beregninger har vi lagt til grunn at andelen fornybar energi forblir den samme som i nullalternativet (uten elektrifisering), og vi har benyttet kraftmarkedsmodellen TheMA for å beregne marginale karbonutslipp på grunn av økningen i kraftetterspørsel. Figuren nedenfor viser utslippskuttene på Johan Castberg, sammenlignet med tilsvarende utslippsøkning fra kraftmarkedet i politikkscenarioene, og for de ulike elektrifiseringsalternativene. I alle tilfeller reduserer kraft fra land de totale utslippene (etterspørsel etter kvoter) fra kraft- og petroleumssektoren. Netto reduksjonen varierer fra omtrent 75 prosent til 50 prosent av den lokale utslippsreduksjonen på Johan Castberg, avhengig av elektrifiseringsalternativ og politikkscenario.

Forskjellene mellom utfallene avhenger av utslippsintensiteten i energiforsyningen på Johan Castberg, som varierer på tvers av elektrifiseringsalternativene, og utslippsintensiteten av økt kraftproduksjon, som varierer på tvers av politikkscenarioene.



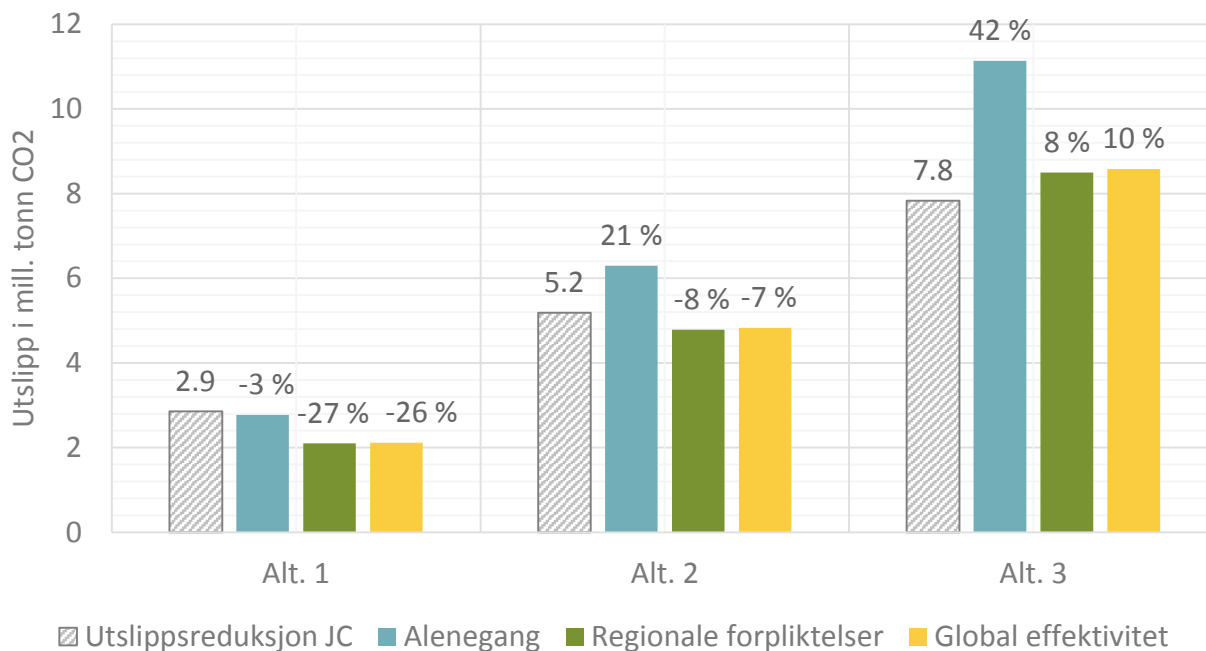
**Akkumulerte utslippskutt fra Johan Castberg og korresponderende utslippsøkning fra kraftsektoren i elektrifiseringsalternativene. Nye investeringer i kraftsektoren som følge av økt kraftetterspørsel fra Johan Castberg.**



Det er som nevnt vanskelig å vurdere nøyaktig hvordan kapasitetsmiksen tilpasses til etterspørselsøkningen fra Johan Castberg. Det kan hende kraftetterspørselen fra Johan Castberg ikke dekkes utelukkende av ny kapasitet gjennom hele perioden. I så fall kan utslippsvirkningene endres. Hvis vi antar at hele kraftetterspørselen fra Johan Castberg dekkes av eksisterende kapasitet, er kull- og gasskraft sannsynlige kilder til kraftproduksjon, ettersom fornybarproduksjonen er begrenset av vær og vind. Alternativt kan importen fra områder utenfor Europa øke noe.

Figuren nedenfor viser utslippsvirkningene dersom vi antar at etterspørselsøkningen *ikke* bidrar til investeringer i ny produksjonskapasitet, men at eksisterende produksjonskapasitet benyttes, igjen i forhold til utslippsreduksjoner for Johan Castberg i hvert av alternativene, og for hvert politikksenario. Kullkraft og særlig gasskraft er marginale kraftprodusenter i hvert fall de første ti årene med produksjon. Karbonintensiteten i den marginale kraftproduksjonen er høyere enn karbonintensiteten på Johan Castberg i nullalternativet (ingen elektrifisering). Forskjellene mellom politikksenarioene forklares av ulike relative andeler av kull- og gasskraftproduksjon.

**Akkumulerte utslippskutt fra Johan Castberg og korresponderende utslippsøkning fra kraftsektoren i elektrifiseringsalternativene, uten nye investeringer i kraftsektoren som følge av økt kraftetterspørsel fra Johan Castberg.**



Vi anser det som svært lite sannsynlig at en permanent økning i etterspørselen ikke vil påvirke langsiktig produksjonskapasitet i kraftsektoren overhodet, som forklart ovenfor. Men i virkeligheten, kan markedet dekke deler av den økte etterspørselen ved å øke produksjon i eksisterende kraftverk, avhengig av tidspunktet for etterspørselsøkningen og kapasitetssituasjonen i markedet. Videre kan ikke fornybarmål nødvendigvis justeres automatisk hvis de er "oversatt" til et TWh-mål. Det kan derfor være en forsinkelse mellom etterspørselsøkningen og tidspunktet der et politisk vedtak øker TWh-målet. I begge tilfeller kan utslippsvirkningen være høyere i begynnelsen av perioden enn det som er reflektert i tallene som er presentert enn det som er reflektert i tallene hvor en antar at hele etterspørselsøkningen fra Johan Castberg dekkes av nyinvesteringer. Imidlertid bør det bemerkes at selv om det er et kraftoverskudd og et overskudd av klimakvoter i markedene i dag, kan situasjonen være betydelig annerledes i 2023.

Vi konkluderer derfor med at elektrifisering av Johan Castberg sannsynligvis fører til en netto-reduksjon av utslipp fra kraft- og petroleumssektoren, det vil si at utslippsreduksjonen på Johan Castberg vil være høyere enn utslippsøkningen i kraftsektoren. Denne konklusjonen gjelder for alle politikkscenarioene og alle elektrifiseringsalternativene. Nettoeffekten er ikke avhengig av om Johan Castberg er et lønnsomt tiltak eller ikke.

#### *Virkinger gjennom et kvotemarked i EU eller globalt*

Vi konkluderte over med at nettovirkningen av elektrifisering av Johan Castberg er en reduksjon i etterspørselen reduksjon i utslippene fra kraft- og petroleumssektoren, og dermed en reduksjon i etterspørselen etter kvoter, det være seg i et europeisk eller globalt kvotemarked. Hvis kvotemarkedet er effektivt, og utslippstaket ligger fast, vil kvoter som ikke benyttes av Johan Castberg eller i kraftmarkedet brukes til å øke utslipp andre steder innenfor kvotemarkedet. De totale utslippene forblir derfor konstant. I så fall vil ikke elektrifiseringen føre til noen netto-reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp.

Elektrifiseringen kan imidlertid ha en virkning på karbonprisen, noe som igjen kan føre til ringvirkninger som endrer utslipp utenfor kvotemarkedet i EU. Slike ringvirkninger er kjent som karbonlekkasje

## Karbonlekkasje

Et effektivt kvotemarked forutsetter implisitt at elektrifiseringen av Johan Castberg gjennomføres dersom tiltaket er lønnsomt med gjeldende karbonpris.

Beslutningen om å elektrifisere Johan Castberg vil kun påvirke karbonprisen dersom a) det er lønnsomt men ikke gjennomføres, eller b) dersom det ikke er lønnsomt men gjennomføres likevel.

Dersom elektrifiseringen av Johan Castberg er lønnsom i *global effektivitet*, men *ikke* gjennomføres, vil andre utslippsreducerende tiltak gjennomføres et annet sted i det globale markedet (ellers vil totale utslipp øke utover utslippstaket). Det er derfor ingen karbonlekkasje i *global effektivitet*, uavhengig av priseffekten. I *regionale forpliktelser* er alternativet et dyrere tiltak i Europa, mens i *alenegang*, er alternativet et dyrere tiltak i EU-ETS. Når utslippsreducerende tiltak blir dyrere innenfor EU-ETS (kvoteprisen øker), vil det bidra til økt karbonlekkasje, og de globale utslippene øker.

Dersom elektrifiseringen av Johan Castberg har en høyere tiltakskostnad enn kalkulasjonsprisen, men gjennomføres likevel, vil det erstatte ett eller flere prosjekter med lavere tiltakskostnad. Derfor reduseres karbonprisen; den globale prisen i *global effektivitet*, den europeiske prisen for *regionale forpliktelser*, og EU-ETS prisen i *alenegang*. En lavere kvotepris reduserer karbonlekkasje. En lavere kvotepris er gunstig for europeisk konkurransevne, og vil dermed redusere produksjonen og utslipp utenfor Europa med mindre det er et globalt kvotemarked på plass.

Ulike studier har anslått omfanget av karbonlekkasje, selv om anslagene er svært usikre. CECILIA 2050 (2015) har anslått karbonlekkasjeeffekter på mellom 28 og 44 prosent. Nettoeffekten er at gjennomføring av et ikke samfunnsøkonomisk effektivt elektrifiseringstiltak fører til en netto reduksjon av globale utslipp, men denne reduksjonen er lavere enn nettoeffekten av utslippsreduksjoner på Johan Castberg og utslippsøkninger i kraftmarkedet.

## Effektiviteten av elektrifisering som et klimatiltak

Verdien av utslippsreduksjoner fra elektrifisering av Johan Castberg er avhengig av politikkscenario. Karbonprisbanene i politikkscenarioene representerer denne verdien. Elektrifisering av Johan Castberg er et effektivt klimatiltak dersom tiltakskostnaden for elektrifisering (per CO<sub>2</sub>-enhet) er lavere enn kalkulasjonsprisen (eller øvre grense for den samfunnsøkonomisk effektive tiltakskostnaden):

- 550 kroner per tonn CO<sub>2</sub> i *global effektivitet*, der alle globale utslipp er underlagt en felles karbonpris.
- Mellom 300 og 650 kroner per tonn CO<sub>2</sub> i *alenegang* og *regionale forpliktelser*, der utslippene fra Johan Castberg inngår i et europeisk kvotemarked.
- Fra 500 til 1000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> eller høyere, dersom Norge tar på seg bindende forpliktelser for innenlandske utslippsreduksjoner. Dette innebærer at Norge viderefører en særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift på opptil 700 kroner per tonn CO<sub>2</sub>, i tillegg til den europeiske markedsprisen for karbonutslipp.

Siden kostnadene av elektrifiseringsalternativene er utenfor rammen av denne studien, kan vi ikke konkludere på effektiviteten av elektrifiseringsalternativene. Basert på beregninger av fremtidige CO<sub>2</sub>-kostnader for de ulike politikkscenarioene, og forutsetninger om en særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift, konkluderer vi med at en tiltakskostnad høyere enn 1000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> sannsynligvis ikke er samfunnsøkonomisk effektiv. Selv om det ikke kan utelukkes at Norge vil benytte en særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift, tror vi det er lite sannsynlig at en høyere CO<sub>2</sub>-avgift vil opprettholdes over en periode på 30 år dersom andre land og regioner ikke innfører strengere klimapolitiske tiltak.

Elektrifisering fører til at utslipp fra petroleumssektoren reduseres, og utslipp fra kraftsektoren øker. Resultatet er en netto reduksjon i globale utslipp, men beregning av økningen fra kraftsektoren er svært usikker. Det er imidlertid nødvendig å ta den langsiktige dynamikken i kraftmarkedet i betraktning når den marginale effekten på utslipp fra kraftproduksjon skal vurderes.

Beslutningen om å elektrifisere Johan Castberg må tas under betydelig usikkerhet. Det fremtidige klimapolitiske rammeverket er høyst usikkert, som demonstrert av politikkscenarioene. Dersom Johan Castberg elektrifiseres, selv om det ikke er et samfunnsøkonomisk effektivt tiltak, vil de globale utslippene fortsatt reduseres på grunn av redusert karbonlekkasje, bortsett fra i *global effektivitet*, ettersom globale utslipp er regulert av et fast tak, og det derfor ikke er noen karbonlekkasje.

## FORKORTELSER

CCGT	Combined Cycle Gas Turbine (gasskraftkapasitet)
CCS	Carbon Capture and Storage (karbonfangst og lagring)
EU-ETS	Emission Trading Scheme (EUs kvotemarked)
ESD	Effort Sharing Decision (utslipp fra sektorer som ikke er inkludert i ETS)
EU	European Union
Kalkulasjons- pris	Nåverdien av karbonutslipp basert på europeisk og global karbonprisbane og ekstra CO <sub>2</sub> -avgift på norsk sokkel
LCOE	Levelized Cost of Energy (diskontert investeringskostnad delt på produksjon)
LRMC	Long Run Marginal Cost (langsiktig kostnad inkludert investering og faste kostnader)
MAC	Marginal Abatement Cost (tiltakskostnad)
MACC	Marginal Abatement Cost Curve
MSR	Market Stability Reserve (kvoterreserve i ETS)
RES	Renewable Energy Sources (fornybare energikilder, kjernekraft ekskludert)
SRMC	Short Run Marginal Cost (marginale variable produksjonskostnader)
TheMA	THEMAs kraftmarkedsmodell

# 1 INNLEDNING OG BAKGRUNN

## 1.1 Problemstilling

En stadig tilbakevendende problemstilling i klimadebatten er hvorvidt man skal elektrifisere utbyggingen av norsk sokkel. Tilhengerne av elektrifisering trekker det frem som et viktig tiltak for å redusere norske klimautslipp, ettersom man erstatter en energibruk som normalt ville vært dekket av lokalt produsert gass med elektrisitet som genereres av fornybare energikilder. Kritikerne av elektrifisering peker imidlertid på at ved å øke etterspørselen etter ren kraft i Norge, reduseres eksporten til resten av Europa, der behovet i stedet vil bli dekket av fossile brenselkilder som kull og gass. Flere hevder derfor at et elektrifiseringstiltak i Norge stort sett vil dreie seg om å flytte klimautslippene fra Norge til utlandet. Et annet argument som trekkes fram, er at tiltakskostnaden for elektrifisering ligger mye høyere enn dagens kvotepris i EU-ETS-markedet, og at det vil være samfunnsøkonomisk ulønnsomt å gjennomføre utslippstiltak som har en mye høyere tiltakskostnad enn prisen for utslippskutt.

*Hovedproblemstillingen for denne studien er å gjøre så nøyaktige anslag som mulig av hvordan ulike grader av elektrifisering av Johan Castberg endrer utslippene i Norge og internasjonalt, og hvordan utvikling i karbonpris påvirker den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av elektrifisering.*

For å svare på hovedproblemstillingen, analyserer vi også

1. Utviklingen i sammensetningen av kraftproduksjonskapasiteten i Europa
2. Utviklingen i kraftprisen som Johan Castberg må betale ved elektrifisering fra land
3. Utviklingen i CO<sub>2</sub>-kostnaden som Johan Castberg blir stilt overfor (kalkulasjonsprisen)
4. Hva som skal til for at Johan Castberg er et samfunnsøkonomisk effektivt klimatiltak

Analysen tar hensyn til at Norge (og Norden) er en integrert del av det europeiske kraftmarkedet.

Studien sammenligner nullalternativet, der Johan Castberg ikke elektrifiseres, med tre alternativer som reflekterer ulike grader av elektrifisering. De tre alternativene er som følger:

- Alternativ 1: Elektrisk utstyr er drevet av elektrisitet fra land, og energibehovet for gasskompresjon er dekket av strøm fra en gassturbin. Gassturbinen har varmegjenvinning som delvis dekker varmebehovet. Resten av varmebehovet dekkes av gasskjeler.
- Alternativ 2: Elektrisk utstyr og gassinjeksjonskompressor er drevet av elektrisitet fra land, mens varmebehovet dekkes av gasskjeler.
- Alternativ 3: Hele kraftbehovet, inkludert varmebehovet, dekkes av elektrisitet fra land.

I tillegg har vi et nullalternativ der all produksjonen dekkes av lokal forsyning fra gassturbiner og alt varmebehov dekkes ved varmegjenvinning (alternativ 0)

## 1.2 Analyseramme

Et sentralt poeng når man vurderer den samfunnsøkonomiske effektiviteten av utslippstiltak som elektrifisering, er at man må ta hensyn til den lange levetiden til tiltaket. Produksjonen fra Johan Castberg forventes å vare i 30 år fra 2023 til 2052. Da kan man ikke uten videre legge dagens markedssituasjon eller dagens rammebetingelser, verken når det gjelder kraftmarkedet eller kvotemarkedet, til grunn for analysen. Vi vet ikke nødvendigvis hvordan markedene og rammebetingelsene vil utvikle seg, men vi vet at de vil endres. Når langsiktige utviklingstrekk er viktige for en beslutning og det er stor usikkerhet om fremtiden, er det nyttig å bruke scenarier som verktøy. Vi har valgt å ta utgangspunkt i tre politikkscenarier for global, europeisk og norsk klimapolitikk.

Utviklingen i global klimapolitikk er en ytre faktor som forklarer endringer både i teknologikostnader, brenselpriser, og europeisk og norsk klimapolitikk og CO<sub>2</sub>-pris.

I en nåverdibetraktning er veien framover vel så viktig som situasjonen i det fremtidige slutt punktet. Det er dermed nyttig å ta utgangspunkt i de kortsiktige konsekvensene og drøfte hvordan de setter i gang en dynamikk via markeder, politikk og teknologiutvikling, som også gjensidig påvirker hverandre. Poenget er å ta hensyn til at verden ikke er statisk på en systematisk måte, og ikke anlegge for snever ramme for analysen.

Kortsiktige endringer i markedet har betydning for hvordan markedet utvikler seg på lengre sikt. Elektrifisering påvirker etterspørselen etter kvoter i kvotemarkedet og etter kraft i kraftmarkedet. Dermed endres prisene. Økte priser trekker i retning av økte investeringer, eventuelt at investeringer skjer tidligere. Markedsutviklingen er et resultat av summen av alle endringer, og man kan sjelden henføre en bestemt markedstilpasning til en enkelt hendelse. Vi analyserer derfor markedseffektene med utgangspunkt i *langsiktig marginale* endringer.

Rammebetingelsene for markedene vil endre seg. Mye er gitt av politiske målsettinger, men vi legger til grunn at endringer i rammebetingelser ikke er fullstendig uavhengige av hva som skjer i markedene.

EU sine klimamål legger opp til en ambisiøs utvikling der man skal erstatte mye kull og gass med renere energikilder som vind, sol og vann. Energimiksen, dvs. sammensetningen av elektrisitetens produksjonen på kontinentet, i fremtiden, kan derfor forventes å endre seg betraktelig i forhold til energimiksen i dag. Denne utviklingen vil blant annet være drevet av markedsutviklingen, klimapolitikken og teknologiutviklingen. Samtidig vil klimapolitikken, og kvotetaket i EU, bli påvirket av både markedsutviklingen og global klimapolitikk. Store forskjeller i ambisjonsnivået for utslippsreduksjoner og karbonpris i EU og globalt kan svekke konkurransevnen til europeisk industri og øke risikoen for karbonlekkasje. Et strammere internasjonalt rammeverk og ambisjonsnivå kan imidlertid gi økt utbygging av, og dermed lavere kostnader for, fornybare energikilder.

### 1.3 Om rapporten

Vi har lagt opp til å gjennomføre analysen i flere steg, som også er reflektert i kapittelstrukturen i rapporten:

- I kapittel 2 gjør vi nærmere rede for noen sentrale mekanismer som har betydning for hvordan elektrifisering påvirker utslippene.
- I kapittel 3 beskriver vi utfallsrommet for global, europeisk og norsk klimapolitikk mot 2050. På bakgrunn av denne beskrivelsen, utvikler vi tre politikkscenarioer for utvikling i karbonpris og klimapolitiske mål og virkemidler i Europa.
- I kapittel 4 analyserer vi ved hjelp av markedsmodeller hvordan økt etterspørsel etter elektrisitet som følge av elektrifiseringstiltak påvirker kraftproduksjon, sammensetningen av energi-produksjonen, nye investeringer og de samlede karbonutslippene fra kraftmarkedet i Norge, Norden og Europa i de ulike politikkscenarioene.
- I kapittel 5 bruker vi modellberegningene og analyserammen til å analysere hvordan samlede utslipp utvikler og fordeler seg i de ulike politikkscenarioene. Videre vurderer vi hvilken CO<sub>2</sub>-prisbane som vil gjelde for Johan Castberg og vi beregner kalkulasjonsprisen av utslippsreduksjonene som følge av elektrifisering og kommenterer på forutsetningene for at elektrifiseringstiltaket skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi vurderer også hvordan elektrifiseringstiltaket vil påvirke kvoteprisen i EU-ETS og mulighetene for karbonlekkasje.



## 2 METODE

Dette kapitlet beskriver metoden vi har benyttet for å vurdere konsekvensene av elektrifisering av Johan Castberg på samlede CO<sub>2</sub>-utslipp. Vi har benyttet kraftmarkedsmodellen TheMA til å estimere innvirkningen elektrifiseringen har på kraftmarkedet. TheMA simulerer kraftmarkedet for hele Europa og viser hvordan den endelige kraftmiksen endres i Europa som følge av økt etterspørsel i Norge.

### 2.1 Beskrivelse av noen grunnleggende sammenhenger

For å analysere utviklingen i kraft- og karbonpris, samt endringene i kraftmiksen og utslippskonsekvensene, er det nødvendig å ta hensyn til en virkningene i kvotemarkedet.

Endringer i kvoteprisen påvirker også konkurranseforholdet mellom kvotepliktige sektorer og ikke-kvotepliktige sektorer i EU, og mellom EU og resten av verden. Økt kvotepris kan gi opphav til karbonlekkasje, dvs. at globale utslipp øker fordi utslippskostnaden er høyere i EU enn ute. Tilsvarende vil en lavere kvotepris kunne gi redusert karbonlekkasje og medføre at globale utslipp reduseres.

Hvordan klimapolitikken utvikler seg i EU på lang sikt, vil til dels avhenge av hvordan markedsprisene utvikler seg, og dels hvordan den globale klimapolitikken utvikler seg. EU ønsker å gå foran, men kan av hensyn til økonomien (karbonlekkasje) ikke ha en mye strengere klimapolitikk enn resten av verden.

Norge har planer om å slutte seg til EUs klimapolitikk, ved at også utslipp utenfor kvotepliktig sektor blir underlagt samme rammebetingelser som i EU, via den såkalte «*Effort Sharing Decision*»-mekanismen (ESD). Det vil innebære at Norge får et bindende mål for nasjonale utslipp i de sektorene som ikke omfattes av EU-ETS (der transportsektoren er den største kilden til utslipp). Til gjengjeld får Norge anledning til å bruke fleksible mekanismer for å oppfylle målet. Målene er foreløpig satt til 2030.

### 2.2 Påvirkning på kraftmarkedet

#### 2.2.1 Hva skjer i kraftmarkedet?

Økt etterspørsel etter kraft i Norge medfører redusert eksport eller økt import, siden kraftproduksjonen i Norge er gitt av tilgangen til vann i kraftverkens magasiner. Markedsvirkningene kommer an på om endringen er kortsiktig eller varig. Er etterspørselsøkningen varig, vil produksjonskapasiteten etter hvert tilpasses, dvs. at det blir investert i økt kapasitet. Elektrifisering av Johan Castberg er en varig etterspørselsøkning som vil være kjent så snart beslutning om elektrifisering er tatt, dvs. i god tid før produksjonen starter opp. Det er derfor grunn til å tro at markedet vil forvente etterspørselen fra Johan Castberg, og tilpasse seg på forhånd. Dersom det er overkapasitet i markedet, vil en etterspørselsøkning i første omgang redusere overkapasiteten ved at eksisterende kapasitet utnyttes mer effektivt. Det vil imidlertid også føre til at investeringsplaner kan flyttes nærmere i tid. Det er urealistisk å anta at markedet vil ha overkapasitet på lang sikt slik at økt etterspørsel ikke vil påvirke investeringene.

En plutselig og uventet økning i kraftetterspørselen medfører at produksjonen i eksisterende kraftverk øker. Innenfor eksisterende kapasitet er det hovedsakelig kull- og gasskraft som kan øke sin produksjon, siden vind-, vann- og solproduksjon er begrenset av været, og kjernekraft og brunkull stort sett kjører på full kapasitet (grunnlast). Økt produksjon gir imidlertid også høyere pris. Hvis markedet forventer at etterspørselsøkningen er varig, vil det gjøre det lønnsomt å investere i ny kapasitet. Det springende punktet, for å vurdere påvirkningen på utslipp fra kraftproduksjon, er sammensetningen av ny produksjon (langsiktig marginal produksjonskapasitet). Investeringer i ny kraftverkskapasitet kan være markedsdrevet eller politikkdrevet. Vi antar følgende:

1. Investeringer i gasskraftkapasitet er drevet av markedspriser



2. Investeringer i fornybar produksjon er enten drevet av markedspriser eller av subsidier. I det sistnevnte tilfellet kan subsidiene antas å være knyttet til politiske målsettinger om at en viss andel av forbruket skal dekkes av fornybar produksjon.
3. Det vil ikke være aktuelt å investere i ny kullkraftkapasitet.

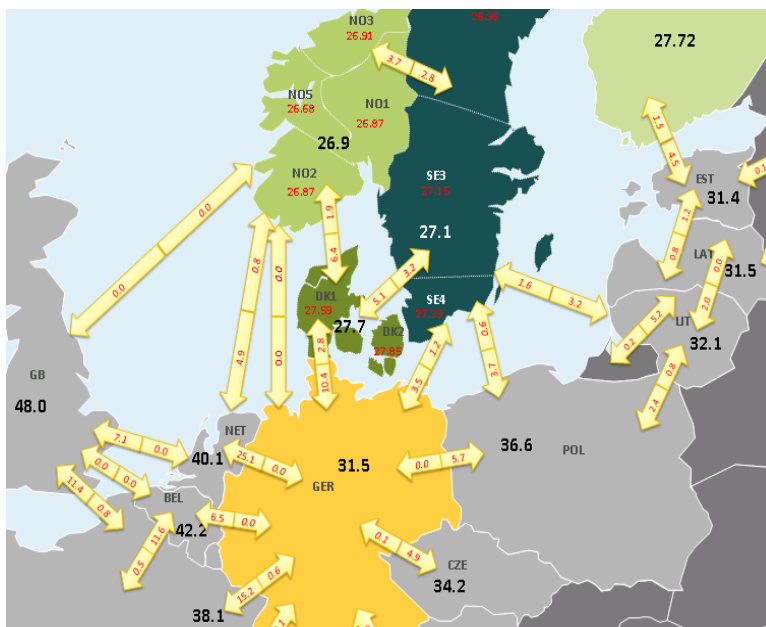
Våre beregninger bygger på at kapasiteten i kraftmarkedet vil øke som følge av økt etterspørsel. I beregningene har vi som forutsatt at investeringene som utløses gjenspeiler den produksjonsmiksen som markedet ellers investerer i, eller den marginale investeringsmiksen om du vil. Vi har valgt å benytte den gjennomsnittlige investeringsmiksen over hele perioden som utgangspunkt for disse marginale investeringene. Ettersom vi antar det som lite sannsynlig at det vil komme ny kullkraft i Europa etter 2023, vil disse investeringene stort sett bestå av gasskraft og fornybar vind, og solproduksjon. Man kan argumentere for at de marginale investeringene vil variere avhengig av hvilket år man er i, men for å redusere kompleksiteten i modellberegningene har vi valgt å holde denne sammensetningen konstant. Sammensetningen av investeringsmiksen er gitt i kapittel 4.3.1, Tabell 2.

## 2.2.2 Modelling

I analysen av kraftmarkedet benytter vi kraftmarkedsmodellen TheMA. TheMA er en fundamental optimeringsmodell som simulerer langtidsutvikling i kraftmarkedet i Vest og Sentral-Europa (inkludert Storbritannia, Spania, Italia og Frankrike) med full timesoppløsning.

TheMA-modellen finner en økonomisk likevekt i kraftsystemet, med eksogene antagelser om kapasitetsutvikling i kraftverk, brenselpriser, overføringskapasitet, etc. Etterspørsel samt produksjon fra variabel fornybare kilder som sol- og vindkraft er representert med full timesvolatilitet, basert på historiske tidsrekker. På denne måten modelleres en realistisk variasjon i tvungen produksjon og forbruk, samt korrelasjoner i tid og rom.

**Figur 1: Illustrasjon av landene som dekkes av TheMA-modellen.**



Vi benytter resultatene fra kraftmarkedsmodellen til å gjennomføre følgende analyse:

1. Estimere kraftprisutviklingen i de ulike politikkscenarioene som er skissert. Kraftprisutviklingen vil være en relevant kostnadskomponent når man skal vurdere ulike investeringsalternativer for elektrifisering.
2. Vurdere hvor store karbonutslipp i kraftsektoren de ulike elektrifiseringsalternativene vil medføre i de ulike politikkscenarioene. Vi estimerer både virkningen på kraftmiksen under

forutsetningen om at Johan Castberg ikke utløser nyinvesteringer, og på lang sikt hvor der investorer forutser den økte etterspørselen fra elektrifisering.

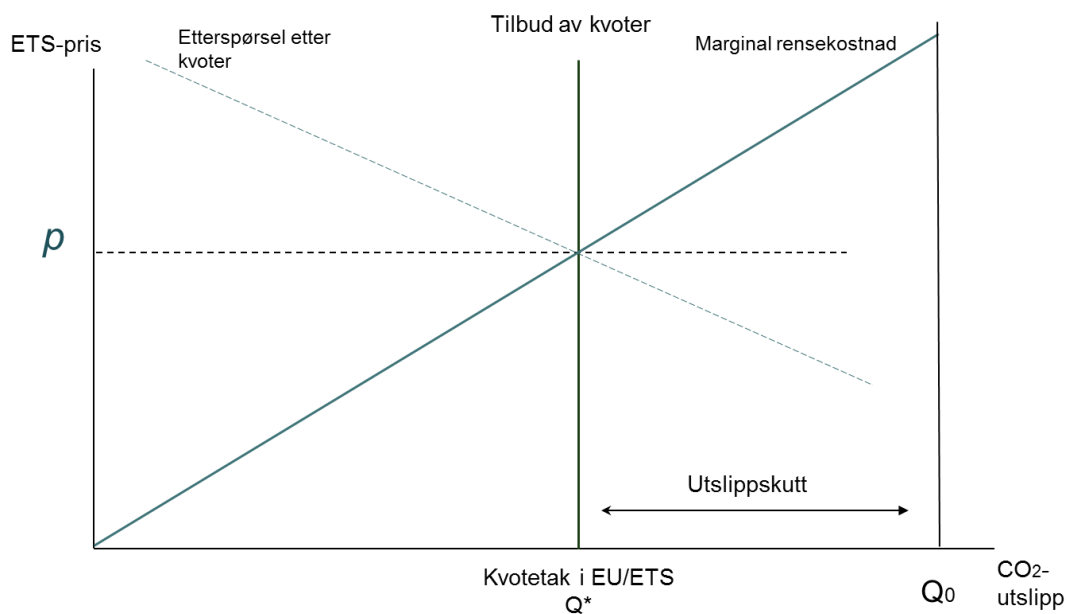
TheMA-modellen har også en tilhørende karbonmarkedsmodul. Karbonmarkedsmodulen brukes til å estimere den marginale tiltakskostnaden i kraftsektoren for ulike kvotetak. Vi har i tillegg benyttet offentlig tilgjengelige rapporter som informasjonsgrunnlag for å estimere karbonprisutviklingen globalt og i sektorene som ikke omfattes av EU-ETS.

## 2.3 Påvirkning på kvotemarkedet

Elektrifisering påvirker kvotemarkedet fordi det innebærer at etterspørselen etter kvoter fra Johan Castberg reduseres, samtidig som kvoteetterspørselen fra kraftproduksjon øker.

Figur 2 viser en illustrasjon av hvordan et cap-and-trade kvotemarked som EU-ETS fungerer. Vi antar at uten noen form for avgift vil installasjonene som omfattes av kvotemarkedet slippe ut CO<sub>2</sub> tilsvarende Q<sub>0</sub>. I ETS gjelder dette de sektorene som er inkludert: elektrisitet og oppvarming, olje og gassproduksjon, utslippsintensive industrier og europeisk luftfart. EU setter et kvotetak basert på sine utslippsmål eller -forpliktelser og utsteder et antall kvoter som tilsvarer kvotetaket. Aktører som har virksomhet som gir utslipp, må skaffe seg kvoter som dekker utslippene. Alternativet er å gjennomføre tiltak som reduserer eller fjerner utslippene.

**Figur 2: Illustrasjon av EU-ETS markedet**



Kvotepriksen reflekterer kostnaden ved det marginale tiltaket som må gjennomføres for at kvotetaket skal overholdes, representert ved marginal tiltakskostnad i figuren. Aktører som har tiltakskostnader som er høyere enn kvotepriksen, kjøper kvoter, mens det er lønnsomt for aktører som har lavere tiltakskostnader enn kvotepriksen, gjennomfører tiltaket. Dersom etterspørselen etter kvoter øker, må flere tiltak gjennomføres, og prisen på kvoter presses opp.

Elektrifisering av Johan Castberg påvirker ikke likevekten i kvotemarkedet dersom

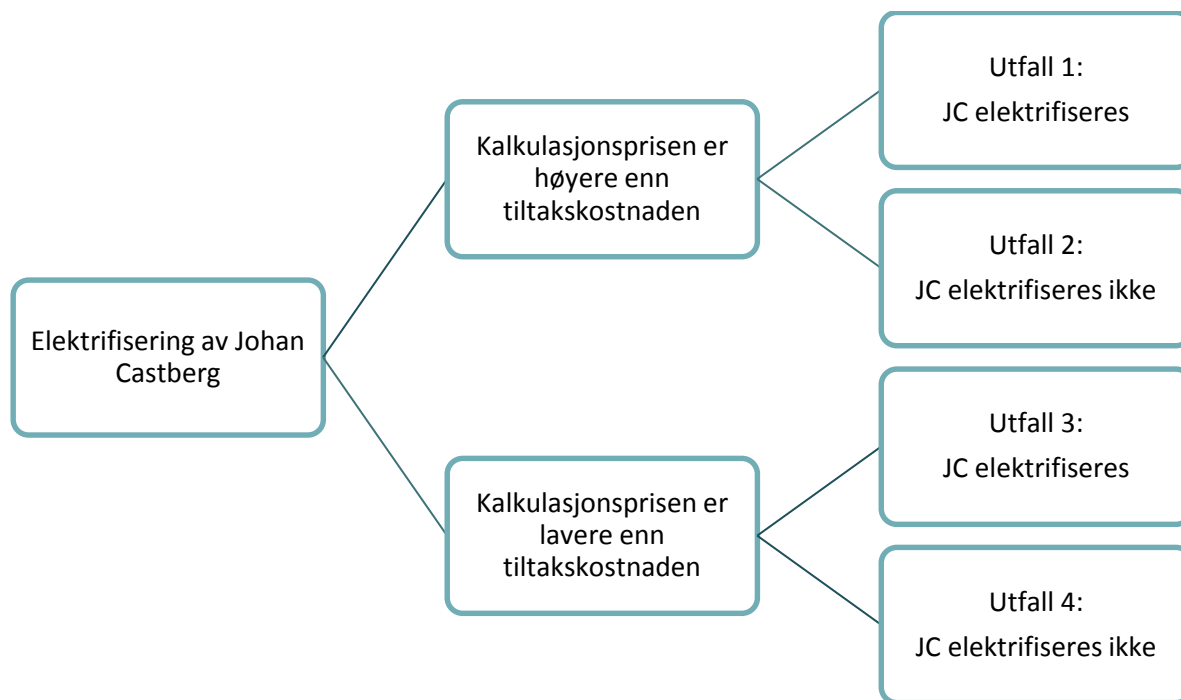
- Tiltaket er lønnsomt og gjennomføres (Utfall 1 i figuren under)
- Tiltaket er ulønnsomt og gjennomføres ikke (Utfall 4 i figuren under)

Motsatt vil elektrifisering påvirke prisen i kvotemarkedet dersom

- Tiltaket er lønnsomt, men gjennomføres ikke (Utfall 2 i figuren under)
- Tiltaket er ulønnsomt, men gjennomføres (Utfall 3 i figuren under)

Figur 3 representerer de ulike utfallene man kan få ved elektrifisering av Johan Castberg. Dette utdypes ytterligere i kapittel 5. Kalkulasjonsprisen representerer den samlede verdien av karbonprisbanen og eventuelt en CO<sub>2</sub>-avgift multiplisert med utslippene i hvert år.

**Figur 3: Utfallsrom ved elektrifisering**



**Utfall 1:** Dersom nåverdien av prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt bør Johan Castberg elektrifiseres. Dette gjelder uansett hvordan elektrisiteten som forsyner feltet produseres. Dersom elektrisiteten som produseres kommer fra kullkraftverk, vil kullkraftprodusentene produsere kraft og kjøpe ETS-kvoter for utslippene fra produksjonen. Blir ETS-prisen for høy vil kullkraftverkene slutte å produsere og annen elektrisitetsproduksjon vil overta. Det mest samfunnsøkonomisk optimale for ETS-markedet vil uansett være at de tiltakene som gir lavest tiltakskostnad og som har positiv nåverdi gjennomføres. Ettersom kvotetaket i EU-ETS i utgangspunktet er konstant, vil den samlede mengden utslipp fra de sektorene som omfattes være den samme, uavhengig om JC elektrifiseres eller ikke. Elektrifiseringstiltaket vil da ikke påvirke likevekten i EU-ETS eller karbonprisen.

**Utfall 2:** Dersom elektrifisering av JC er et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak og ikke gjennomføres, betyr det at man i stedet må gjennomføre utslippskutt ett annet sted til en høyere kostnad for å nå utslippsmålet. Dette er ikke samfunnsøkonomisk effektivt, men vil øke ETS-prisen.

**Utfall 3:** Dersom kalkulasjonsprisen er lavere enn tiltakskostnaden ved elektrifisering men man likevel gjennomfører elektrifiseringen, påvirkes likevekten i markedet. Når et prosjekt med høyere tiltakskostnad enn ETS-likevekten gjennomføres, reduserer det etterspørselen og dermed karbonprisen.

**Utfall 4:** Dersom kalkulasjonsprisen er lavere enn tiltakskostnaden ved elektrifisering bør Johan Castberg ikke elektrifiseres. Da er det andre utslippsreducerende tiltak som bør gjennomføres til en lavere tiltakskostnad. Dersom Johan Castberg ikke elektrifiseres fordi det ikke er lønnsomt, vil Statoil kjøpe ETS-kvoter. Likevekten i EU ETS påvirkes ikke, fordi den forutsetter at de tiltakene som har for høy tiltakskostnad ikke vil bli gjennomført.

Tiltak som ikke påvirker likevekten i markedet, påvirker ikke utslippene innenfor kvotemarkedet, men bidrar til effektiv gjennomføring av klimapolitikken. Tiltak som påvirker likevekten i markedet er ikke effektive, og påvirker også kvoteprisen. Dersom kvoteprisen øker (samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak gjennomføres ikke), svekkes den relative konkurransevnen til aktivitet som omfattes av ETS, og produksjon og konsum vris mot sektorer og varer som ikke omfattes av

kvotemarkedet. Dette kalles for karbonlekkasje. Tilsvarende gir tiltak som gir en lavere kvotepris (samfunnsøkonomisk ulønnsomt, men gjennomføres likevel), negativ karbonlekkasje. Et ulønnsomt tiltak er ikke effektivt, men kan likevel redusere utslippene.

I kapittel 5 drøfter vi nærmere hvordan effekten av en redusert ETS-pris vil påvirke utslippene i Europa og globalt gjennom karbonlekkasje.

## 2.4 Nytteverdi og tiltakskostnad

Elektrifisering er lønnsomt dersom kvoteprisen er høyere enn kostnaden ved elektrifisering. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av elektrifiseringstiltaket er den estimerte nytten av reduserte klimagassutslipp (kalkulasjonsprisen) fratrukket kostnaden ved elektrifisering, dvs. tiltakskostnaden.

- *Kalkulasjonsprisen* av reduserte klimagassutslipp estimeres ved å beregne nåverdien av karbonutslippene basert på de karbonprisestimatene vi estimerer videre i rapporten.
- *Tiltakskostnaden* for elektrifisering inkluderer merkostnadene ved å dekke energibehovet med elektrisitet fra land – sammenlignet med lokal energiforsyning, inkludert kostnadene knyttet til innkjøp av strøm, fratrukket de utgiftene man sparer ved å ikke betale for CO<sub>2</sub>-utslipp og de potensielle inntektene som kommer fra eksport av frigjort gass.

Vi har ikke informasjon om tiltakskostnadene for Johan Castberg, så vi kan ikke beregne den netto nåverdien av å gjennomføre elektrifiseringstiltaket. Vi benytter en diskonteringsrente på 5 prosent, som anbefalt av OD/NVE<sup>3</sup>. I tillegg presenterer vi to ulike alternativer for en norsk CO<sub>2</sub>-avgift og estimerer kalkulasjonsprisen med disse. En nærmere gjennomgang av de prinsipielle vurderingene for elektrifisering av Johan Castberg presenteres i kapittel 5.

---

<sup>3</sup> OD, NVE m fl. (2007). *Kraft fra land til norsk sokkel*.

### 3 POLITIKKSCENARIOER

Utgangspunktet for politikkscenarioene er hvordan den internasjonale klimapolitikken kan forventes å utvikle seg i løpet av de neste tiårene. Vi baserer våre antagelser på at 2-gradersmålet er drivende for klimapolitikken, men forutsetter at det benyttes ulike virkemidler klimapolitikken mot 2050.

#### 3.1 Utfallsrom og bakgrunn

##### 3.1.1 Utfallet etter Paris

Da Kyotoprotokollen ble vedtatt i 1997 forsøkte man å simulere et internasjonalt kvotemarked der hvert land fikk utdelt en viss mengde utslippsrettigheter. Dersom landene benyttet mer eller mindre enn den tildelte mengden utslippsrettigheter kunne de handle med de overskytende kvotene. Problemet er at utslippsreduksjonene ikke omfattet alle land og utslipp, og at de løsningene man kom fram til ikke har vist seg å fungere effektivt. Blant annet har avtalen ikke resultert i en markedsløsning med en felles global pris på karbonutslipp. Utslippsforpliktelsene i Kyotoprotokollen gjelder stort sett industriland, mens trenden er at en økende andel av utslippene kommer fra fremvoksende økonomier som Kina, India og Brasil.

I desember 2015 ble grunnlaget for en ny klimaavtale lagt i Paris. De deltakende partene ble enige om at man skal ha et langsiktig mål om å holde den globale økningen av gjennomsnittstemperaturen til under 2 grader celsius, med en ambisjon om å begrense den globale oppvarmingen til 1,5 grader. I motsetning til Kyotoprotokollen legger Paris-avtalen opp til en nedenfra-og-opp tilnærming der hvert land kommer med det man kaller «intended nationally determined contributions», dvs. innspill til hvor mye utslipp man forventer å kutte fram til 2030.

De innmeldte kuttene er foreløpig ikke ambisiøse nok til å nå 2-gradersmålet. Estimer gjort av Bloomberg New Energy Finance viser at man forventer en gjennomsnittlig temperaturøkning på 2,7 grader med det nåværende ambisjonsnivået. I Paris-avtalen legges det derfor opp til at landene sender inn oppdaterte planer for utslippskutt hvert femte år, med håp om at man til slutt vil oppnå utslippsreduksjoner som sørger for at man når 2-gradersmålet.

Et annet problem med Paris-avtalen er at de innmeldte målene varierer stort, både i presisjon og ambisjonsnivå. Mens flere av landene som var en del av Kyotoprotokollen, deriblant EU, har meldt inn kutt som sammenlignes med 1990-nivå, har andre land, som USA og Australia, tatt utgangspunkt i 2005-nivå. De to økonomiene med raskest voksende utslipp, Kina og India, har påtatt seg å redusere utslippsintensiteten per BNP-enhet, mens andre økonomier har lovet å redusere utslippene fremover sammenlignet med en fiktiv utslippsbane identifisert som «business-as-usual». De store variasjonene i utslippsmål bidrar til større usikkerhet knyttet til hvorvidt man vil klare å nå 2-gradersmålet.

Potensialet med Paris-avtalen er at mange flere land er med og har bidratt med utslippsmål sammenlignet med Kyotoprotokollen. Dette legger til rette for et bredere globalt samarbeid, og reduserer risikoen for karbonlekkasje. Dersom det skapes gjensidig tillit mellom landene, ved at man ser at alle reduserer utslippene som planlagt og ingen lurer seg unna, er det mer sannsynlig at flere vil øke ambisjonsnivået når man skal melde inn nye kutt om fem år.

##### 3.1.2 EUs klimapolitikk

EU sine utslippsmål fram til 2030 forutsetter en samlet reduksjon av klimagassutslippene på 40 prosent sammenlignet med utslippene i 1990. EU har en uttalt ambisjon om å være en foregangsfigur for industrilandene og redusere utslippene med 80-95 prosent innen 2050 slik OECD anbefaler.

Utslippene i EU kan deles opp i to områder, én del består av utslippene som omfattes av kvotemarkedet, Emissions Trading System (ETS), mens Effort Sharing Decision (ESD) inkluderer sektorer som er utenfor ETS, som transport, bygg, avfall og landbruk. Ifølge EUs rammeverk for klima vil man ha behov for å redusere utslippene i ETS med 43 prosent sammenlignet med 2005-nivå innen 2030, mens man i ESD legger opp til utslippskutt på 30 prosent.

En utfordring med ETS-systemet er at det har bygd seg opp et stort overskudd av kvoter i markedet. Dette skyldes først og fremst den økonomiske nedgangsperioden som fulgte finanskrisen i 2008. Fra 2020 til 2030 legges det imidlertid opp til at årlig utstedelse av kvoter strammes til, og reduseres med 2.2 prosent årlig sammenlignet med dagens reduksjonsrate på 1.74 prosent.<sup>4</sup> Det blir heller ikke lenger mulig å benytte internasjonale kvoter. Det nye rammeverket inkluderer også en stabilitetsreserve (MSR) som skal regulere tilgangen på kvoter slik at overskuddet ikke blir for stort. Hvis markedet strammest til, vil man frigjøre kvoter fra stabilitetsreserven etter nærmere bestemte regler. Både utslippene og ETS-prisen vil påvirkes av hvordan reserven benyttes.

Etter 2020 legger EU opp til at alle landene skal gjennomføre kutt i ESD-sektorene basert på utslippsmål fastsatt etter størrelsen på BNP per capita. I prinsippet skal ESD-forpliktelsene gjennomføres i hjemlandet, men enkelte fleksibilitetsmekanismer vil imidlertid være tilgjengelige slik at man kan oppnå en mer kostnadseffektiv reduksjon av utslippene. Det er ikke satt noen føringer for hvilke virkemidler landene ellers kan bruke for å gjennomføre nødvendige kutt. Verdien av utslippskutt i ESD vil avhenge av tiltakskostnadene i sektorene som omfattes.

### 3.1.3 Norsk klimapolitikk

I den norske intensjonsavtalen for utslippsreduksjoner som ble fremlagt i Paris, forplikter Norge seg til utslippskutt tilsvarende de i EU. Det innebærer 40 prosent utslippsreduksjon innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå. Norge er allerede tilsluttet EU ETS. Ifølge Stortingsmelding 13 (2014-2015) legges det opp til at Norge og EU sammen skal oppfylle utslippsmålene også i ESD-sektorene. Siden utgangspunktet for forpliktelsene i ESD er landets BNP, vil dette antagelig innebære en forpliktelse om 40 prosent kutt i sektorene for transport, bygg, avfall og landbruk for Norge. Norge har satt krav om mulighet til å bruke fleksible mekanismer for å slutte seg til EUs klimapolitikk, men de konkrete rammebetingelsene vil bli fastsatt gjennom forhandlinger. Mulighet for bruk av fleksible mekanismer vil innebære en reduksjon av den norske marginale tiltakskostnaden ettersom norske utslippstiltak er relativt dyre å gjennomføre sammenlignet med resten av Europa. Muligheten vil imidlertid trolig bli begrenset.

Ifølge St. meld 13 vil Norge gå tilbake til å brukeinternasjonale klimakvoter gjennom FN-systemet dersom man ikke kommer frem til en enighet med EU om fleksible løsninger.

## 3.2 Oversikt over de tre politikkscenarioene

Med utgangspunkt i rammeverket beskrevet over, der usikkerheten om fremtidig utvikling er stor, har vi formulert tre politikkscenarioer som skiller seg ad med hensyn til hvordan den globale klimapolitikken utvikler seg, og hvilke følger det har for europeisk og norsk klimapolitikk.

I scenarioet *global effektivitet* antar vi at det blir global enighet om en overordnet avtale på lik linje med Kyoto-avtalen, der alle utslipp kostnadssettes til samme pris i et globalt karbonmarked. I *regionalt samarbeid* antar vi en utvikling basert på de individuelle målene fra Paris-avtalen i 2015, men der større regioner går sammen om å utvikle felles mål og politikk for en mer effektiv måloppnåelse. I *alenegang*-scenarioet antar vi at den nåværende trenden der hvert land bidrar med nasjonale og ukoordinerte utslippsmål vil fortsette. Med disse antakelsene til grunn beskriver vi i det følgende tre ulike politikkscenarioer for europeiske og norske utslippsmål.

### 3.2.1 Scenario 1: Global effektivitet

I scenarioet *global effektivitet*, antar vi at avtalen fra Paris har blitt effektivt implementert og etterfulgt av alle landene. Dette innebærer at land forplikter seg til å stramme inn de nasjonale utslippsmålene hvert femte år samt at industriland bidrar med å finansiere utslippskutt i utviklingsland slik som Paris-avtalen legger opp til.

Etter hvert som alle landene følger opp sine forpliktelser og tiltakskostnadene øker, begynner man å samarbeide for å få på plass et rammeverk som kan sikre et internasjonalt kvotemarked innen

<sup>4</sup> Lineær reduksjonsfaktor basert på gjennomsnittlige utslipp 2008-2012.



2030. Alle landene fortsetter å sette seg individuelle mål og redusere nasjonale utslipp, men et internasjonalt kvotemarked sørger for at det globalt settes en felles karbonpris som bidrar til en mer effektiv utslippspolitik der de billigste klimatiltakene vil igangsettes først.

### 3.2.2 Regionale forpliktelser

I dette scenarioet blir også forpliktelsene fra Paris-avtalen fulgt opp og gjennomført fra 2020 og utover. Sammenlignet med Kyotoavtalen der alle landene fikk en forpliktelse tildelt, så baserer Paris-avtalen seg på en nedefra-og-opp-tilnærming der hvert land individuelt fastsetter hvor store utslippskutt man forventer å gjennomføre fram til 2030. I stedet for å utvikle globale fleksibilitetsmekanismer for utslipp gjennom et internasjonalt kvotemarked, fortsetter man heller med individuelle utslippskutt på et regionalt nivå. Man får flere forskjellige regionale samarbeidsavtaler som hver får sin egen karbonpris basert på den regionale tiltakskostnaden. Dette innebærer at karbonprisene vil variere mellom de ulike regionene som for eksempel Nord-Amerika, Øst-Asia, Midtøsten og lignende.

Europa fortsetter å ta en ledende rolle i utslippskutt og øker ambisjonene kontinuerlig mot 2050. 2030-målene nås både i sektoren dekket av ETS-kvoter og utenfor i sektorene som ikke omfattes av ETS (ESD). De marginale tiltakskostnadene, i sektorer som ikke omfattes av ETS, øker og fleksibilitetsmekanismene som tilbys er kompliserte og benyttes ikke i noen særlig grad. Dette fører til at flere og flere sektorer inkorporeres i ETS-markedet og man får et felles europeisk marked for alle utslipp etter 2030. De ambisiøse utslippsforpliktelsene i EU presser opp kvoteprisene til et nivå som er høyere enn i andre regionale kvotemarked særlig fram til 2040. Etter hvert som ambisjonsnivået og forpliktelsene øker globalt konvergerer man mot en global karbonpris.

### 3.2.3 Alenegang

I *alenegang* anses Paris-avtalen som en moderat suksess. Den forkastes ikke, men enkelte land har problemer med å følge de individuelle forpliktelsene til utslippskutt og bidrar heller ikke med oppjusterte mål hvert femte år, slik avtalen legger opp til. Resultatet av dette er at de globale utslippene ikke reduseres i den hastigheten man hadde ønsket. Problemet vedvarer inntil midten av 2030, mens man i slutten av tiåret innser at det er behov for en strengere innstramning enn tidligere. Et nytt rammeverk utarbeides, som setter strengere krav for at man skal nå målet om maks 2 grader økning av gjennomsnittstemperaturen. Målet om et sammenfallende kvotemarked utsettes dermed til 2060, mens det i mellomtiden gjennomføres tiltak for å gjennomføre utslippskutt til en høyere kostnad enn det som har vært tilfellet så langt.

EU fortsetter å skille mellom ETS og ESD sektorer noe som innebærer at man får to ulike marginale tiltakskostnader for de to markedene. I ESD varierer tiltakene for utslippskutt og de marginale tiltakskostnadene både mellom landene og de forskjellige sektorene. Enkelte land fortsetter å følge opp nasjonale utslippsmål i stedet for å legge seg opp til EU sine mål.

### 3.3 Kvantitative antagelser

politikkscenariene vi har presentert over, beskriver i stor grad på det *politiske* utfallsrommet vi har identifisert for klimapolitikken fram til 2050. I alle politikkscenariene forutsetter vi at det ligger til grunn en langsiktig økonomisk vekst både globalt og i Europa, og at ingen av tilfellene påvirkes av økonomisk resesjon eller økonomisk vekst utover det som forutsettes som svingninger omkring en normalisert trendvekst predikert av IEA på 3.5 prosent globalt og 1.6 prosent i EU.

For å gjøre modellberegninger og kvantifisere konsekvensene av elektrifisering, må vi også beskrive politikkscenariene kvantitativt. Tabell 1 gir en oversikt over de kvantitative antagelsene for politikkscenariene. Under tabellen utdyper vi resonnementene for de enkelte antagelsene.

**Tabell 1: Sammendrag av politikkscenariene**

	Alenegang	Regionale forpliktelser	Global effektivitet
Europeiske karbon- og brenselpriser	Gradvis oppgang fra dagens lave ETS pris-nivå	Høy karbonpris fra 2023	Medium karbonpris, følger den sosiale skadekostnaden globalt
	“Høy” kullpris, lav gasspris	Medium kullpris, medium gasspris	Lav kullpris, høy gasspris
Termisk produksjon	Dagens kjernekraftpolitikk forlenges, redusert kjernekraft-produksjon i Vest-Europa, moderat økning i Øst-Europa	Økning i kjernekraft-produksjonen, produksjonen følger EUs referansescenario	Reduksjon i kjernekraft-produksjonen, som følge av økt utfasing etter 2030
	Full utfasing av kull til 2050.	Full utfasing av kull (unntatt CCS) til 2040	Sterk reduksjon i kull, basert på økonomisk vurdering
	Storskala CCS-teknologi blir ikke utviklet	Storskala CCS-teknologi blir utviklet, produksjonen følger EUs referansescenario.	Storskala CCS-teknologi blir ikke utviklet
Fornybare kilder	Kostnaden for fornybarproduksjon er høy på grunn av lav global utbygging, men medium utbygging i Europa	Lav kostnad for fornybarproduksjon som følge av en kraftig vekst i global fornybarproduksjon. Svært høy utbygging i Europa.	Kostnaden for fornybarproduksjon er medium på grunn av moderat global utbygging, samt en medium utbygging i Europa
Lagringsteknologi	Moderate investeringer etter 2030.	Signifikante investeringer i lagring etter 2030	Moderate investeringer etter 2035.
Mellomlandsforbindelser	Investeringer i mellomlandsforbindelser i henhold til dagens beste estimater, basert på regionale nettutviklingsplanet etc.	Flere mellomlandsforbindelser blir bygget, for å bidra til å gjøre den høye fornybar-andelen mulig.	Investeringer i mellomlandsforbindelser i henhold til dagens beste estimater, basert på regionale nettutviklingsplanet etc.

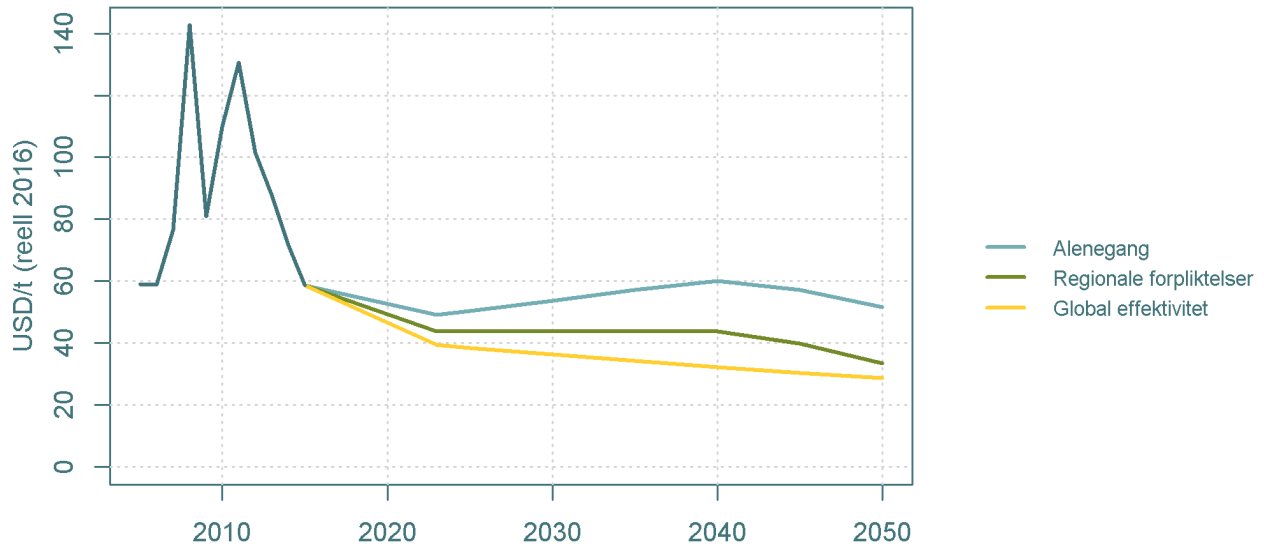
#### 3.3.1 Brenselpriser

Kullprisen har falt kraftig de siste årene, og vi antar at fallet i kullprisen vil fortsette i *global effektivitet*, som vist i Figur 4. I *regionale forpliktelser* vil kulletterspørselen opprettholdes i enkelte regioner utenfor Europa, og vi antar derfor en flat kullpris frem til 2040, og et fall i kullprisen frem til 2050. I



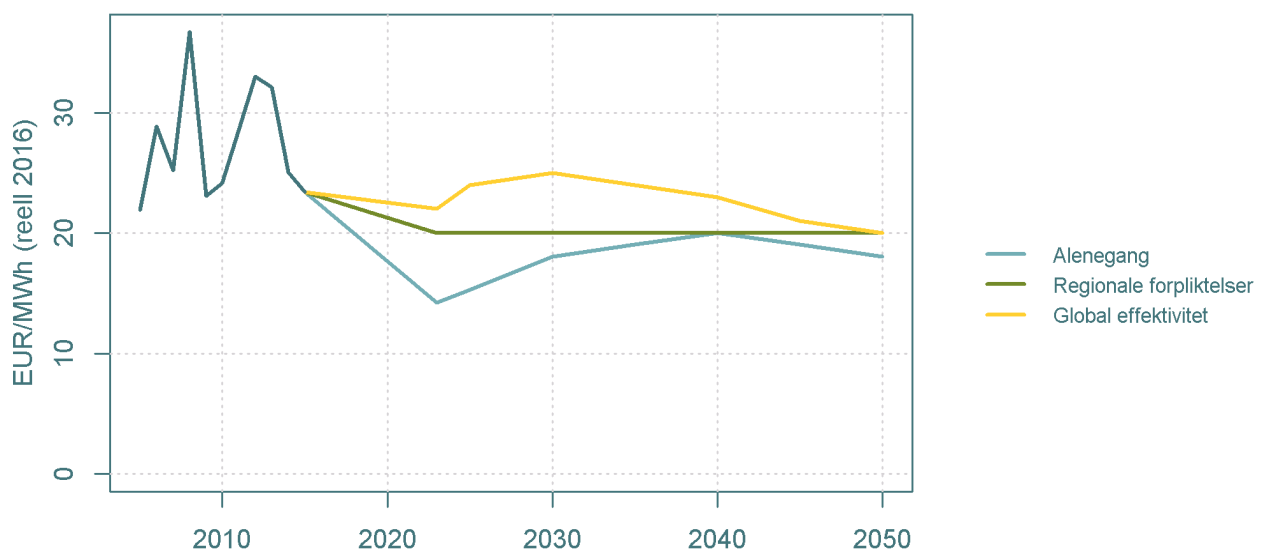
*alenegang* antar vi at kulletterspørselen fortsetter å øke i enkelte regioner utenfor Europa med mindre ambisiøs klimapolitikk, noe som gir en økning i kullprisen frem til 2040, og et fall frem til 2050 som følge av økt klimafokus globalt.

**Figur 4: Kullprisantagelser**



I *global effektivitet* øker gassetterspørselen globalt, ettersom brenselsbytte fra kull til gass er et effektivt klimatiltak i mange områder i verden. Gassprisen øker derfor i dette scenarionet frem til 2030, som Figur 5 viser. Gassprisen avtar etter 2030, da veksten i etterspørselen avtar ettersom også gassforbruket må minkes for å redusere karbonutslipp. I *regionale forpliktelser* antar vi en flat gasspris, ettersom enkelte regioner vil etterspørre mer gass. I *alenegang* antar vi at gassprisen faller videre fra dagens nivåer, ettersom det på mellomlang sikt er mindre etterspørsel etter gass for å erstatte kull globalt. Et gradvis økende fokus på klima gir imidlertid en økende gasspris på lang sikt.

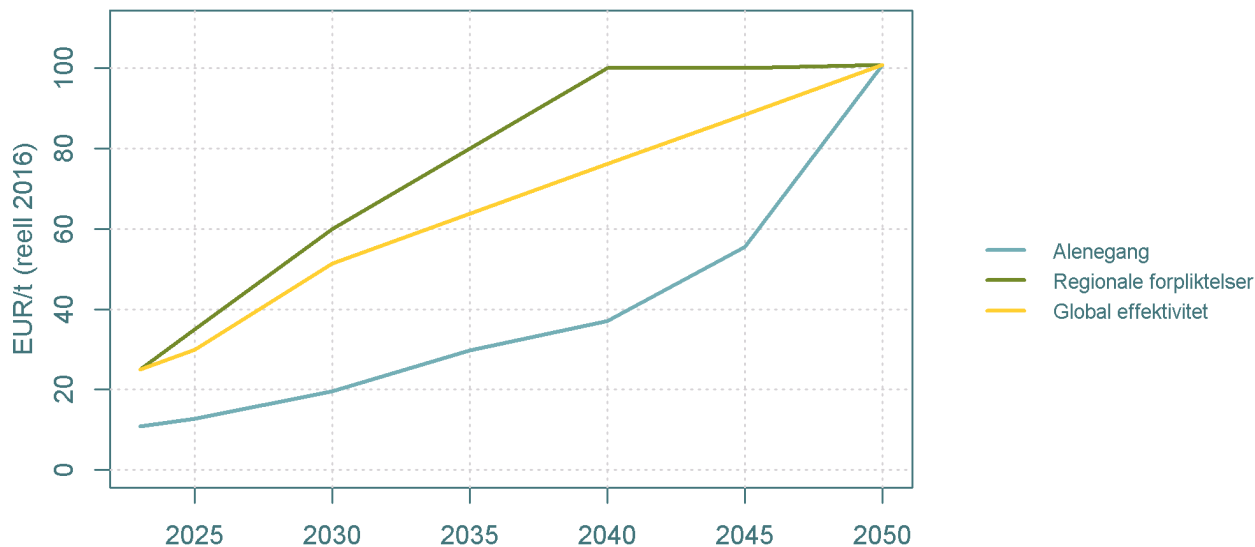
**Figur 5: Gassprisantagelser**



### 3.3.2 Karbonprisantagelser

En oversikt over våre karbonprisantagelser finnes i Figur 6. Bakgrunnen til de forskjellige politikkscenarioene finnes nedenfor.

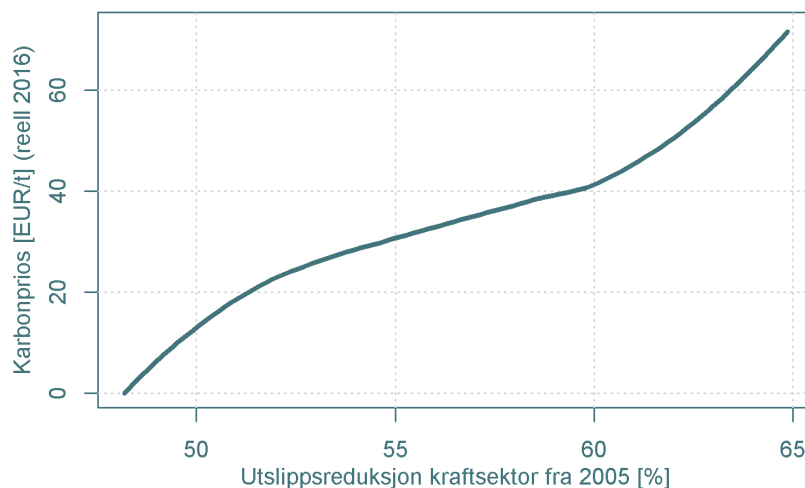
**Figur 6: Karbonprisantagelser**



#### Alenegang

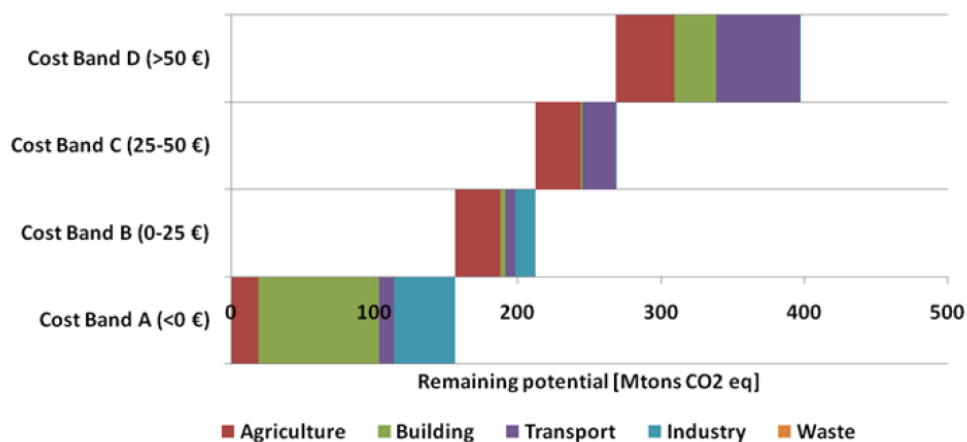
I *alenevang* antar vi at ETS fortsetter å fungere som i dag også etter 2030. Det er i dag et stort overskudd av kvoter i ETS (tilsvarende over to milliarder tonn CO<sub>2</sub>). For å bøte på det store overskuddet i markedet senkes den årlige reduksjonsfaktoren fra 1.74 prosent per år til 2.2 prosent per år. I tillegg har EU-kommisjonen vedtatt å innføre en mekanisme for å stabilisere prisutviklingen, kalt «Market Stability Reserve» (MSR). Når det er et stort overskudd av kvoter i markedet vil EU utstede færre kvoter, og plassere de resterende kvotene i en reserve. Når overskuddet i markedet reduseres vil disse kvotene igjen frigis til markedet. Vi bruker karbonmarkedsmodulen i TheMA til å estimere en karbonprisen i ETS i *alenevang*. Vi antar at brenselsbytte fra kull til gass i kraftmarkedet er prissettende i ETS i 2035. Figur 7 viser estimert tiltakskostnad i kraftmarkedet for ulike utslippsnivåer, der storskala brenselsbytte fra kull til gass blir utløst med karbonpriser i området 25-40 euro per tonn.

Vi estimerer en karbonpris på 30 euro per tonn i 2035. Frem til 2035 domineres kvotemarkedet av finansielle aktører som sparer kvoter fra overskuddsperioden til knappheten oppstår i 2035. I perioden opp til 2035 øker derfor prisen med 9,7 prosent årlig. Etter 2035 fortsetter EU å stramme kvotetaket gradvis til, slik at prisnivået gradvis beveger seg mot den globale tiltakskostnadskurven. Bakgrunnen er at EU tar på seg en fortsatt lederrolle i klimapolitikken, og at resten av verden etter hvert følger etter. Vi antar at ETS-prisen når den globale sosiale skadeposten på 100 euro per tonn i 2050.

**Figur 7: Tiltakskostnadskurve for kraftsektoren i 2040.**

### Regionale forpliktelser

I *regionale forpliktelser* utvides ETS til også å omfatte dagens ESD-sektorer, slik at det etableres et felles utslippstak og en felles CO<sub>2</sub>-pris for alle sektorer i Europa. Figur 8 viser estimer for tiltakskostnadene i ESD-sektorene i 2020. For å oppnå store reduksjoner i utslippene i ESD, må karbonprisen være over 50 euro per tonn. En felles CO<sub>2</sub>-pris, vil derfor innebære at det blir effektivt å gjennomføre større kutt i kraftsektoren, siden dette representerer et relativt billig alternativ sammenlignet med mange av ESD-sektorene, slik som transportsektoren.

**Figur 8: Estimert tiltakskostnadskurve av gjenstående mulige tiltak i ESD i 2020.**

Kilde: AEA (2012).<sup>5</sup>

Vi antar derfor at karbonprisen som kraftproduksjon stilles overfor, øker betydelig i forhold til estimatet fra *alenegang*, som Figur 6 viser. Også i dette scenarionet antar vi at karbonprisen i Europa på lang sikt konvergerer til den globale sosiale skadekostnaden i 2050 på 100 euro per tonn, og at denne konvergensen skjer tidligere enn i *alenegang*.

<sup>5</sup> AEA (2012), «Next phase of the European Climate Change Programme: Analysis of Member States actions to implement the Effort Sharing Decision and options for further communitywide measures - A report for DG Climate Action - Appendix 1: Greenhouse gas emissions projections, emissions limits and abatement potential in ESD sectors»

### Global effektivitet

I *global effektivitet* antar vi at det relativt raskt etableres en global kvotepris, og at denne er effektiv for å nå 2-gradersmålet. Estimaten vi benytter baseres på anslag fra William Nordhaus (2014)<sup>6</sup> om utviklingen i den globale sosiale skadekostnaden for karbonutslipp. I motsetning til estimatene for EU-ETS-prisen representerer det globale estimatet den marginale sosiale skadekostnaden som kommer av økte utslipp. Den marginale skadekostnaden (marginal social cost) er den eksterne samfunnsøkonomiske kostnaden som påføres samfunnet som følge av klimaendringene. Dersom et globalt karbonmarked skal være effektivt må man sette karbonprisen slik at den inkorporerer alle de eksterne kostnadene som utløses ved økte utslipp. Dersom karbonprisen settes lavere enn skadekostnaden vil man få en markedssvikt og det vil slippes ut mer CO<sub>2</sub> enn det som er optimalt for å nå 2-gradersmålet.

Modellen Nordhaus benytter (DICE) er en økonomisk optimeringsmodell som estimerer de økonomiske kostnadene av skadene som følger av økt CO<sub>2</sub>-nivå i atmosfæren og temperaturstigning. Vi har benyttet et av de mer moderate estimatene som presenteres av Nordhaus, men der man likevel forventer å nå 2-gradersmålet. Vi forutsetter at for å nå 2-gradersmålet må den globale markedsprisen på karbon reflektere den marginale skadekostnaden for å fungere optimalt. Dersom karbonprisen ligger mye lavere enn skadekostnaden vil ikke alle eksternaliteter være inkludert i prisen, og vi vil få en markedssvikt. I våre antagelser får vi en global skadekostnad på rundt 100 EUR/t CO<sub>2</sub>. Når vi ikke forutsetter en global skadekostnad på over 200 EUR/t CO<sub>2</sub> som enkelte av modellresultatene til Nordhaus viser, er det fordi vi antar at for at et globalt kvotemarked skal fungere så kan ikke prisbanen ligge noe høyere enn de laveste skadekostnadene for å unngå at enkelte land dropper ut av forpliktelsene sine.

### 3.3.3 Kostnadsutvikling for fornybar teknologi, batterier, og karbonfangst

Kostnadsutviklingen innen fornybar energi vil få stor betydning for energimiksen både i EU og globalt. En lav investeringskostnad vil øke lønnsomheten ved å investere i fornybar energi og reduserer behovet for subsidier og andre støttetiltak.

Mye av den fornybare teknologien som finnes i dag kategoriseres som relativt ny. Det innebærer at man forventer at gjennomsnittskostnaden vil reduseres etter hvert som mer kapasitet bygges ut. Vi har gjort en antakelse om at hver teknologi har en læringskurve der kostnadene reduseres med en viss prosent hver gang den globale kapasiteten doubles. Kostnadene presenteres som levelized cost of energy (LCOE). LCOE beregnes som en annuitet av investeringskostnad delt på årlig elektrisitetsproduksjon. LCOE til et investeringsprosjekt viser dermed den årlige gjennomsnittsinntekten et prosjekt må realisere for å være lønnsomt. Ved å sammenligne LCOE mot den realisererte kraftprisen kan man få en indikasjon på hvorvidt en teknologi er lønnsom eller ikke på lang sikt.

Utviklingen i LCOE for vind, sol, batteriteknologi og CCS forventes å være forskjellig i de tre politikkscenarioene. Ettersom vannkraft er en moden teknologi, antar vi at det gjenstår lite læringspotensiale der, men den vil fortsatt ha en sentral rolle både globalt og i Europa i den fornybare energimiksen.

I *global effektivitet* forventer vi at fornybar teknologi vil utvikles etterhvert som det blir lønnsomt basert på markedsmechanismene som følger det globale karbonmarkedet. Dette sørger for en relativt lineær kostnadsreduksjon etter hvert som mer og mer kapasitet bygges ut globalt.

I *regionale forpliktelser* antar vi at de regionale karbonprisene vil ligge på et høyere nivå enn en global karbonpris. Mange regionale marked med regionale utslippsmål vil presse opp tiltakskostnadene og dermed karbonprisen. En høyere karbonpris vil gjøre flere av investeringene i fornybar teknologi lønnsomme og øke utbyggingshastigheten. Dette vil gi en raskere

<sup>6</sup> Source: Nordhaus, William. "Estimates of the social cost of carbon: concepts and results from the DICE-2013R model and alternative approaches." *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists* 1.1/2 (2014): 273-312.

kostnadsreduksjon enn i global effektivitet. Etter hvert som mer kapasitet bygges ut vil det bli vanskeligere å realisere læringsgevinster og effekten avtar.

I *alenegang* vil utbyggingen av kapasitet innen fornybar energi i stor grad begrense seg til det europeiske kontinentet og noen andre utvalgte regioner. Dette reduserer læringseffekten, og kostnadsreduksjonen vil derfor gå langsommere i dette scenarioet sammenlignet med de andre. I alenegang antar vi at en stor del av den europeiske utbyggingen finansieres gjennom støtteordninger som feed-in-tariffer, subsidier og skattefordeler. Etter hvert som utslippsforpliktelsene øker vil også utbyggingen skje i et raskere tempo og kostnadsreduksjonen vil være større i de siste ti årene fram til 2050.

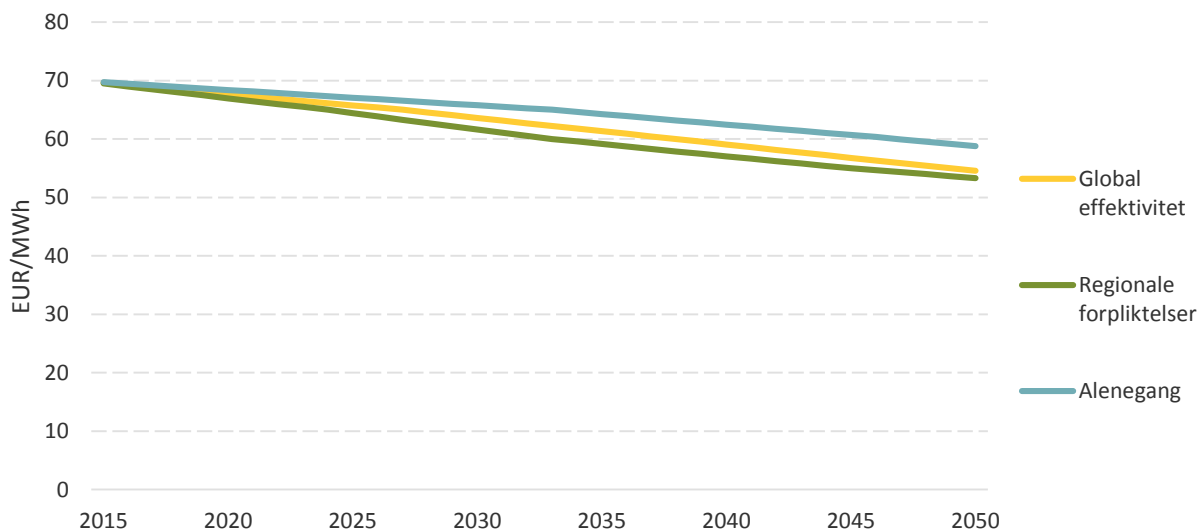
### Vindkraft onshore

Våre antagelser for LCOE for onshore vind er oppsummert i Figur 9. Som beskrevet ovenfor forventer vi en ulik global utbygningstakt i de tre politikksenarioene noe som igjen påvirker kostnadsreduksjonen.

Teknologien for vindkraft på land er allerede relativt godt utviklet og ekspertene forutsetter ikke at det vil være store læreeffekter å hente for de mest lønnsomme prosjektene. Ifølge IEA (2014)<sup>7</sup> forventes det at vind kan øke den globalt installerte kapasiteten fra 361 GW i 2014 til mellom 2500 og 4800 GW i 2050. Ifølge Global Wind Energy Outlook (2014)<sup>8</sup> forventes onshore vind å ha en læringsrate på rundt 7 prosent for hver dobling av installert kapasitet.

Figuren viser forventet prisutvikling for et gjennomsnittlig europeisk vindprosjekt. LCOE avhenger i stor grad av lokasjonen og vindforholdene der vindmøllen er plassert. I dag ligger kostnadsintervallet for onshore vindmøller mellom 110 og 45 EUR/MWh (IEA, 2013). Vi kan ikke forvente at de billigste prosjektene i dag vil oppleve en læringskurve tilsvarende den som er vist i Figur 9, men antar at de vil holde seg relativt konstante på mellom 45 og 40 EUR/MWh.

**Figur 9: Forventet utvikling i LCOE onshore vind**



### Vindkraft offshore

Antagelsene for kostnadsutviklingen for offshore vind i de tre politikksenarioene presenteres i Figur 10.

<sup>7</sup> IEA (2013), Technology Roadmap Wind Energy

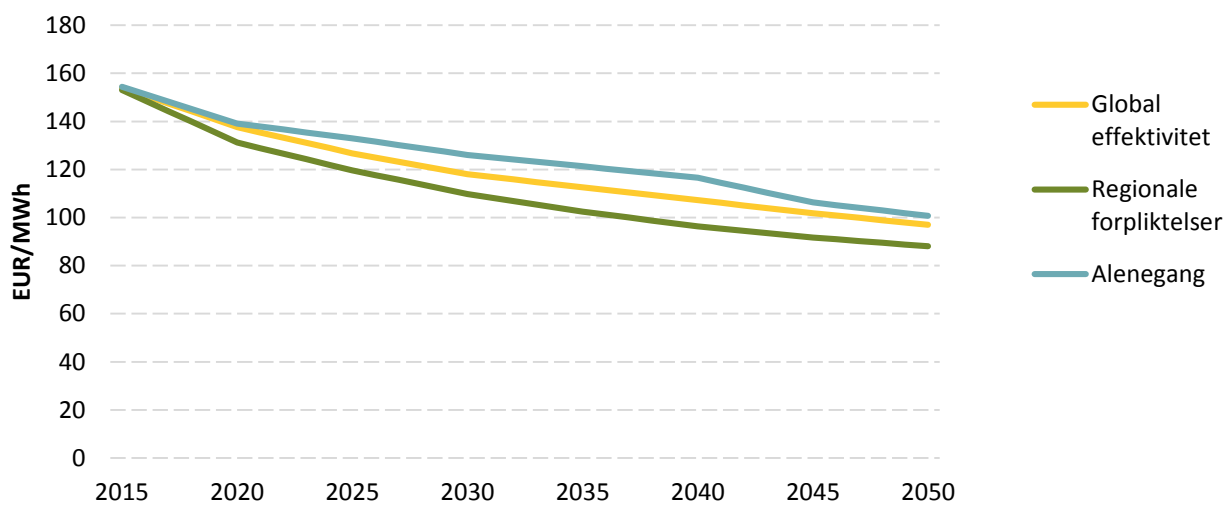
<sup>8</sup> Global Wind Energy Council, Greenpeace (2014), Global Wind Energy Outlook

Sammenlignet med vind på land, har havvind bedre prospekter for teknologiutvikling og kostnadsreduksjon. For øyeblikket er bare 15 GW havvind bygget ut, men vi forventer at denne kan øke betydelig.

Også i dette tilfellet vil det være *regionale forpliktelser* som har den raskeste utbyggingen av offshore vind. De høye karbonprisene som kommer tidlig i perioden vil sørge for at utbyggingen er lønnsom, mens for *global effektivitet* er det først på slutten av perioden, når de marginale tiltakskostnadene er på sitt høyeste, at mest vind vil bygges ut. I *aleneang*-scenarioet forventer vi at en del havvind vil bygges ut som følge av subsidieordninger snarere enn å være en ren markedsdrevet investering.

Ifølge Global Wind Energy Outlook vil offshore vind oppleve en læringsrate på rundt 9% for hver dobling av kapasiteten. I dag har offshore vind en utbyggingskostnad på mellom 170 og 105 EUR/MWh, vi forventer at dette kostnadsintervallet kan reduseres til mellom 110 og 67 EUR/MWh innen 2050 i et optimistisk scenario slik som *regionale forpliktelser*. Kostnadsestimatene i Figur 10 representerer et gjennomsnitt av kostnadsintervallet.

**Figur 10: Utvikling i LCOE offshore vind**

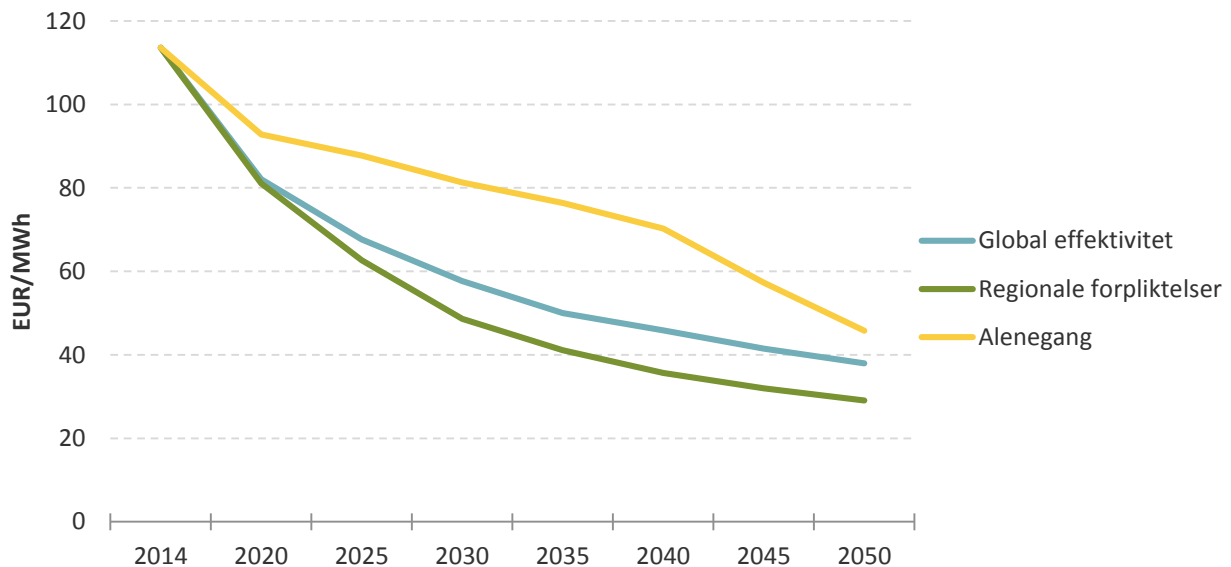


## Sol

Våre antagelser om kostnadsutviklingen for sol er oppsummert i Figur 11. Vi forventer en større global utrulling av solenergi sammenlignet med de andre fornybare energikildene og dermed den største kostnadsreduksjonen. Solinvesteringer kan gjennomføres i mindre skala og med lavere investeringskostnader totalt enn et vindkraftverk og kan derfor bygges ut flere steder. Per i dag er det bygget ut rundt 140 GW sol i verden, vi forventer en større utbygging allerede fram til 2020, i *regionale forpliktelser* forventes det en global utbygget kapasitet på 15 000 GW innen 2050.

Basert på tall fra Agora Energiewende (2015)<sup>9</sup> antar vi et teknologioptimistisk scenario for *regionale forpliktelser* med en læringsrate på 20 prosent. Dette gjør at vi ender opp med relativt lav LCOE på 29 EUR/MWh i 2050 i *regionale forpliktelser*. I *global effektivitet* er anslaget mer moderat og LCOE blir rundt 38 EUR/MWh, det mer konservative estimatet for *aleneang* ligger på 46 EUR/MWh.

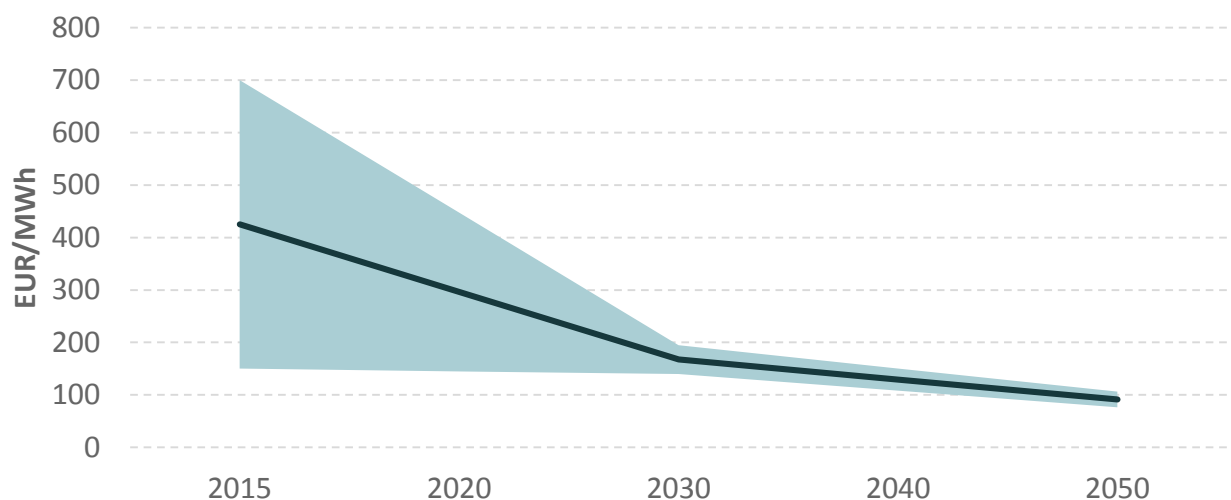
<sup>9</sup> Agora Energiewende (2015), Current and Future Cost of Photovoltaics

**Figur 11: Kostnadsutvikling sol (LCOE)**

### Batterier

I motsetning til kostnadsutviklingen for sol og vind, er det mye vanskeligere å si noe konkret om utviklingen innen batteriteknologi. Flere eksperter forventer imidlertid at vi vil få en revolusjon innen batterier på linje med den vi har sett innen solenergi. Dette gjelder særlig for mindre litiumbatterier som benyttes for husholdninger sammen med for eksempel solenergi eller i elektriske biler. Vi antar at potensialet for global kapasitet kan nå opp til 180 GW innen 2050. Ettersom *regionale forpliktelser* anses som det mest teknologioptimistiske scenarioet legger vi til grunn en viss ekspansjon av batteriteknologi, mens i de andre politikkscenarioene er bidraget mer beskjedent.

For øyeblikket er det store variasjoner i kostnadene for litiumbatterier, effekter som tilknytning til nett, operasjonssystemer og skalafordeler gir store utslag for hvor dyrt batteriteknologi er. I motsetning til en synkende læringskurve forventer vi heller en reduksjon i utfallsrommet for kostnader fra 2030 og fremover som vist i Figur 12.

**Figur 12: Utvikling i kostnader per MWh lagringskapasitet for batterier (per lagring)**



### Karbonfangst og lagring

Det er vanskelig å forutsi den fremtidige utviklingen innen karbonfangst og lagring. Flere aktører, blant annet EU, har trukket fram CCS-teknologi som en sentral faktor for å nå sine utslippsmål. Samtidig er det mye usikkerhet knyttet til kostnadseffektiviteten og investeringsrisikoen innen CCS og vi forventer dermed ikke at dette vil spille en viktig rolle i EU sin klimapolitikk.

I *regionale forpliktelser* forutsetter vi at regionalt høye karbonpriser og ambisiøse utslippsmål kan bidra til å utvikle CCS i en raskere kapasitet og gjøre dette konkurransedyktig innen 2050. I dette scenarioet forventer vi en installert CCS-kapasitet på rundt 35 GW i Europa, som fortsatt er en liten andel av den totale elektrisitetskapasiteten. I de to andre politikkscenarioene forutsetter vi at CCS ikke vil være representert i energimiksen.

#### 3.3.4 Andre antagelser

##### Kull og gasskraft

Antagelsene om termisk produksjon er basert på vår database over europeiske kraftverk. Vi antar at det ikke kommer noen ny konvensjonell kullkraftproduksjon, med unntak av prosjekter der det er fattet en positiv investeringsbeslutning. Utfasing av eksisterende termisk produksjon er basert på teknisk levetid for kraftverkene og en økonomisk vurdering. Vi antar at det innføres en politikk i EU for utfasing av all kullkraft uten CCS til 2040 i *regionale forpliktelser*, og en tilsvarende utfasing i *alenegang* til 2050, for å oppfylle klimamålene. I *global effektivitet* er det bare noen få kullkraftverk igjen i 2050, da de fleste eksisterende kraftverk har nådd sin levetid, og det ikke er lønnsomt å investere i ny kullkraft. Vi antar nye investeringer i ny, effektiv, gasskraftkapasitet (CCGT), basert på lønnsomhetsbetraktninger.

##### Kjernekraft

I *alenegang* antar vi at den kjernekraftpolitikken som anses som mest sannsynlig for hvert land implementeres. Sverige faser ut all kjernekraften til 2045, Finland øker kjernekraftkapasiteten gjennom investeringer i to nye reaktorer. Tyskland faser ut all kjernekraft til 2023, som allerede er vedtatt politisk. I tillegg faser Nederland, Belgia, Sveits og Spania ut all kjernekraft over perioden, mens Frankrike reduserer andelen kjernekraft i energimiksen. Polen, Tsjekkia og Storbritannia investerer i ny kjernekraftkapasitet.

I *regionale forpliktelser* forventer vi høyere kjernekraftproduksjon enn i *alenegang*, som tilsvarer antagelsene i EUs referansescenario fra 2013. Dette innebærer høyere kjernekraftproduksjon i alle land som har kjernekraftproduksjon, der økningen er størst mot slutten av perioden.

I *global effektivitet* antar vi at investeringer i kjernekraftproduksjon skjer på kommersielle betingelser, som bidrar til at investering i ny kjernekraftproduksjon reduseres noe, sammenlignet med *alenegang*. Blant annet faser svensk kjernekraft ut raskere, og polsk kjernekraft blir aldri bygget.

##### Mellomlandsforbindelser

I *alenegang* og *global effektivitet* antar vi at investeringer i nye mellomlandsforbindelser følger regionale nettutviklingsplaner. Norden blir sterkere tilknyttet til kontinental-Europa gjennom nye kabler til Storbritannia, Tyskland og Nederland. I *regionale forpliktelser* antar vi et sterkere fokus på markedsintegrasjon, som bidrar til at det bygges flere mellomlandsforbindelser. Dette resulterer i flere kabler mellom Norden og kontinental-Europa. En ekstra kabel bygges mellom Norge og Storbritannia og en ny kabel mellom Danmark og Nederland bygges. I tillegg antar vi at kapasiteten mellom Sverige og Tyskland og Sverige og Polen øker ytterligere.



## Etterspørsel

EU sine klimamål fokuserer i stor grad på å redusere den samlede energibruken. Vi forutsetter at alle politikkscenarioene har den samme utviklingen i elektrisitetsetterspørsel, men at denne vil stabilisere seg gradvis etter 2030 som et resultat av økt energieffektivisering.

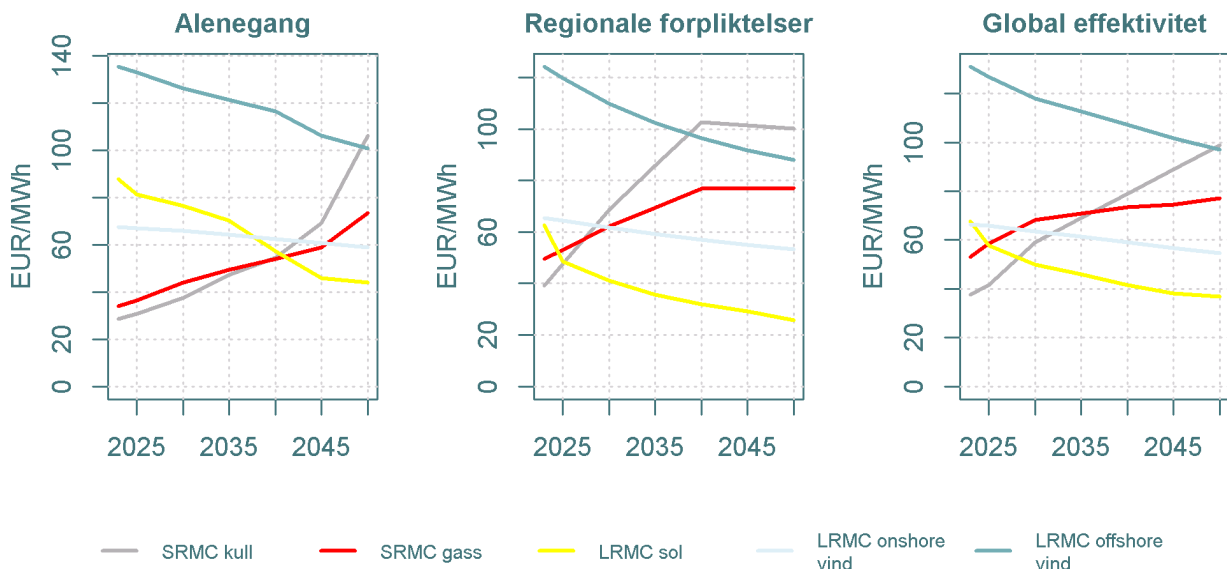
## Klimapolitiske virkemidler

Vi forventer at alle landene i EU kommer til å bidra med omfattende ressurser for å nå sine utslippsmål. Vi forventer at landene vil fortsette å sette seg mål på hvor stor andel av energiproduksjonen som skal være fornybar. I begynnelsen av alle politikkscenarioene vil det være støtteordninger tilgjengelige til utbygging av fornybar energi på linje med dagens tilskuddsordninger, som feed-in-tariffer, sertifikatmarkeder, skattefordeler og andre subsidier. En lavere karbonpris vil redusere muligheten for karbonlekkasje ved at industri flytter ut av EU. Vi antar derfor at myndighetene vil bidra med en del direkte subsidier for å redusere utslipp og dermed styrke konkurranseevnen til europeisk industri. Etter hvert som LCOE-kostnadene synker og karbonprisen øker, forventer vi at støtteordningene til fornybar energi reduseres og at investeringene vil være lønnsomme på egenhånd. Dette gjelder til mindre grad i *alenegang*, der utbyggingskostnadene forholder seg relativt høye og myndighetene må opprettholde støtteordningene for å nå målet om større fornybarandel i kraftmiksen

## 3.4 Betydningen av kostnadsutviklingen for kraftsektoren

Antagelsene om brenselpriser, karbonpriser og teknologiforbedring får betydning for lønnsomheten av ulike produksjonsteknologier i kraftsektoren. Figur 13 viser kostnadsutviklingen på tvers av brenselstyper.<sup>10</sup> Figuren viser at kullkraft blir utkonkurrert av gasskraft i alle politikkscenarioer mellom 2025 og 2040 på grunn av den økende karbonprisen. Videre faller kostnaden for både sol- og onshore vindkraft under kostnaden til gass- og kullkraft i løpet av perioden i alle politikkscenarioene.

**Figur 13: Kortsiktig marginalkostnad (SRMC) for kull- og gasskraft, og langsiktig marginalkostnad (LRMC) for solkraft og onshore og offshore vindkraft.**



<sup>10</sup> Merk at figuren viser *kortsiktig* marginalkostnad for kull- og gasskraft. Det vil si at investeringskostnaden ikke er tatt med. Den langsiktige marginalkostnaden per MWh avhenger av brukstiden til termiske kraftverk.

I *alene*gang er kostnaden for sol- og vindkraft høyere enn den kortsiktige kostnaden for kull- og gasskraft frem til mellom 2040 og 2045. Det vil derfor ikke bli bygget mye fornybar kapasitet som ikke mottar subsidier. I de to andre politikksenarioene faller kostnaden for fornybar kapasitet under den kortsiktige kostnaden for kull- og gasskraft mye tidligere, som støtter opp under en sterk markedsbasert utbygging av fornybar kapasitet.

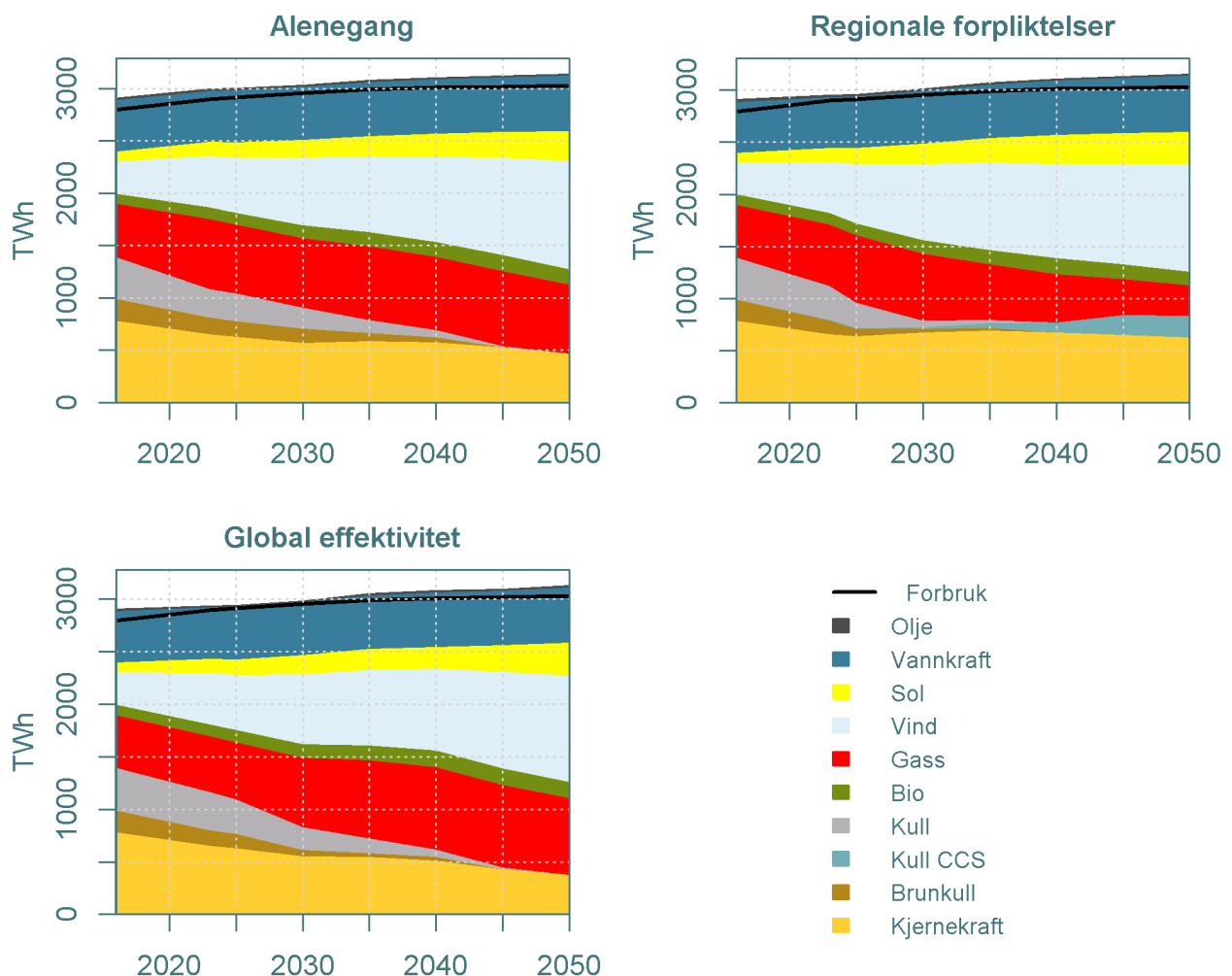
## 4 ANALYSE AV KRAFTMARKEDET

Dette kapittelet beskriver kraftmarkedet i politikkscenarioene, fra i Kapittel 3, i Vest-Europa. Vi utdyper utviklingen i produksjonssammensetning, kraftpris og karbonutslipp. Virkningene på kraftsektoren er analysert ved hjelp av kraftmarkedsmodellen TheMA, som dekker hele Vest-Europa med full timesopløsning.

### 4.1 Produksjonssammensetning

Produksjonssammensetningen i kraftsystemet varierer i de ulike politikkscenarioene, som Figur 14 viser. I *alenegang* bidrar subsidier til en vekst i vind- og solkraft, og kullkraften fases ut, ettersom den blir utkonkurrert av gasskraft når kvoteprisen øker. I *regionale forpliktelser* gjøres en stor andel av utslippskuttene i kraftsektoren, noe som gir en raskt økende andel vind- og solkraft, og økende kjernekraft- og CCS-produksjon på lang sikt (henholdsvis etter 2030 og 2040). *Global effektivitet* er scenariet med den høyeste gasskraftandelen. Vind- og solkraftandelen øker også kraftig, slik at andelen er omtrent den samme som i *alenegang* i 2050.

**Figur 14: Sammensetning av kraftproduksjonen i Vest-Europa<sup>11</sup> i politikkscenarioene**

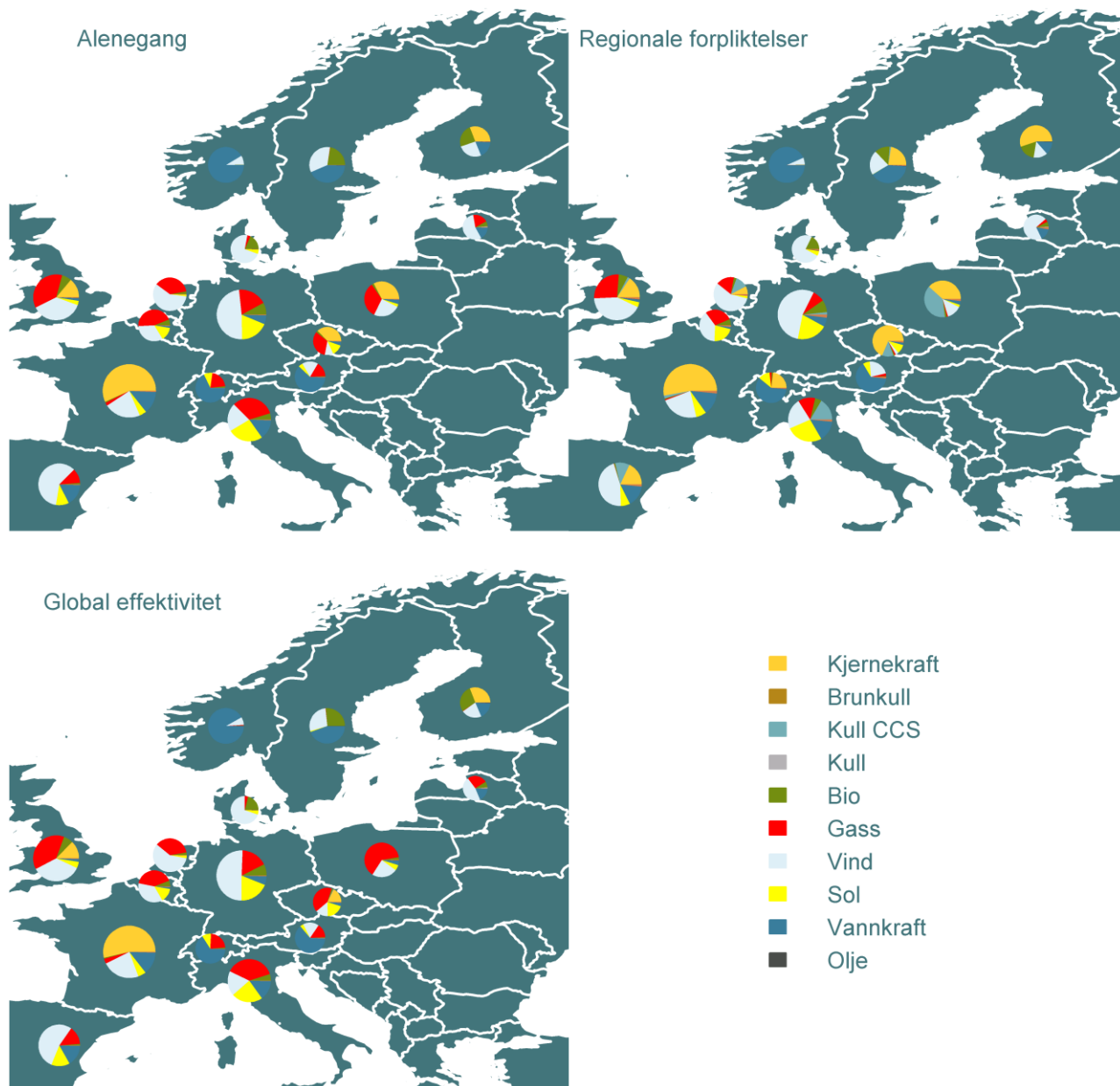


Det er også forskjeller i produksjonssammensetningen på tvers av land i de tre politikkscenarioene, som Figur 15 viser. I *regionale forpliktelser* preges Norden av en høy andel kjernekraft, mens

<sup>11</sup> Norden, Baltikum, Polen, Tyskland, Østerrike, Benelux, Storbritannia, Frankrike, Spania, Sveits, Italia og Tsjekkia.

andelen vindkraft er høy i *alenegang*. Landene som har en høy andel kullkraft i dag, gjennomgår den største forandringen frem til 2050. Eksempelvis varierer produksjonssammensetningen i Polen og Tsjekkia kraftig i de tre politikkscenarioene. Med *regionale forpliktelser* erstattes mye av dagens kullproduksjon med CCS-teknologi og kjernekraft. I *alenegang* erstattes noe av kullproduksjonen med kjernekraft, noe med gasskraft og noe med vindkraft. I *global effektivitet* erstattes derimot mesteparten av kullkraften med gasskraft.

**Figur 15: Produksjonssammensetning i 2050 i de tre politikkscenarioene**



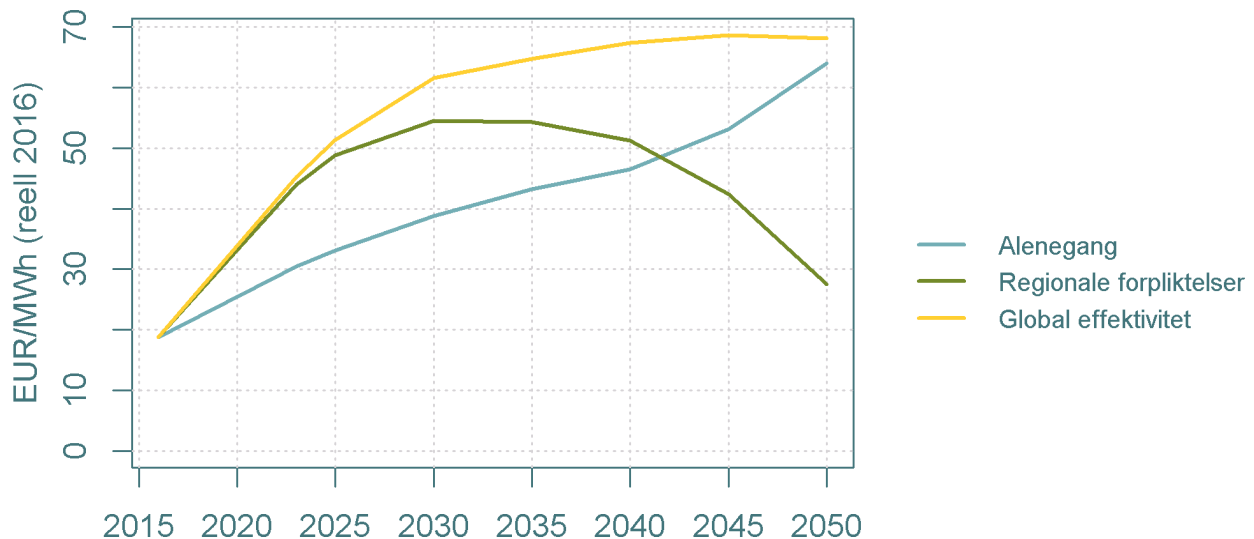
## 4.2 Virkninger på kraftprisen i Norge

Økende karbonpriser og overgangen til et kraftsystem med lave utslipp påvirker også kraftprisen. I dag er kraftprisen i Norge lav, som følge av lave kull- og kvotepriser og en sterk kraftbalanse. Den kortsiktige marginalkostnaden for kullkraft er den dominerende driveren for endringer i kraftprisen i dag, på grunn av høy andel kullkraft i Tyskland og omkringliggende land. Til tross for at det er lite kullkraft i Norden, slår endringer i marginalkostnaden i kullkraftverkene i Europa umiddelbart inn på kraftprisen i vårt «vannkraftområde» gjennom vannverdiene. Vannverdien bestemmes av

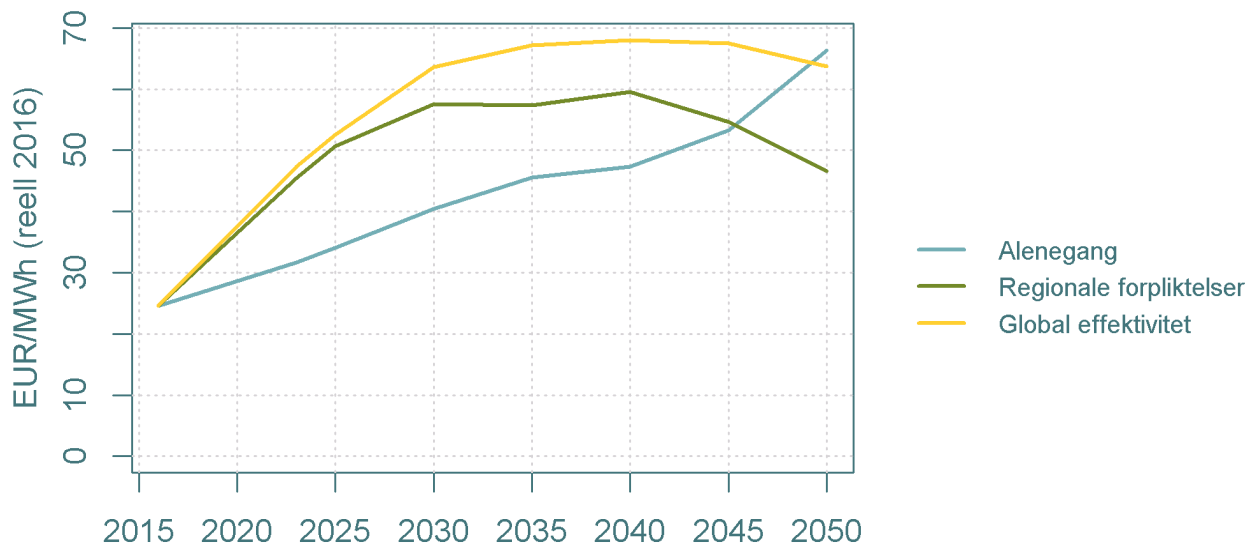
alternativet til vannkraftproduksjon, som i hovedsak utgjøres av import av kullkraft fra kontinentet i dag. Kraftprisen i det nordiske markedet bestemmes derfor i stor grad av prisene i resten av Europa. I perioden frem mot 2025 fases mye kull- og kjernekraft ut, noe som bidrar til at den kortsiktige marginalkostnaden for gasskraft overtar som driveren for kraftprisen. Overgangen til gasskraft bidrar til høyere kraftpriser, ettersom den kortsiktige marginalkostnaden for gasskraft er høyere enn for kullkraft i dag.

Kraftprisen øker fra dagens nivåer i alle politikkscenarioene, se Figur 16. I *alenegang* øker kraftprisen moderat over hele perioden, som følge av svak økning i gass- og kvotepriser. I *regionale forpliktelser* øker kraftprisen raskere, ettersom kvoteprisen øker raskt i dette scenariet. Mot slutten av perioden faller kraftprisen, som følge av et høyt innslag kjernekraft og fornybar kraftproduksjon. I mange timer av året er det overskudd av kraft som følge av høy vind- og/eller solproduksjon. I disse timene er derfor kraftprisen null, noe som trekker ned den årlige gjennomsnittsprisen som vist i Figur 16. Selv om kraftmarkedsmodellen er i stand å modellere negative priser, antar vi at støttesystemene for fornybar endres slik at fornybarproduksjon kobles ut når kraftprisen er null. Dette innebærer at negative priser unngås på lang sikt. I *global effektivitet* øker kraftprisen tidlig på grunn av økende kvotepris og høy gasspris. I dette scenariet er ikke fornybarandelen like høy som i *regionale forpliktelser*, og kraftprisen faller derfor ikke på slutten av perioden.

**Figur 16: Kraftpriser i Norge i de tre politikkscenarioene**

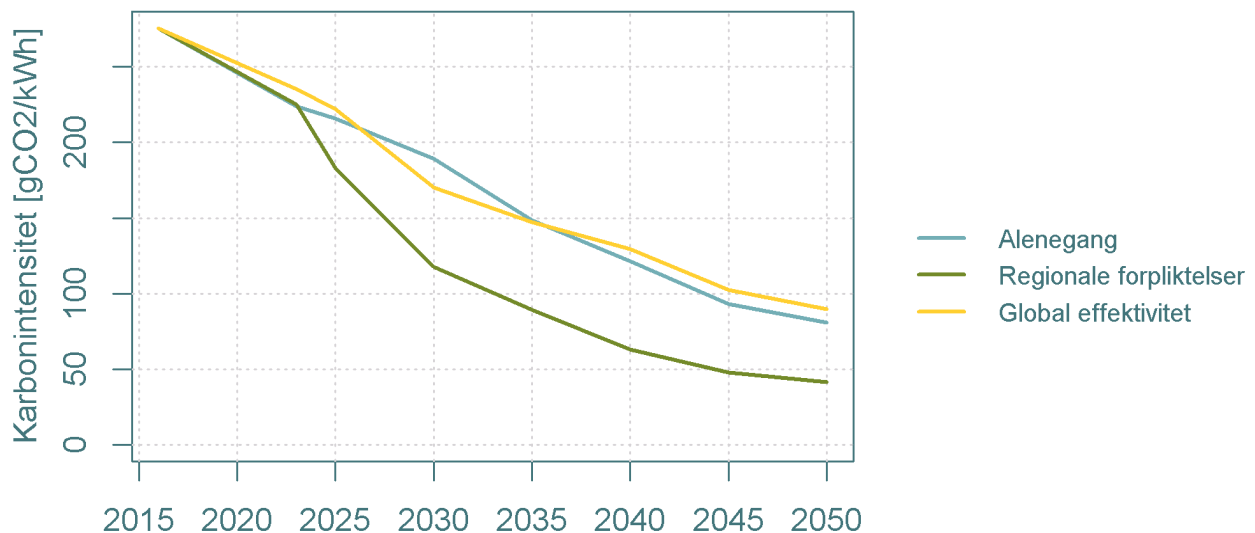


Tyske kraftpriser følger en tilsvarende utvikling, som Figur 17 viser. Tyske kraftpriser ligger i dag noe høyere enn nordiske priser, men forskjellen (i gjennomsnittspris) avtar noe når markedene blir mer integrert. Utviklingen i det tyske kraftsystemet har stor innvirkning på norske kraftpriser, som bidrar til at hovedtrekkene er de samme i Tyskland som i Norge.

**Figur 17: Kraftpriser i Tyskland i de tre politikkscenarioene**

### 4.3 Karbonutslipp fra kraftproduksjon

Karbonutslippet fra kraftsektoren i Vest-Europa faller kraftig i alle politikkscenarioene. Figur 18 viser utviklingen i den gjennomsnittlige karbonintensiteten, det vil si gjennomsnittlig karbonutslipp per produsert enhet (MWh). Den gjennomsnittlige karbonintensiteten faller som følge av en kraftig økning i fornybarandelen og en reduksjon i andelen kullkraft i alle politikkscenarioene. Virkningen er størst i *regionale forpliktelser*, ettersom fornybarandelen er høyest, kombinert med en økning i kjernekraftproduksjonen og utvikling av CCS-teknologi.

**Figur 18: Gjennomsnittlig karbonintensitet i kraftsektoren i Vest-Europa**

#### 4.3.1 Endringer i marginale utslipp på lang sikt

For å analysere virkningen av en økning i kraftteterspørselen, er det imidlertid det *marginale* karbonutslippet relevant, det vil si utslippet som kommer som følge av etterspørselsveksten. Vi antar at ved en økning i kraftforbruket på én MWh, vil tilbudssiden respondere med å øke investeringene i vind-, sol- og gasskraft, tilsvarende deres respektive andeler i kraftmiksen i de ulike

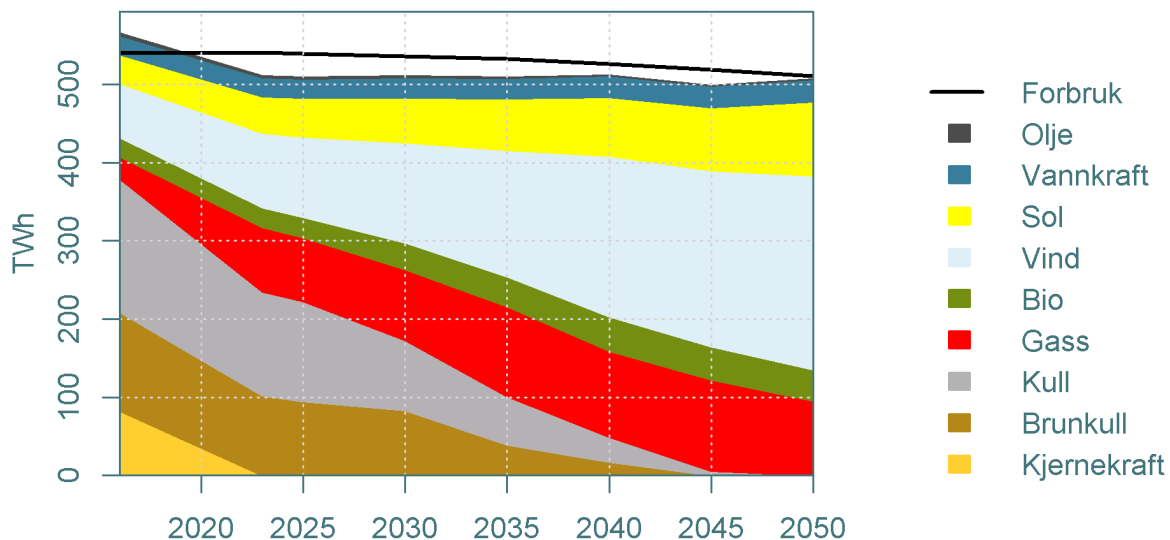
politikkscenariene (se avsnitt 3.2). Tabell 2 viser antagelsene om marginale investeringer ved en etterspørselsøkning, der investeringene tilsvarer økt energiproduksjon (i TWh). Merk likevel at gasskraft fungerer som svingprodusent i markedet. I modellen legger vi inn en installert kapasitet som tilsvarer et potensiale til å øke energiproduksjonen med prosentandelene angitt i tabellen, men den resulterende gasskraftproduksjonen blir bestemt av modellen. Modellen kan derfor velge å benytte for eksempel kullkraft, dersom det er ledig kullkraftkapasitet og kullkraft viser seg å være et billigere alternativ enn gasskraft. Vi antar også at det er en viss fleksibilitet i kraftverk fyrt på biobrensler, slik at også disse bidrar til noe av produksjonsøkningen mot 2050.

**Tabell 2: Fordeling av marginale investeringer ved en økning i etterspørselen**

	Alenegang	Regionale forpliktelser	Global effektivitet
Vindkraft	45,6 %	52,2 %	45,7 %
Solkraft	12,6 %	15,4 %	12,9 %
Gasskraft	41,8 %	32,4 %	41,4 %

Den marginale investeringsmiksen vil trolig variere i perioden fram til 2050. Selv om vi antar at politikerne har satt seg mål for fornybar produksjon kan det ta tid før man kommer fram til dette målet. I andre tilfeller kan det hende at utbyggingen går raskere, for eksempel dersom investeringskostnadene for fornybar teknologi synker raskere enn antatt. Ettersom det er vanskelig å modellere disse forskjellene år for år, har vi valgt å anta at den marginale investeringsmiksen er konstant over perioden. Sammensetningen av den samlede produksjonskapasiteten endres også over tid, men fra 2023 (da oppstarten til Johan Castberg er planlagt) er den kontinentale kraftbalansen langt strammere enn i dag. Tyskland faser for eksempel ut kjernekraften innen 2023, og i tar i tillegg mye kullkapasitet ut av markedet de neste årene, se Figur 19. Kullkraft vil derfor ikke tilby ytterligere svingkapasitet i 2023, fordi den gjenværende kullkraften utnyttes maksimalt så lenge kullkraft er billigere enn gasskraft.

**Figur 19: Produksjonsmiksen i Tyskland i alenegang**

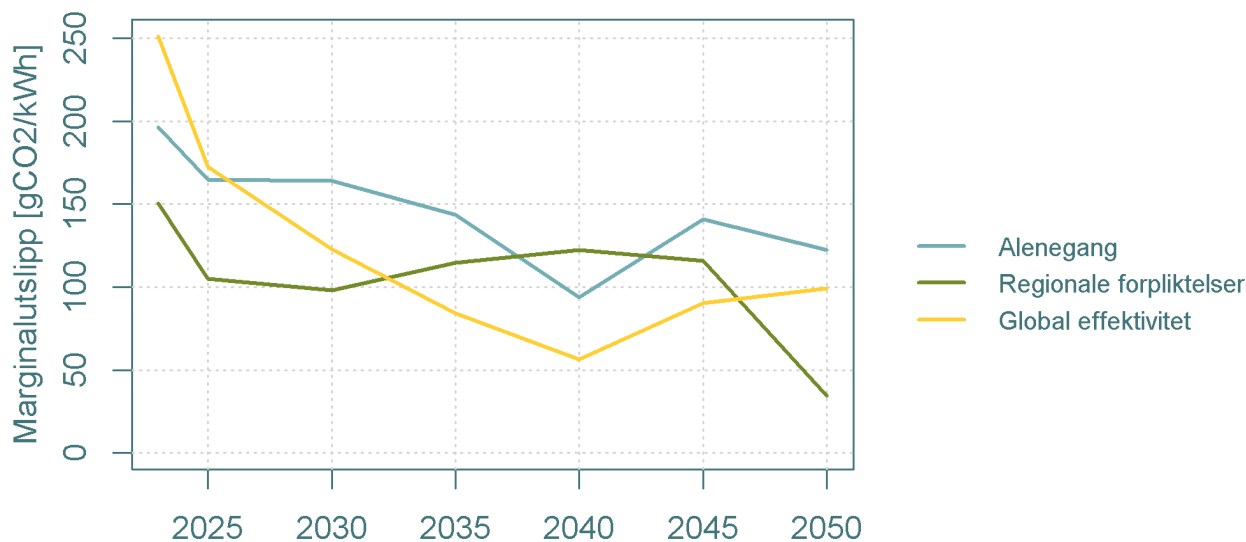


Vi legger til grunn at lasten på Johan Castberg er flat over året. Det marginale karbonutslippet som følge av økningen i etterspørsel er vist i Figur 20. Marginalutslippet varierer noe over tid til tross for at vi holder den marginale investerings sammensetningen konstant. Det kommer av at en marginal økning i etterspørselen også påvirker brukstiden til termiske kraftverk. Kull- og gasskraft (og til en viss grad kjernekraft og biofyrt kraftverk) vil tilpasse produksjonsmønstret avhengig av hvilke behov kraftsystemet har for ny produksjon, og hvilket brensel som er det billigste alternativet på kort sikt. De første årene er det noe ledig kullkraftkapasitet i perioder, men andelen kullkraft avtar kraftig



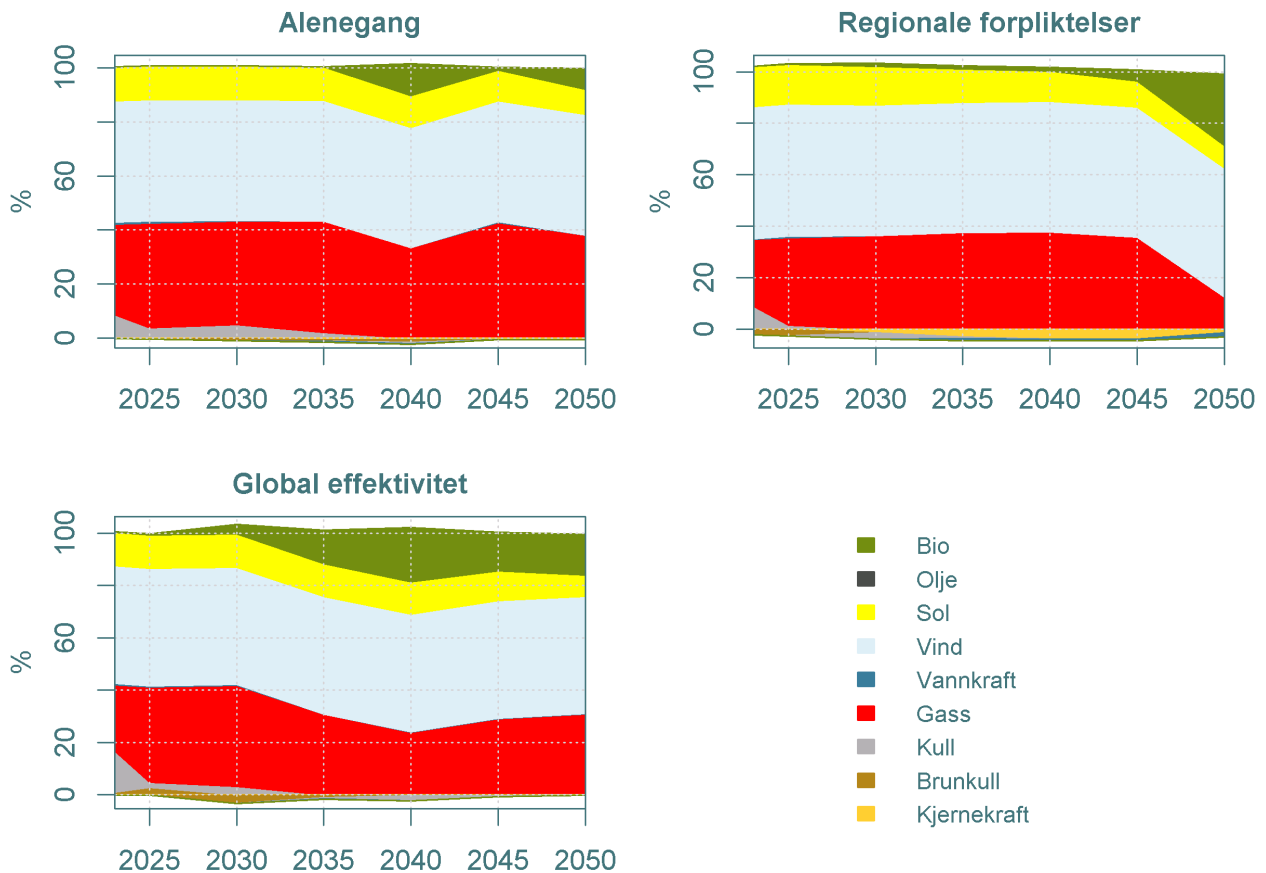
over perioden. I noen timer vil det i utgangspunktet allerede være overskudd av kraft på grunn av høy fornybarproduksjon og tvungen produksjon (for eksempel kjernekraft og kraftverk med varmekobling), som gjør at det ikke er behov for produksjonsøkning i de nye kraftverkene i alle timer.

**Figur 20: Langsiktig marginalt karbonutslipp i kraftsektoren i politikksenarioene**



Figur 21 viser modellert økning i produksjon, splittet på brensel. Figuren viser at marginal økning i produksjonen omtrent tilsvarer de forutsatte andelene fra Tabell 2, men med noen avvik. I de første årene kan kullkraftproduksjonen øke noe, men dette utgjør uansett under 20 prosent i *global effektivitet*, og under ti prosent i *alenegang* og *regionale forpliktelser*. I tillegg øker biofyrt kraftproduksjon noe mot slutten av perioden. Vi antar at det er litt fleksibilitet i nordisk bioproduksjon. Dette får størst utslag i *global effektivitet*, der en høy gasspris bidrar til at biobrensler er billigere enn gass i kraftproduksjon. Det er stor usikkerhet rundt de eksakte kostnadsestimatene og ressursgrunnlaget for biofyrt produksjon, så tallene må derfor tolkes med varsomhet. Dersom kostnaden for biobrensler øker sammenlignet med dagens nivåer (vi har antatt 25 EUR/MWh brenselinput), vil den biofyrte produksjonen sannsynligvis erstattes med mer gasskraft, og dermed vil utslippene øke noe mer.

På grunn av økningen i gass- og fornybarkapasiteten, øker den totale andelen av uregulerbar sol- og vindkraft. Ettersom denne andelen øker, øker også volatiliteten i systemet. Dette bidrar til at kjernekraftproduksjonen reduseres noe i *regionale forpliktelser* som følge av etterspørselsøkningen, siden kjernekraft er lite fleksibel, og det blir behov for mer fleksibel produksjon, som tilbys av gasskraft.

**Figur 21: Marginal økning i kraftproduksjon, gitt en etterspørselsendring**

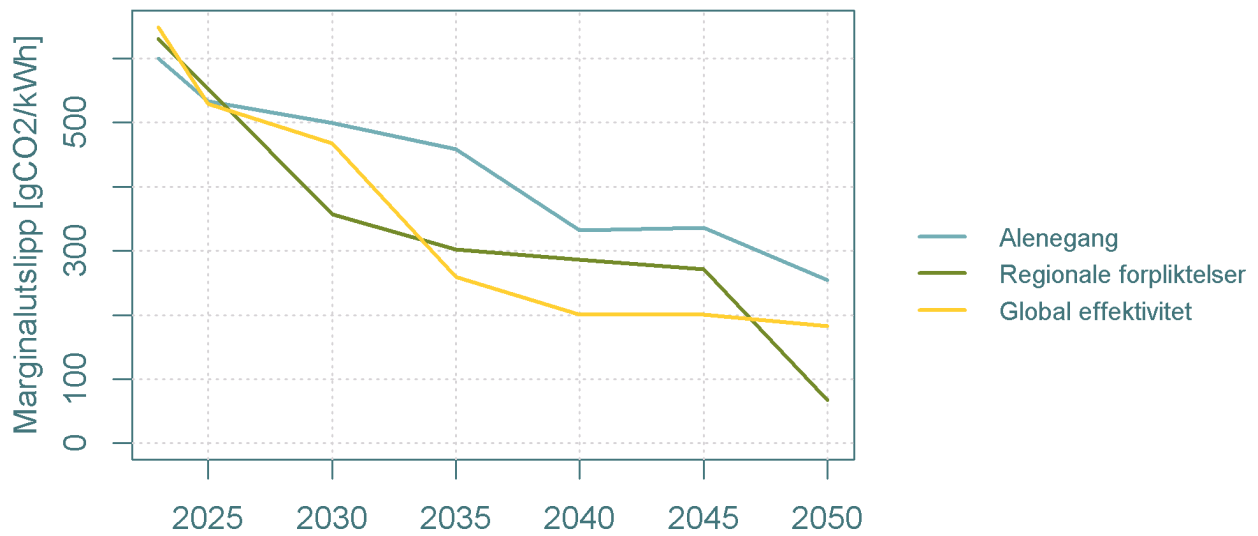
#### 4.3.2 Kortsiktig marginalt karbonutslipp

Vi har også estimert virkningen av en etterspørselsøkning på kort sikt, der tilbudssiden ikke responderer med investeringer i ny produksjonskapasitet. Som forklart i avsnitt 3.2, mener vi disse beregningene er mindre relevante for å vurdere konsekvensene av en økt kraftetterspørsel på lang sikt, ettersom det er grunn til å anta at tilbudssiden vil respondere på lang sikt dersom etterspørselen etter kraft øker. Beregningene vi presenterte i avsnittet over, tar hensyn til at man kan forvente både en økning i kapasiteten når forbruket øker, og at man vil få en endring i produksjonsmiksen, slik at produksjonen i eksisterende kapasitet også kan øke noe.

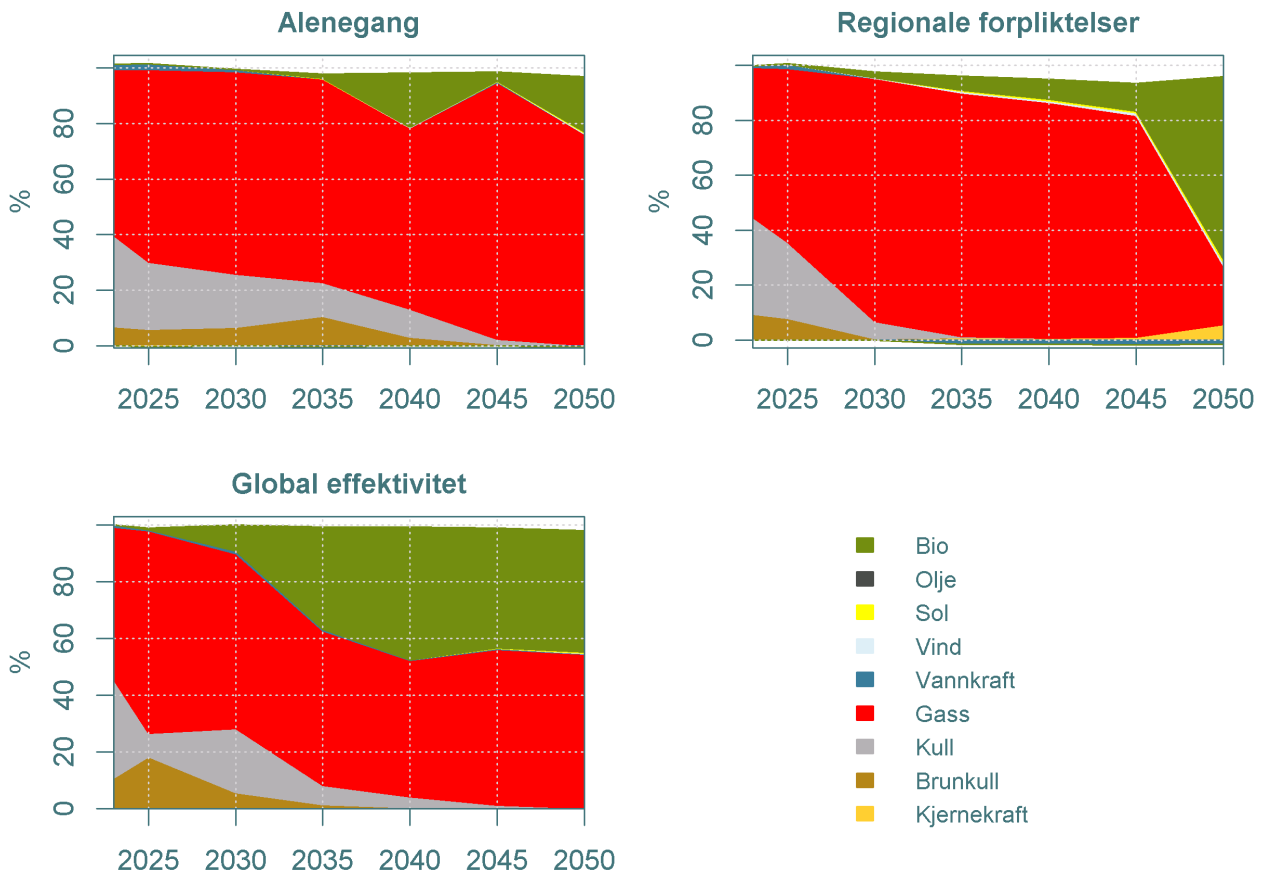
Det er naturligvis usikkert i hvilken grad en forbruksøkning vil slå ut i økt kapasitet og i hvilken grad den vil møtes med økt produksjon i eksisterende anlegg. Dette kan også variere noe over tid.

Hvis man antar at produksjonskapasiteten ikke tilpasses, blir de kortsiktige marginalutslippene i kraftsektoren langt høyere enn de langsiktige marginalutslippene, særlig i de første årene, som vist Figur 22. Forskjellen skyldes at den kortsiktige økningen nesten utelukkende kommer fra termisk produksjon. Mesteparten av produksjonsøkningen kommer fra gasskraft, se Figur 23. I begynnelsen av perioden er det også mulig å utnytte kullkraftkapasiteten noe mer, men andelen kullkraft minker kraftig utover i perioden. Igjen er det usikkerhet om responsen fra biofyrt kraftproduksjon på lang sikt, ikke minst knyttet til utviklingen i prisen på biobrensel. Mot slutten av perioden utgjør biobrensler over 40 prosent av produksjonsøkningen i *global effektivitet*.

**Figur 22: Kortsiktig marginalutslipp i kraftsektoren i politikksenarioene**



**Figur 23: Fordeling av kortsiktig marginal økning i produksjon ved en etterspørselsøkning**



## 5 EVALUERING AV UTSLIPPSCENARIOER

I dette kapittelet analyserer vi to viktige spørsmål for vurderingen av elektrifisering av Johan Castberg som klimatiltak:

- Hva skal til for at elektrifisering av Johan Castberg skal være et samfunnsøkonomisk effektivt klimatiltak?
- I hvilken grad fører elektrifisering til reduserte utslipp i Europa og globalt?

Et sentralt moment i analysen er at elektrifisering er et langsiktig tiltak. Det har to implikasjoner: Markedsendringene vil være varige og de vil være forutsett av markedene. Samtidig er det klart at både de klimapolitiske og markedsmessige rammebetingelsene vil endre seg gjennom levetiden til prosjektet, noe som også har betydning for utslippseffektene.

### 5.1 Evaluering av den samfunnsøkonomiske verdien av elektrifisering

I dette avsnittet presenterer vi de forutsetningene vi har lagt til grunn for å vurdere den samfunnsøkonomiske verdien av de lokale utslippskuttene som følger av elektrifisering av Johan Castberg.

#### 5.1.1 Johan Castberg i lys av Hagen-utvalgets anbefalinger

I vurderingen av om Johan Castberg er et fornuftig klimatiltak, følger vi resonnementene fra Hagen-utvalgets utredning om Samfunnsøkonomiske analyser fra 2012 (NOU 2012:16). Utredningen er forfattet av flere fremtredende fagøkonomer<sup>12</sup> og hviler trygt på samfunnsøkonomisk teori.

Utredningen sier at hovedprinsippene for hvilken kalkulasjonspris som skal brukes for å estimere verdien av utslippsreduksjoner, kommer an på om Norge har bindende mål for innenlandske utslipp eller ikke:

- Dersom det ikke foreligger bindende mål om utslippsbegrensninger bør kalkulasjonsprisen være basert på marginal skadestnad (globalt).
- Dersom Norge har satt eller tatt på seg bindende mål for innenlandske utslipp, er det den marginale tiltakskostnaden i Norge gitt dette målet som skal legges til grunn. Utvalget viser til Klimakur 2020 (2010) som har beregnet ulike slike baner fram til 2020.
- Dersom norske bindende mål er knyttet til de globale utslipp Norge forårsaker og norske utslipp er underlagt et internasjonalt kvotemarked, bør kalkulasjonsprisen for klimautslipp baseres på forventninger om den internasjonale kvoteprisen, dvs. den globale tiltakskostnadskurven dersom 2-gradersmålet er bindende.
- Utvalget anbefaler at den internasjonale kvoteprisbanen baseres på EUs kvotepris for de årene det noteres futurespriser for, og deretter gradvis tilnærmes en bane som reflekterer marginale tiltakskostnader knyttet til 2-gradersmålet.

Det springende punktet for hvilken kalkulasjonspris som skal legges til grunn ved vurderinger av kraft fra land og andre tiltak i Norge, er med andre ord om Norge har et bindende utslippsmål eller ikke, og om det bindende målet er knyttet til nasjonale utslipp eller et internasjonalt utslippsmål. Slik vi tolker utvalget, er et nasjonalt utslippsmål bindende dersom det er vedtatt av norske politikere, dvs. at f.eks. Klimaforliket, som er vedtatt av Stortinget, er å betrakte som et bindende mål.

Enkelt sagt sier Hagen-utvalget at det er lønnsomt å gjennomføre tiltak når alternativet er at enda dyrere tiltak må gjennomføres. Spørsmålet er hva som er kostnaden ved det alternative tiltaket. Dersom det finnes en markedspris, reflekteres kostnaden ved det alternative tiltaket i karbonprisen.

<sup>12</sup> Utvalget besto av Professor emeritus Kåre P. Hagen, NHH (leder); Forsker Brita Bye, SSB; Konserndirektør Stein Berntsen, Dovre Group; Professor Lars Hultkrantz, Örebro universitet; Professor Karine Nyborg, Universitetet i Oslo; Førsteamanuensis Karl-Rolf Pedersen, NHH; Forsker Maria Sandsmark, Høyskolen i Molde; Forsker Gro Holst Volden, NTNU/SINTEF og Ekspedisjonssjef Geir Åvitsland, Finansdepartementet (fra 1. juni 2011).

Vi har ovenfor presentert tre politikkscenarioer for global klimapolitikk med tilhørende ulike karbonpriser. I følge Hagen-utvalget har det altså betydning for lønnsomhetsberegningen hvordan både norsk, europeisk og global klimapolitikk utvikler seg, og hvilke forpliktelser Norge påtar seg:

- I *global effektivitet* har vi forutsatt at verden raskt konvergerer mot en felles, effektiv karbonpris. Her har ikke Norge bindende nasjonale mål, og den relevante målestokken er derfor den tiltakskostnadskurven som korresponderer med 2-gradersmålet.
- I *regionale forpliktelser* har vi forutsatt at alle land går sammen i regioner som gjennomfører mer eller mindre effektiv klimapolitikk. Det betyr at karbonprisen varierer mellom regioner. Vi har videre forutsatt at Europa tar på seg en lederrolle, noe som innebærer at karbonprisen i Europa er høyere enn den globale tiltakskostnadskurven. Vi har antatt full fleksibilitet mellom ETS og ESD fra 2030 og utover, men ulike marginale tiltakskostnader fra 2022 til 2030. Norge vil også være bundet av forpliktelser i ESD, og antagelig ha en høyere tiltakskostnad enn de andre landene i Europa. Imidlertid omfattes utslippene fra norsk sokkel av kvotetaket i ETS, og Norge er ikke bundet til et bestemt utslippsmål for ETS-sektorene. I utgangspunktet er det derfor ETS-prisen som gjelder fram til 2030, og deretter den felles europeiske marginale tiltakskostnaden.
- I *alenegang* er det mindre fleksibilitet og det tar lenger tid før det etableres en felles karbonpris i Europa. I dette scenarioet er det større sannsynlighet for at det vil bli aktuelt for Norge å benytte seg av muligheter for rimeligere utslippskutt i nasjonal ETS-sektor for å oppfylle forpliktelsen i ESD. Forutsetningen for det, er at det åpnes opp for slik fleksibilitet i regelverket, eller at Norge fortsatt setter bindende mål for nasjonale utslipp. I dette scenarioet kan det altså være relevant å legge en norsk tiltakskostnad til grunn i hvert fall i begynnelsen av analyseperioden. Nivået avhenger av norsk forpliktelse og tiltakskostnaden i andre sektorer som industrien og transportsektoren. Det kan også hende at det er andre elektrifiseringsprosjekter som har en lavere tiltakskostnad enn Johan Castberg.

I utgangspunktet er det ikke noen utslippsmessig begrunnelse for å opprettholde den særnorske karbonavgiften på sokkelen i *global effektivitet* eller i *regionale forpliktelser*. Det kommer av at alle globale utslipp stilles overfor en effektiv karbonpris i dette scenarioet. Men dersom Norge fortsetter å ha bindende mål for nasjonale utslipp i *alenegang*, kan dette rettferdiggjøre en videreføring av karbonavgiften. Her er det to muligheter:

1. Avgiften holdes på dagens nivå (karbonpris pluss avgift) for å unngå at utslippene øker, dvs. med samme begrunnelse som i dag.
2. Avgiften økes for å stimulere til ytterligere utslippskutt på sokkelen, for eksempel med utgangspunkt i en marginal norsk tiltakskostnad, jf. beregningene i Klimakur.

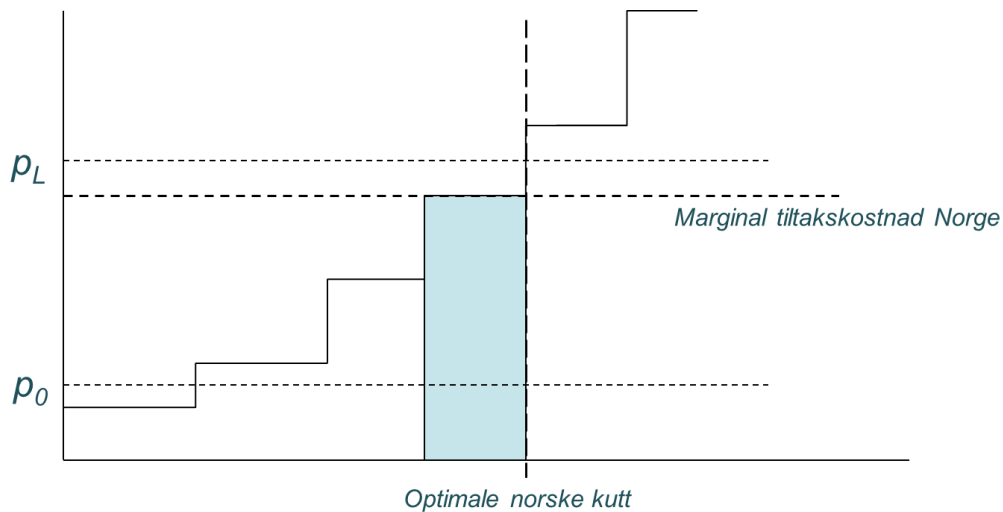
Ser man på tilgjengelig fleksibilitet mellom ETS og ESD innenfor et EU-regelverk, er det imidlertid usikkert om en avgift vil være tilstrekkelig for å kunne overføre utslippsrettigheter fra ETS til ESD. I stedet kan det for eksempel være aktuelt å dekke merkostnaden av tiltak som ikke er lønnsomme innenfor ETS, men som har en tiltakskostnad som ligger lavere enn marginkostnaden i ESD, gjennom tilskudd. Vi vil imidlertid understreke at regelverket omkring fleksibilitet både innenfor ESD og mellom ETS og ESD ikke er utviklet, og at det foreløpig finnes få eksempler på felles gjennomføring. Det som imidlertid er klart, er at frem til 2030, gir EU-regelverket begrensede muligheter til å bruke globale kvoter som en alternativ måte å dekke utslippsforpliktelsene på.

### 5.1.2 Kalkulasjonsprisen for utslippskutt i politikkscenarioene

Lønnsomheten av elektrifisering er svært usikker, siden det er stor usikkerhet om utviklingen i viktige parametere som karbonkostnad, brensels- og kraftpriser. Vanligvis vil man i slike situasjoner utsette beslutningen i påvente av økt informasjon. Men i tillegg til at elektrifisering er et svært langsiktig tiltak, er det også spesielt i den forstand at kostnaden ved tiltaket trolig øker hvis man venter. Det er neppe aktuelt å utsette utbyggingen av feltet til man får bedre informasjon om de klimapolitiske rammebetingelsene. Og dersom man utsetter beslutningen om elektrifisering til feltet er utbygd og produksjonen i gang, blir tiltaket vesentlig dyrere (Klimakur 2020). Man må derfor ta hensyn til kostnaden ved at man går glipp av et mulig framtidig tiltak i lønnsomhetsberegningene.

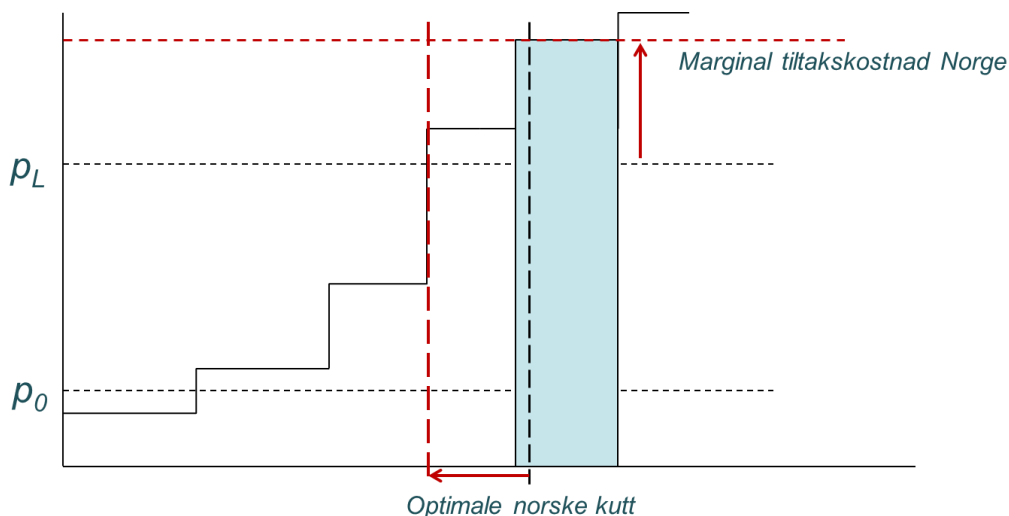
Figur 24 viser en stilisert framstilling av tiltakskostnadskurven i Norge. Vi antar at  $p_0$  er dagens kvotepris, mens  $p_L$  representerer den langsiktige, marginale globale kvoteprisen. På lang sikt er det da lønnsomt å gjennomføre alle tiltak som er billigere enn  $p_L$ , det vil si alle tiltak til venstre for linjen som markerer optimale norske kutt. Elektrifisering er satt opp som et forholdsvis dyrt tiltak i den norske tiltakskostnadskurven, illustrert ved det fargede området under tiltakskostnadskurven. Som nevnt tidligere, vil kostnaden i realiteten variere mellom felt og områder. Hovedpoenget er at kostnaden er lavere enn den langsiktige internasjonale kvoteprisen, men høyere enn dagens kvotepris. Dersom tiltaket er lønnsomt med dagens kvotepris kan vi anta at det blir gjennomført uansett. Diskusjonen vi er interessert i, dreier seg først og fremst om langsiktige tiltak som ikke er lønnsomme med dagens kvotepris, men som kan være lønnsomme på basis av en langsiktig kvotepris.

**Figur 24 Tiltakskostnadskurve og optimale tiltak i Norge på lang sikt uten begrensninger**



Ideelt sett bør man realisere de billigste tiltakene først, og dersom det er mulig, bør tiltaket derfor utsettes inntil kvoteprisen nærmer seg det langsiktige nivået. Siden elektrifisering blir dyrere dersom det ikke gjennomføres ved utbygging, flytter det seg til høyre i tiltakskostnadskurven dersom man venter, jf. Figur 25. Med uendret internasjonal karbonpris blir det da ikke lønnsomt å gjennomføre tiltaket. I stedet må et annet, dyrere tiltak gjennomføres i et annet land for å oppnå samme globale kutt. Det er dette som kalles "innelåsing" av utslipp – investeringsbeslutninger i dag gjør det vanskeligere (dyrere) å oppnå de nødvendige utslippskuttene i neste omgang.

**Figur 25 Fremtidig tiltakskostnadskurve for Norge dersom kraft fra land utsettes**





I stedet for elektrifisering, må det da gjennomføres andre, egentlig dyrere tiltak et annet sted.

Gitt at elektrifisering er lønnsomt i et langsiktig perspektiv, jf. kvotepriser tilsvarende 2-gradersmålet og at kostnaden ved å gjennomføre tiltaket øker ved utsettelse, kan det være lønnsomt å gjennomføre tiltaket nå selv om dagens kvotepris eller den (estimerte) globale tiltakskostnaden er lavere enn kostnaden ved tiltaket. Det springende punktet når det gjelder elektrifisering er derfor ikke om det er lønnsomt til dagens kvotepris i EU ETS, men om det er et lønnsomt tiltak *på lang sikt*.

## 5.2 Nåverdien av elektrifiseringstiltak

### 5.2.1 Marginale tiltakskostnader i Norge

For å vurdere hvorvidt elektrifisering av Johan Castberg er et lønnsomt klimatiltak må man sammenligne nytteverdien av utslippsreduksjonen ved elektrifisering med tiltakskostnaden (se avsnitt 3.4). På basis av karbonprisutviklingen og utslippskuttene for de ulike elektrifiseringsalternativene kan vi estimere kalkulasjonsprisen. Vi forutsetter med andre ord at karbonprisen reflekterer kostnaden ved de alternative utslippstiltakene som må gjennomføres. Vi har ikke informasjon om tiltakskostnaden ved elektrifisering av Johan Castberg, og estimerer i dette prosjektet bare nytteverdien ved sparte karbonutslipp. Den totale tiltakskostnaden for elektrifisering vil imidlertid inkludere alle kostnader som er nødvendig for å utstyre Johan Castberg-feltet med elektrisitet fra land inkludert kostnadene knyttet til innkjøp av strøm, fratrukket de utgiftene man sparer ved å ikke betale for CO<sub>2</sub>-utslipp og de potensielle inntektene som kommer fra eksport av frigjort gass. Gass fra Johan Castberg som ikke brukes til energiproduksjon, skal ikke imidlertid ikke eksporteres før etter 2040. Man kan derfor anta at elektrifisering av sokkelen ikke vil påvirke tilbudet i gassmarkedet.

Kalkulasjonsprisen vil avhenge av den forventede karbonprisutviklingen. Vi tar derfor utgangspunkt i de karbonprisbanene vi har antatt for kraftsektoren i kapittel 3 for å vurdere verdien av et alternativt utslippsreducerende tiltak i de ulike politikkscenariene.

Det kan imidlertid hende at Norge i tillegg vil legge egne rammebetingelser for petroleumssektoren, slik man gjør med dagens CO<sub>2</sub>-avgift, som altså pålegges i tillegg til at oljeselskapene må kjøpe kvoter i ETS. Spørsmålet er om Norge vil videreføre denne praksisen, og i så fall i hvilken form. Her ser vi altså for oss to alternativer:

1. Logikken med et karbonprisgulfv for petroleumssektoren videreføres, dvs. at man fortsatt setter en avgift som sørger for at selskapene til sammen betaler ca. 490 NOK per tonn. Når markedsprisen på karbon blir høyere enn dette nivået, fases avgiften ut.
2. Det settes en høyere avgift i petroleumssektoren for å bidra til at innenlandske utslipp holdes innfor et gitt nivå, og for å unngå å måtte gjennomføre mye dyrere tiltak i ESD-sektorene.

Som tidligere nevnt, vil Norge sannsynligvis få et ambisiøst mål for utslippskutt i ESD dersom vi slutter oss til EUs klimapolitikk. Tabellen under viser kostnadene i ulike sektorer basert på beregninger fra Klimadirektoratet. 40 prosent kutt i ESD-sektorene krever at utslippene reduseres med 11,2 millioner tonn. Det samlede potensialet for utslippskutt er estimert til 12 millioner tonn, men så omfattende kutt forutsetter at man gjennomfører svært dyre tiltak over 1500 kr per tonn reduserte utslipp. Samtidig finnes det tiltak i ETS-sektorene som antagelig ikke vil bli gjennomført med de karbonprisene som forventes framover. Vi ser f.eks. at det kan gjennomføres utslippskutt tilsvarende 2,4 millioner tonn til en kostnad mellom 500 og 1500 kroner per tonn. Hvorvidt Norge får anledning til å bruke disse tiltakene, og velger å gjøre det framfor å bruke andre fleksibilitetsmekanismer, er svært usikkert. Dersom det ikke er noen muligheter for å flytte utslippsreduksjonene over til ESD er det også usikkert om Norge vil fortsette å bruke en særavgift for petroleumssektoren som virkemiddel.



**Tabell 3: Potensielle utslippsreduksjoner inndelt etter kostnadsintervall i ETS og ESD i Norge**

ESD/ETS	Sektor	Under 500 kr/tonn	500-1500 kr/tonn	> 1500 kr/tonn	Totale mulige utslippskutt tonn CO <sub>2</sub>
ESD	Transport	2 870 000	2 470 000	5 350 000	<b>10 690 000</b>
ESD	Jordbruk	228 000	183 000	-	<b>411 000</b>
ESD	Bygg	880 000	20 000	20 000	<b>920 000</b>
ESD	Avfall	-	-	-	
<b>Total ESD</b>		<b>3 978 000</b>	<b>2 673 000</b>	<b>5 370 000</b>	<b>12 021 000</b>
ETS	Petroleum	1 675 000	1 075 000	3 803 000	<b>6 553 000</b>
ETS	Industri	1 100 000	1 135 000	1 620 000	<b>3 855 000</b>
ETS	Kraftmarked/varme	270 000	110 000	620 000	<b>1 000 000</b>
ETS	F-gasser	190 000	95 000	-	<b>285 000</b>
<b>Total ETS</b>		<b>3 235 000</b>	<b>2 415 000</b>	<b>6 043 000</b>	<b>11 693 000</b>
<b>Total ETS+ESD</b>		<b>7 213 000</b>	<b>5 088 000</b>	<b>11 413 000</b>	<b>23 714 000</b>

Kilde: <http://www.miljodirektoratet.no/Documents/publikasjoner/M229/M229.pdf>

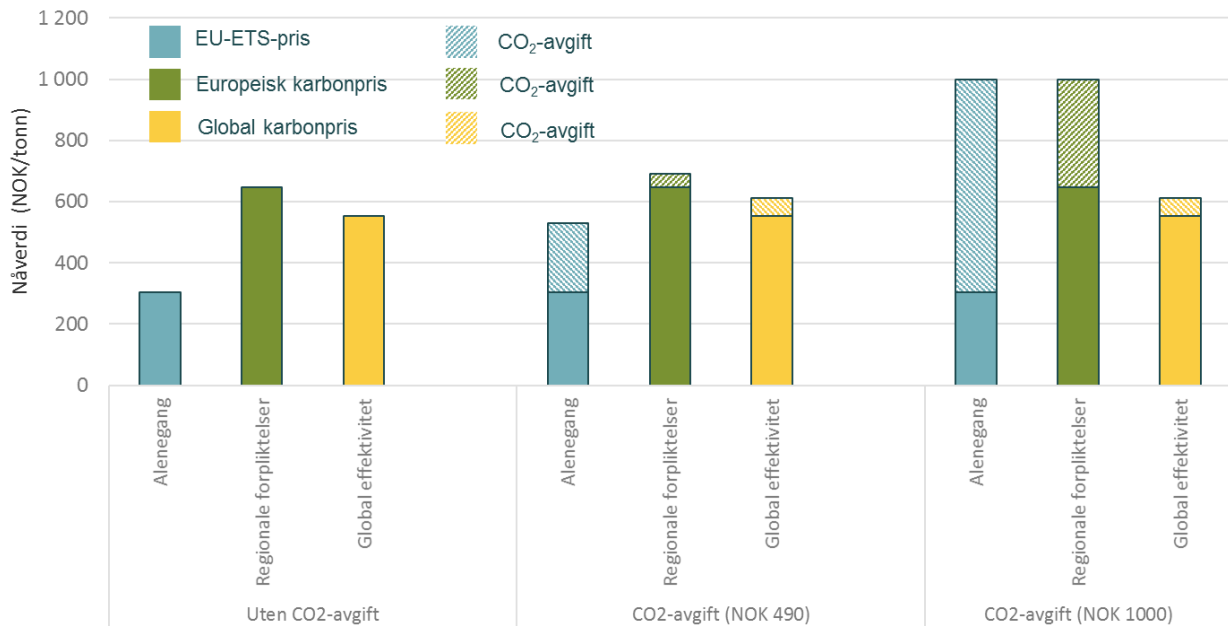
### 5.2.2 Beregninger for Johan Castberg

Figur 26 viser den estimerte kalkulasjonsprisen til utslippsreduksjonene per tonn CO<sub>2</sub> for alternativet som gir full elektrifisering. Alle kalkulasjonsprisene er estimert med 5 prosent diskonteringsrente om ikke annet er presisert.

Søylene viser hvordan kalkulasjonsprisen påvirkes av hvilke karbonprisantagelser vi legger til grunn. Den første gruppen med søyler viser nåverdien av utslippsreduksjonene estimert med de karbonprisestimatene vi antar for kraftsektoren i Figur 6 i kapittel 3. *Regionale forpliktelser* er scenarioriet med høyest karbonpris i kraftmarkedet og får derfor den høyeste nåverdien i den første kolonnen.

I kolonne 2 antar vi at dagens ordning med et karbonpriskulv på 490 NOK/tonn fortsetter. I *alenegang* og *regionale forpliktelser* har vi benyttet en karbonpris på 490 NOK fra 2023 inntil den prisen som settes i kvotemarkedet for kraftsektoren blir høyere enn denne. I *global effektivitet* antar vi at CO<sub>2</sub>-avgiften kun videreføres inntil 2030. Etter dette får man en global karbonpris som reflekterer den marginale skadekostnaden av utslippene og det vil i så fall være lite hensiktsmessig å operere med en høyere norsk særkostnad. Det skraverte området blir størst i *alenegang* som er det scenarioriet som har lavest ETS-pris, slik at CO<sub>2</sub>-avgiften utgjør relativt en større andel av verdien enn i *regionale forpliktelser*.

Det siste skraverte området (i prikker) illustrerer virkningen av en høyere CO<sub>2</sub>-avgift på sokkelen, slik at summen av karbonpris og avgift blir 1000 NOK/tonn. Dette alternativet er imidlertid ikke like realistisk i *global effektivitet*, som i *regionale forpliktelser* og *alenegang*. Vi har derfor bare gjort denne sensitivitetskjøringen for de to sistnevnte politikkscenarioene, og antatt at CO<sub>2</sub>-avgiften øker allerede fra 2023. Det er da knyttet til at Norge har blitt enig med EU om en avtale og om at vi kan bruke fleksibilitet mellom ETS og ESD til å oppfylle våre forpliktelser. I *alenegang* antar vi at det er såpass sterke signaler internasjonalt om at man vil få på plass et globalt kvotemarked innen kort tid at de beholder den samme CO<sub>2</sub>-avgiften på 490 NOK/tonn inntil 2030, altså det samme som i kolonne 2. I de påfølgende beregningene har vi kun benyttet en CO<sub>2</sub>-avgift på 490 NOK/tonn.

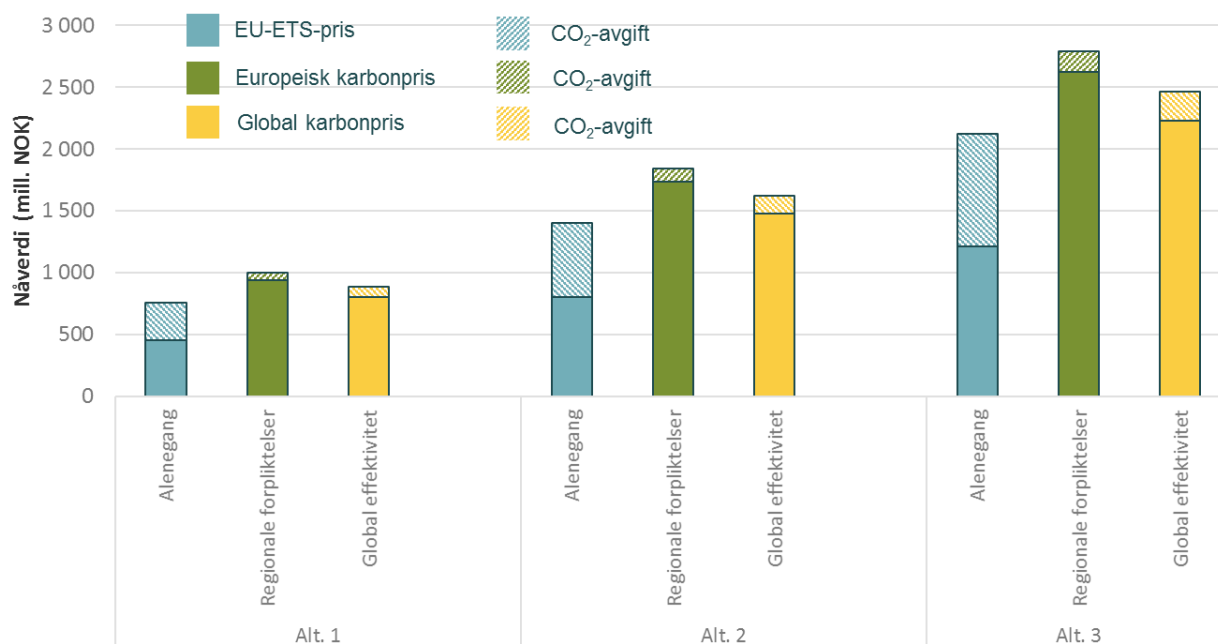
**Figur 26: Kalkulasjonspris (nåverdi) for utslippsreduksjonene fra Johan Castberg i NOK/tonn CO<sub>2</sub>**

I forbindelse med elektrifisering vurderer Statoil tre ulike alternativer som går fra delvis til fullstendig elektrifisering.

0. Ingen elektrifisering, lokal kraftforsyning med gassturbiner hvor varme gjenvinnes og dekker varmebehovet
1. Elektrifisering av elforbruk
2. Elektrifisering av elforbruk og gassinjisering
3. Full elektrifisering: Elektrifisering av elforbruk, gassinjisering og varmebehov

Figur 27 viser den estimerte nåverdien av utslippskuttene som kommer av de ulike elektrifiseringsalternativene, altså kalkulasjonspris multiplisert med reduserte karbonutslipp. I disse beregningene har vi kun inkludert en karbonskatt på 490 NOK/tonn og ikke sensitiviteten med 1000 NOK/tonn. Alternativ 3 er det elektrifiseringsalternativet som representerer full elektrifisering med kraft fra land. Det gir naturlig nok de største utslippsreduksjonene og dermed den høyeste nåverdien.

**Figur 27: Kalkulasjonspris (nåverdi) for reduserte karbonutslipp (CO<sub>2</sub>-avgiftskomponentene er skravert) for de tre elektrifiseringsalternativene**



Et viktig spørsmål når man skal estimere kalkulasjonsprisen for karbonutslipp, er hvilken kalkulasjonsrente eller diskonteringsrente man skal legge til grunn for beregningene. En høy diskonteringsrente reduserer nåverdien av tiltaket og tillegger langsiktige utslippskutt en lavere verdi. Samtidig kan ikke klimatiltak sammenlignes med ordinære investeringer fordi konsekvensene av å ikke kutte utslippene vil øke behovet for utslippskutt og dermed kostnadene lenger i fremtiden når kuttene skal tas. Dette er grunnen til at man for eksempel i Stern-rapporten har anbefalt en diskonteringsrente på 1,4 prosent.

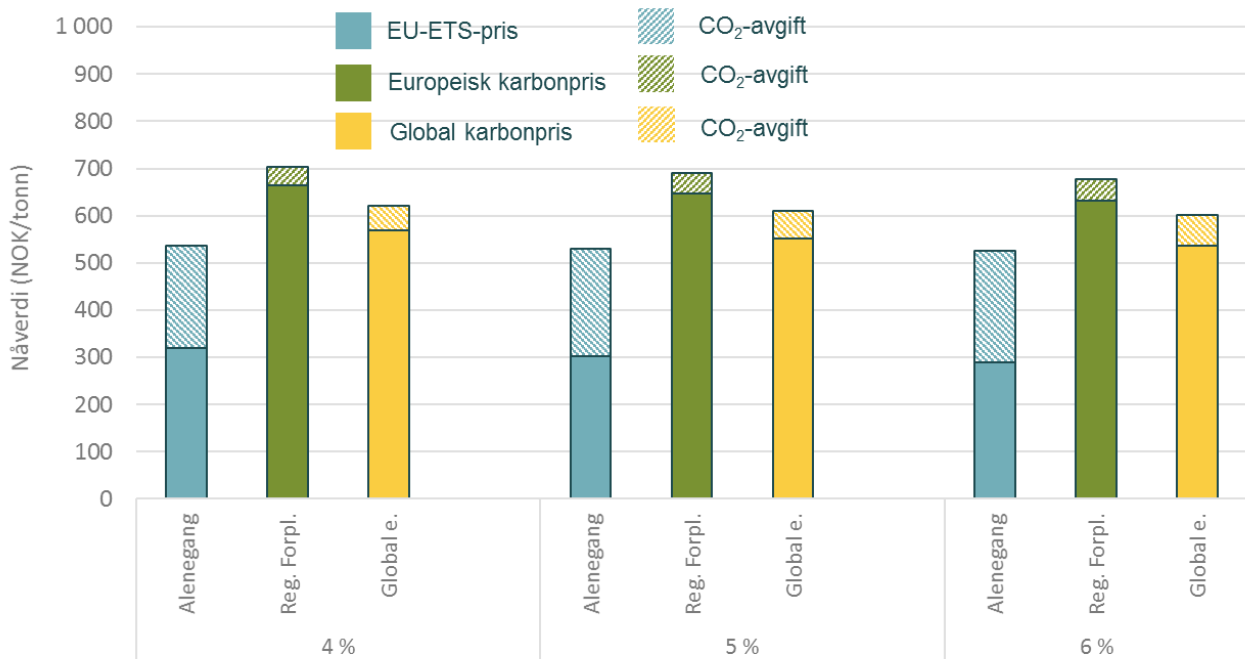
I våre nåverdiberegninger av kalkulasjonsprisen, har vi benyttet en diskonteringsrente på 5 prosent. Nivået kan diskuteres. Hagen-utvalget anbefaler at det benyttes 6 prosent realrente for prosjekter med høy risiko, 4 prosent realrente ved moderat risiko og 2 prosent ved lav risiko. For offentlige prosjekter anbefaler Hagen-utvalget en rente på 4 prosent. Det kan derfor argumenteres for at den kalkulasjonsprisen for langsiktige utslippskutt, bør beregnes med denne diskonteringsrenten. I en beregning av elektrifiseringsprosjekter fra 2007, la Oljedirektoratet og NVE en realrente på 5 prosent til grunn (OD/NVE, 2007)<sup>13</sup>. Både 4 og 5 prosent ligger lavere enn den normalavkastningen Statoil krever for sine investeringer.

I en bedriftsøkonomisk beregning vil elektrifisering ikke være lønnsomt dersom kalkulasjonsprisen er lavere enn tiltakskostnaden estimert ved den diskonteringsrenten Statoil vanligvis benytter. Da utgjør de samlede karbonkostnadene en lavere utgift for Statoil enn kostnadene ved elektrifisering. Dersom kalkulasjonsprisen er høyere med en diskonteringsrente på 4 eller 5 prosent, vil elektrifisering fortsatt være samfunnsøkonomisk lønnsomt som et effektivt klimatiltak som bidrar til at Norge og EU når sine utslippsmål.

Figur 28 viser hva kalkulasjonsprisen av utslippskuttene ved full elektrifisering blir når vi legger en diskonteringsrente på henholdsvis 4, 5 og 6 prosent til grunn. Vi ser at forskjellene er relativt små, slik at det vil ha relativt liten betydning om man benytter 4 eller 5 prosent.

<sup>13</sup> OD, NVE m fl. (2007). *Kraft fra land til norsk sokkel*.

**Figur 28: Kalkulasjonspris (nåverdi) for reduserte karbonutslipp (CO<sub>2</sub>-avgiftskomponentene er skravert) med ulik diskonteringsrente**



De karbonprisbanene vi har presentert i Figur 6 i kapittel 3 representerer kostnaden ved de tiltakene som alternativt må gjennomføres dersom Johan Castberg ikke elektrifiseres. Dersom petroleumssektoren stilles overfor en karbonpris som gjenspeiler den samfunnsøkonomiske marginale tiltakskostnadskurven, vil det også være bedriftsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre samfunnsøkonomisk lønnsomme utslippskutt.

### 5.3 Den samlede utslippseffekten av elektrifisering

Elektrifisering av Johan Castberg vil være et samfunnsøkonomisk effektivt tiltak dersom den estimerte nåverdien av utslippskuttene overgår kostnaden ved elektrifisering. Vurderingen som gjenstår er imidlertid hvor stor innvirkning et utslippsreducerende tiltak i Norge vil ha på de samlede utslippene i EU og globalt.

Et argument, som har blitt trukket fram av flere, er at effekten av økt kraftetterspørsel, som elektrifisering innebærer, i hovedsak vil være økt kullkraftproduksjon i Europa. Begrunnelsen er at det er kullkraftverkene som utgjør svingproduksjonen i dagens kraftsystem. Johan Castberg kjøper færre kvoter, og de frigjorte kvotene brukes av europeiske kullkraftverk. Analysen i kapittel 4 viser imidlertid at det ikke er tilfelle (se avsnitt 4.3.2).

Et viktig spørsmål i analysen, og som har vært mye diskutert når det gjelder klimatiltak i Norge generelt, er om de fører til at de globale utslippene reduseres. Resonnementet er at siden utslippstaket i EU ETS er gitt, vil utslippskutt i én del av markedet bare gjøre det mulig å øke utslippene i en annen del av markedet. Dyre særnorske tiltak som reduserer ETS-utslippene i Norge, vil derfor være til ingen nytte for klimaet, siden det er de samlede utslippene som avgjør drivhuseffekten.

Disse resonnementene tar imidlertid ikke hensyn til den langsiktige markedsdynamikken, og samspillet mellom marked, politikk og teknologi.

I det følgende antar vi at elektrifisering av Johan Castberg er et dyrt klimatiltak som ikke ville blitt gjennomført uten en særnorsk politikk. Med andre ord antar vi i at tiltakskostnaden for elektrifisering er høyere enn karbonprisen. Spørsmålet er altså om tiltaket i så fall har noen effekt på utslippene i det hele tatt. (Dersom elektrifisering er et lønnsomt tiltak, og det likevel ikke gjennomføres, blir effektene de motsatte av det som beskrives under.)

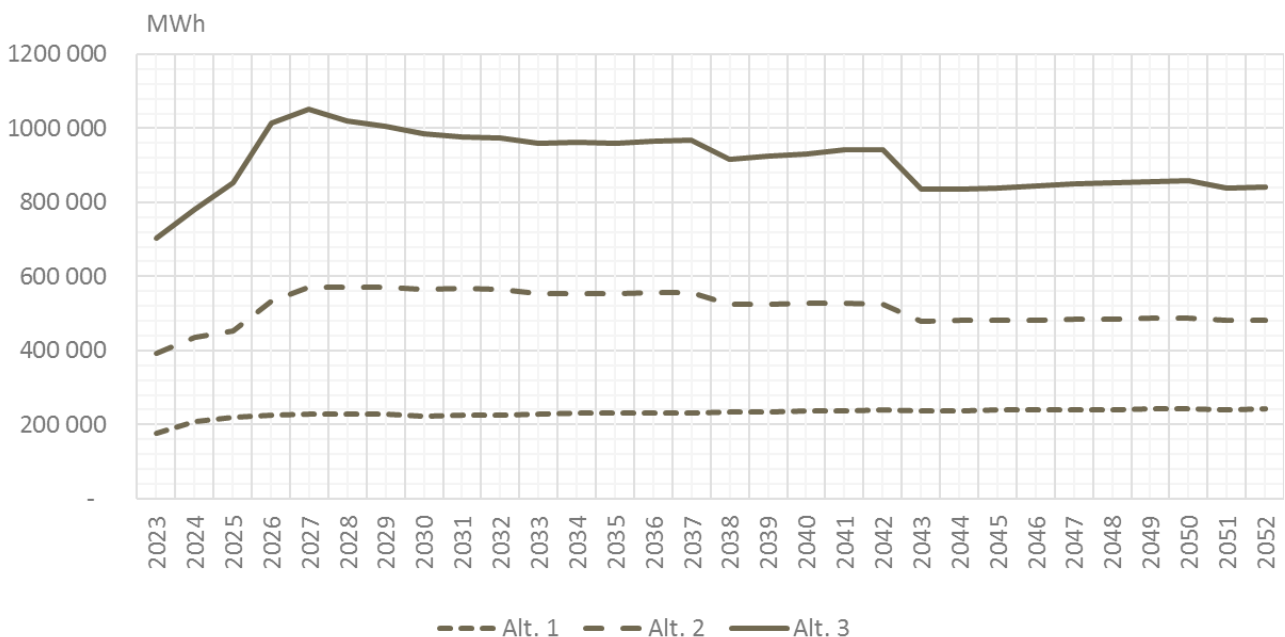
Det er imidlertid viktig å påpeke at utslippene fra kraftmarkedet ikke bør ha noen betydning i evalueringen om hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere eller ikke. Det som har betydning er den estimerte samfunnsøkonomiske nytten av tiltaket og hvorvidt denne er høyere enn kostnaden ved elektrifisering eller ikke.

### 5.3.1 Lokale utslippsreduksjoner er større enn utslippene fra kraftmarkedet

Basert på analysene vi har gjennomført i kapittel 4, kan vi vurdere hvor store utslippsreduksjoner elektrifisering fører til. Vi tar utgangspunkt i data for utslippsreduksjoner for de ulike elektrifiseringsalternativene, som vi har fått fra Statoil, og sammenligner utslippsintensitetene på Johan Castberg med utslippsintensitetene i det europeiske kraftmarkedet.

For Johan Castberg er det tre ulike alternativer for elektrifisering og et nullalternativ uten elektrifisering, der alt energibehov dekkes av lokal gassproduksjon. Utslippsintensitetene for alternativ 1-3 gjenspeiler dermed den potensielle utslippsreduksjonen man oppnår per MWh landstrøm ved å gjennomføre de ulike elektrifiseringsalternativene. Alternativ 1 medfører det laveste nivået av elektrifisering, alternativ 2 et mellomnivå og alternativ 3 full elektrifisering. I datamaterialet fra Statoil har vi også mottatt profiler for det årlige energibehovet i MWh, jf. Figur 29, slik at vi har kunnet estimere karbonutslipp per MWh, vi har korrigert for at det er et tap i elektrisitetsoverføringen på 8,5 prosent.

**Figur 29: Elektrisitetsbehov fra landstrøm i de tre elektrifiseringsalternativene til JC (MWh/år) inkludert tap**



#### Virknninger med tilpasning av produksjonskapasiteten

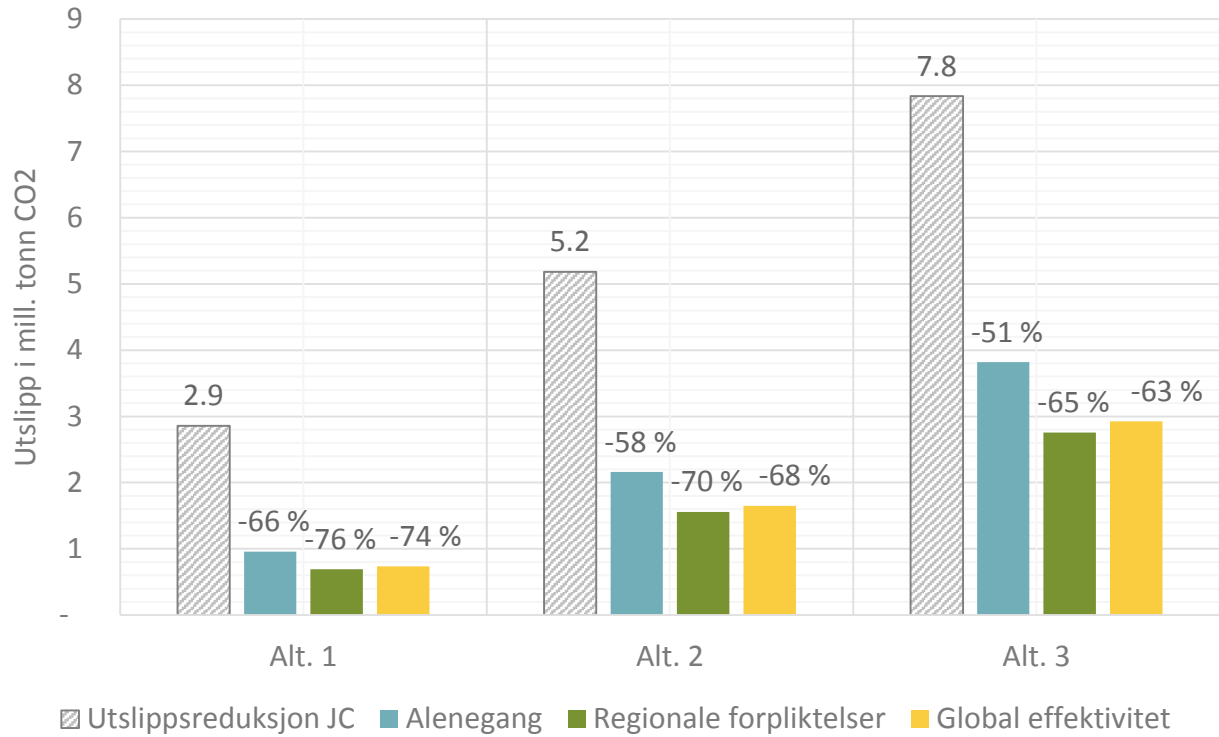
Over tid tilpasser kapasiteten i kraftmarkedet seg endringer i etterspørselen ved å justere investeringene (inkludert utfasing av produksjonskapasitet). Disse endringene bestemmes av alle endringene som skjer i markedet, og er en gradvis prosess. Endringene i produksjonskapasiteten påvirker hvordan utslippene fra kraftproduksjon endrer seg.

Økt kraftetterspørsel trekker i retning av økt kraftpris. En del av den økte etterspørselen vil bli dekket av fornybar produksjon og en del av gasskraft. Som vi har vist i kapittel 4, fører det til en netto reduksjon i utslippene innenfor ETS, og dermed til en lavere CO<sub>2</sub>-pris.

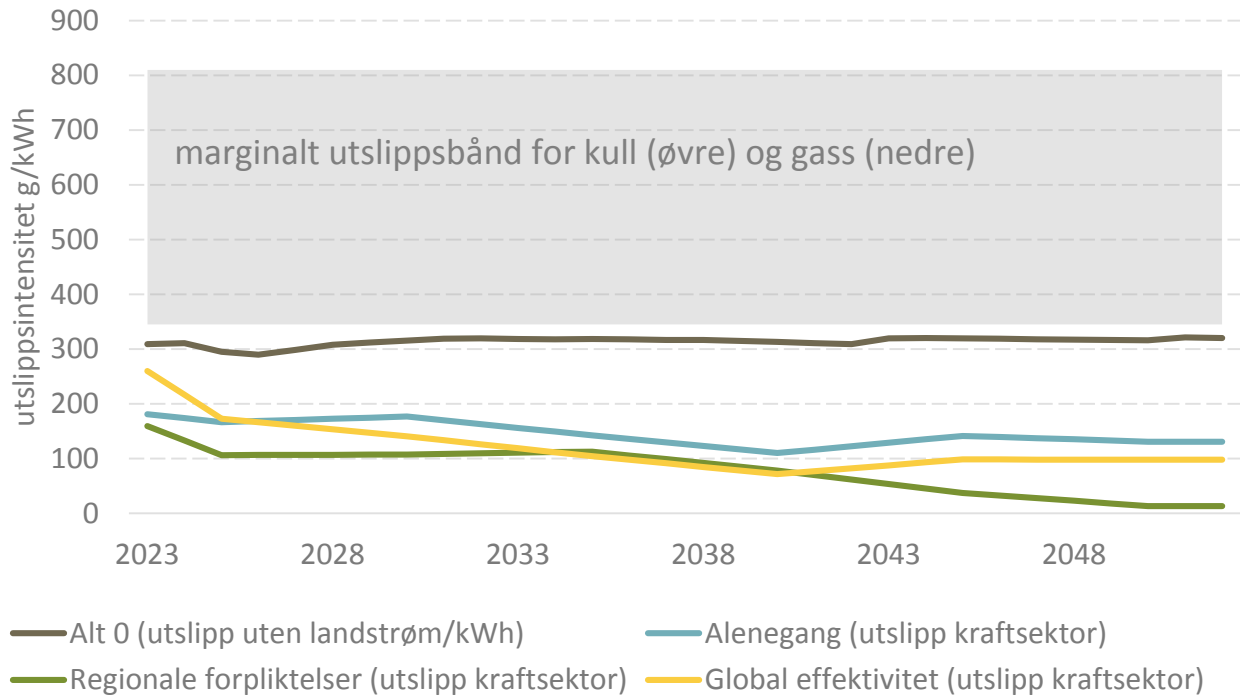
Figur 30 viser den totale mengden utslipp som kuttes i hvert elektrifiseringsalternativ samt den tilsvarende økningen i utslipp som elektrifiseringen fører til i kraftsektoren når vi tar hensyn til endringene i produksjonsmiksen. I alle de tre elektrifiseringsalternativene er reduksjonen av utslipp

på Johan Castberg større enn økningen i utslipp fra kraftsektoren. Nettoeffekten av elektrifisering av Johan Castberg gir derfor en netto reduksjon i utslippene i ETS.

**Figur 30: Akkumulerte utslippsreduksjoner fra Johan Castberg og tilsvarende utslipp fra kraftsektoren (med investeringer)**



Figur 31 viser utslippsintensiteten, gram CO<sub>2</sub> per kWh fra Johan Castberg og i kraftmarkedet. Den brune linjen representerer utslippsreduksjonen delt på elektrisitetsbehovet for nullalternativet uten elektrifisering. De heltrukne linjene viser hvor store utslipp den økte etterspørselen av elektrisitet fra Johan Castberg medfører i kraftproduksjon på land, i hvert av de tre politikkscenarioene. Den nederste delen av det grå feltet viser utslippsintensiteten fra et moderne gasskraftverk, som slipper ut rundt 350 g CO<sub>2</sub> per kWh, et gjennomsnittlig gasskraftverk i dag ligger gjerne litt høyere (rundt 400 g), men vi antar at en del av de minst effektive vil være faset ut innen 2023. Den øverste delen av feltet viser utslippsintensiteten fra et gjennomsnittlig kullkraftverk, rundt 800 g CO<sub>2</sub> per kWh.

**Figur 31: Utslippskutt per kWh med elektrifisering samt utslipp per kWh i kraftmarkedet i hvert scenario**

Vi kan dra følgende konklusjoner fra disse tallene:

- Utslppsintensiteten til elektrifiseringsalternativene ligger under utslppsintensiteten til et moderne gasskraftverk (grått felt). Dette fordi den lokale produksjonen av elektrisitet på Johan Castberg er relativt ren ettersom hele varmebehovet dekkes av varme gjenvunnet av eksosgassen, noe som øker effektiviteten sammenlignet med et vanlig gasskraftverk.
- De langsiktige marginale utslippene i kraftsektoren ligger langt under utslppsintensiteten på Johan Castberg. Den forventede energimiksen vil bestå av såpass mye ren energi at de samlede utslippene fra kraftsektoren vil være mye lavere enn dersom all produksjonen skulle dekkes av gass eller kullproduksjon.
- Figuren viser at utslppsreduksjonen man potensielt kan oppnå fra Johan Castberg er høyere enn utslppsøkningen i kraftsektoren. Dersom man kun sammenligner disse to utslippene, uten å ta hensyn til kvotetaket og karbonlekkasje, er det klart at elektrifisering av Johan Castberg vil redusere de samlede karbonutslippene, om enn noe mindre enn det lokale utslippskuttet på plattformen.

#### *Virkninger uten tilpasning av produksjonskapasiteten*

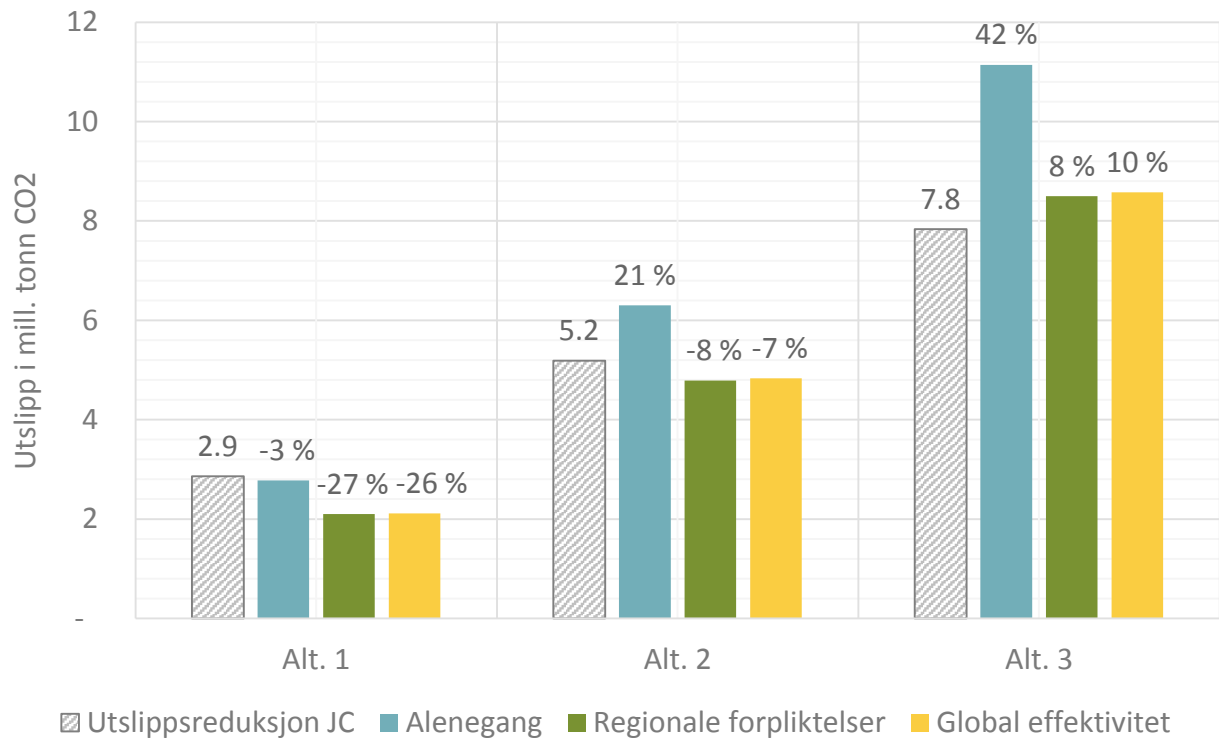
Dersom vi antar at markedet ikke tilpasser seg den økte etterspørselen etter kraft fra land, vil produksjonskapasiteten i kraftmarkedet være gitt. Siden produksjonen av vind- og vannkraft bestemmes av tilgangen på vind og vann, betyr det enten at kraftproduksjonen i kull- og/eller gasskraftverk i Europa må øke, eller at vi må importere mer strøm fra land utenfor EU, som for eksempel Russland. Det fører til at etterspørselen etter ETS-kvoter fra kraftproduksjon øker.

Figur 32 viser utslippene i millioner tonn CO<sub>2</sub> og den prosentvise effekten på utslipp i kraftsektorene sammenlignet med utslippene fra Johan Castberg dersom vi benytter den kortsiktige marginale produksjonsmiksen til å estimere karbonutslippene fra kraftmarkedet i de tre politikkscenarioene. Alternativ 1 er elektrifiseringsalternativet med lavest kraftbehov. I alternativ 1 gjennomføres de mest effektive elektrifiseringstiltakene de potensielle utslppsreduksjonene er dermed høyere enn de tilsvarende utslippene fra kraftsektoren. Etter hvert som kraftbehovet øker, minsker effektiviteten



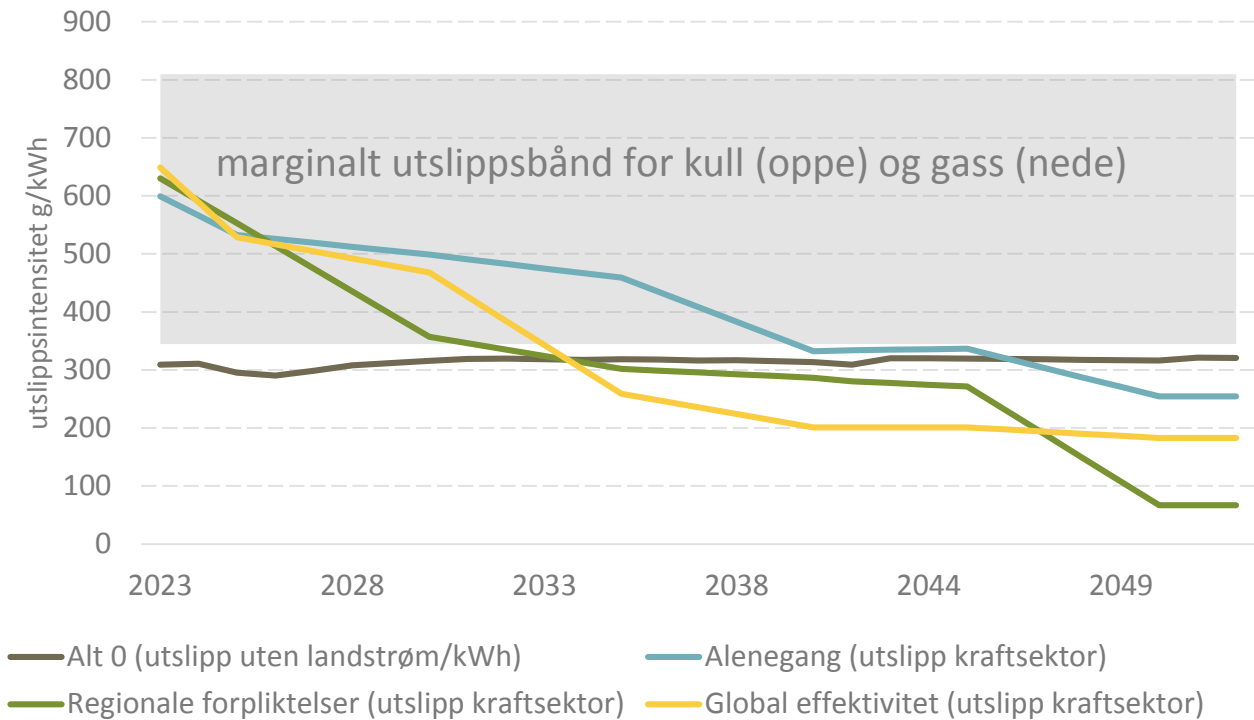
ved elektrifisering og i alternativ 3 er de potensielle utslippskuttene fra Johan Castberg lavere enn de fra kraftsektoren på kort sikt.

**Figur 32: Utslipp fra Johan Castberg og kraftmarkedet (uten investeringer)**



Figur 33 viser utslippsintensiteten for nullalternativet fra Johan Castberg sammenliknet med utslippsintensiteten i kraftmarkedet i de ulike politikksenarioene. Det er særlig tidlig i perioden at de marginale utslippene fra kraftsektoren ligger høyere enn utslippene fra Johan Castberg, mens etter 2033 vil både *regionale forpliktelser* og *global effektivitet* ha en lavere utslippsintensitet fra produksjonen.

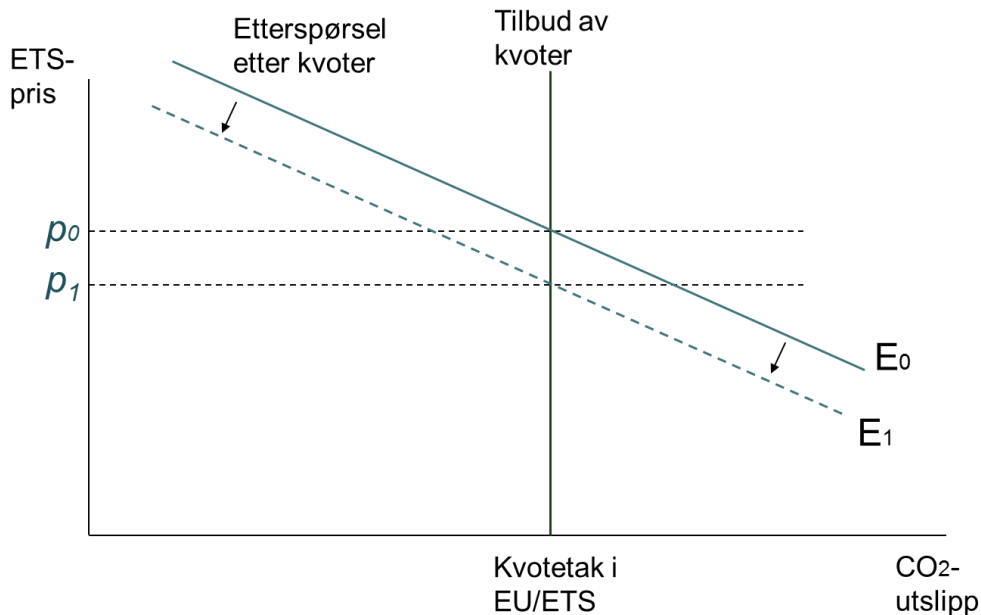
**Figur 33: Utslippskutt per kWh med elektrifisering samt utslipp per kWh i kraftmarkedet i hvert scenario på kort sikt uten investeringer**



Imidlertid vil ikke kraftforbruket komme overraskende på markedet, og elektrifisering vil representere en varig endring i forbruket. Kraftetterspørselen fra Johan Castberg vil være varslet i god tid, og det er grunn til å tro at markedet vil forutse endringen. Elektrifisering vil derfor påvirke markedet så snart beslutningen er tatt. Som vi har slått fast over, er det derfor de langsiktige tilpasningene som er relevante for effekten på utslippene i kraftsektoren.

### 5.3.2 Elektrifisering reduserer etterspørselen etter ETS-kvoter

Siden investeringene i ny kapasitet varierer mellom politikkscenarioene, varierer også effekten av elektrifisering mellom politikkscenarioene. I alle politikkscenarioene er imidlertid den langsiktige nettoeffekten på etterspørselen etter ETS-kvoter negativ: Reduksjonen i utslipp fra Johan Castberg oppveies ikke av økte utslipp fra kraftproduksjon. Det betyr at elektrifisering av Johan Castberg, dersom det har høyere tiltakskostnad enn kvoteprisen, bidrar til en lavere kvotepris.

**Figur 34: Priseffekten i ETS-markedet som følge av elektrifisering**

Figur 34 viser dynamikken i ETS-markedet. Dersom vi forutsetter at kvotetaket er gitt (på kort og lang sikt), vil netto reduksjon i kvoteetterspørselen gi lavere kvotepris, noe som betyr at marginale klimatiltak, som ellers ville vært lønnsomme, kan skrinlegges eller utsettes. Kvoteprisen blir lavere, men utslippene innenfor ETS endres ikke.

Det er imidlertid ikke sikkert at kvotetaket er gitt, verken på kort eller lang sikt. Fram til 2030, er antallet kvoter bestemt, men stabilitetsreserven (MSR) innebærer at hvis kvoteoverskuddet øker, kan flere kvoter trekkes ut av markedet. Det innebærer i så fall at det effektive kvotetaket, og utslippene i ETS, for perioden fram til 2030 reduseres.

EUs plan er foreløpig å videreføre tilstramningen i kvotetaket med samme prosent etter 2030, men det kan endre seg. (Fra den tredje til den fjerde handelsperioden ble faktoren økt fra 1,74 til 2,2 prosent for å redusere overskuddet.) Jo billigere klimapolitikken oppleves for Europa, jo større sannsynlighet er det for at kvotetaket strammes ytterligere til. Jo større overskudd og jo lavere kvotepris, desto billigere vil en tilstramning i ETS oppleves. Dersom kvotetaket strammes til, endres ikke ETS-prisen, men utslippene i ETS reduseres.

### 5.3.3 Lavere karbonpris reduserer karbonlekkasje

Endringer i kvoteprisen i ETS kan gi karbonlekkasje internt i Europa, mellom ETS-sektorene og ESD-sektorene, og mellom Europa og resten av verden. Karbonlekkasje oppstår ved at en økning i ETS-prisen (eller den relevante karbonprisen) vrir konkurranseforholdet mellom produksjon i ETS-sektorene og i andre sektorer eller globalt. Dersom produksjonen i andre sektorer og land ikke er omfattet av en (like) streng klimapolitikk, betyr det at noe av utslippsreduksjonen ved en tilstramning motvirkes av økte utslipp utenfor ETS. Motsatt vil et tiltak som fører til at ETS-prisen blir lavere, slik elektrifisering av Johan Castberg vil gjøre (dersom det ikke er et lønnsomt tiltak), får vi den motsatte effekten: En lavere ETS-pris som styrker konkurranseevnen til virksomhet som omfattes av ETS, og dermed gir lavere utslipp i ESD og globalt.

Dynamikken er forskjellig i de ulike politikksenarioene, der vi har antatt ulik utvikling av både global og europeisk klimapolitikk:

- I *alenegang* forutsetter vi at EU fortsetter med ulike rammer for utslipp i ETS- og ESD-sektorene, og at de marginale tiltakskostnadene er høyere i ESD enn i ETS. Det innebærer at vi kan få karbonlekkasje fra ESD til ETS, fordi klimapolitikken fører til relativt større kostnadsøkning i ESD over tid, mens prisen i ETS blir lavere. På sett og vis kan vi si at en større del av utslippene da

omfattes av ETS pga. relative endringer i konkurranseevnen mellom virksomhet i ETS og virksomhet i ESD. Redusert ETS-pris betyr da at noen av de dyreste tiltakene i ESD kan unngås – hvis utslippene i ESD er gitt – eller at utslippene i ESD reduseres. Samlet sett gir dette en lavere europeisk karbonpris. Prinsippet er det samme som når to land handler med hverandre der kostnadene for å produsere en vare er ulik, ved handle med hverandre vil det landet som produserer varen billigst (eller i dette tilfellet ETS som har lavere tiltakskostnad) kunne produsere mer og eksportere til det landet som har høye produksjonskostnader (ESD), effekten blir da at prisen havner midt i mellom de opprinnelige prisene. Det vil si at prisen i ETS stiger, mens den synker i ESD. Samlet realiseres en effektivitetsgevinst. Også i forhold til resten av verden bedres konkurranseevnen til europeisk industri, noe som reduserer karbonlekkasje mellom Europa og resten av verden.

- I *regionale forpliktelser* forutsetter vi at alle utslipp i Europa omfattes av kvotemarkedet og stilles overfor samme kvotepris. Med full fleksibilitet mellom ulike sektorer, blir det ingen lekkasjeeffekt mellom ETS og ESD fordi forskjeller i tiltakskostandene allerede er utjevnet. Dersom vi forutsetter at kvotetaket er fastsatt og ikke strammes inn, vil ETS-prisen reduseres. I *regionale forpliktelser* forventer vi at resten av verden fører en noe mindre streng klimapolitikk enn Europa. I så fall får vi også i dette tilfellet en motsatt karbonlekkasjeeffekt mellom Europa og resten av verden fordi karbonprisen i Europa blir lavere enn ellers, og de globale utslippene reduseres.
- I *global effektivitet* forutsetter vi at alle utslipp omfattes av den globale karbonprisen. Dersom denne settes i et globalt kvotemarked og er satt effektivt, dvs. som en langsiktig begrensning som styrer mot 2-gradersmålet, vil elektrifisering på Johan Castberg medføre at billigere tiltak med tilsvarende utslippsreduksjon ikke gjennomføres. Uten en mye mer detaljert analyse, kan vi ikke si hvor eller hvilke tiltak det i så fall vil være, og selv en detaljert analyse vil naturligvis være beheftet med stor usikkerhet. Antar vi derimot at den globale karbonprisen er satt som en avgift, vil ikke elektrifisering på Johan Castberg påvirke hvilke andre tiltak som gjennomføres. (Dersom mange dyre tiltak gjennomføres og avgiften ikke settes en gang for alle, kan imidlertid resultatet bli en lavere avgift, og effekten lignende som for et globalt kvotemarked.)

Oppsummert: Selv om vi antar at kvotetaket i ETS er gitt en gang for alle, eller blir det samme uansett, vil elektrifisering av Johan Castberg, selv om det ikke er lønnsomt, ha en positiv effekt på utslippene på grunn av en motsatt karbonlekkasjeeffekt, dvs. at karbonlekkasje fra Europa til andre deler av verden som ikke har en like streng klimapolitikk, vil motvirkes. Utslippene i ETS blir de samme, men globale utslipp reduseres pga. karbonlekkasje.

Det finnes ulike anslag på karbonlekkasjefaktorer. CECILIA 2050 (2015)<sup>14</sup> har anslått lekkasjeeffekter mellom 28 og 44 prosent. I teorien kan de globale utslippsreduksjonene dermed være like store som utslippsreduksjonene lokalt. Det er imidlertid betydelig usikkerhet knyttet til estimater på karbonlekkasjefaktorer.

## 5.4 Oppsummering

Hvorvidt elektrifisering av Johan Castberg er et lønnsomt klimatiltak avhenger av om tiltakskostnaden for elektrifisering er lavere enn kalkulasjonsprisen. Den samfunnsøkonomiske verdien av utslippskutt (kalkulasjonsprisen) bestemmes av den marginale tiltakskostnaden. Den marginale tiltakskostnaden avhenger av de klimapolitiske rammebetingelsene på lang sikt.

Johan Castberg er et langsiktig klimatiltak, og må derfor måles mot utviklingen i marginale tiltakskostnader på lang sikt. Vurderingen må ta hensyn til at det vil skje endringer i de klimapolitiske rammebetingelsene og i energimarkedene i tiltaksperioden. En naturlig målestokk for verdien av utslippskutt fram mot 2050, er den globale marginale skadekostnaden eller tiltakskostnadskurven for å nå 2-gradersmålet. Dersom Norge har bindende nasjonale utslippsmål, kan verdien av utslippskutt på Johan Castberg være høyere.

<sup>14</sup> Basque Centre for Climate Change (2015), CECILIA 2050 Assessment of EU Instrumentation Options under Different Supranational Governance Scenarios

Verdien av utslippsreduksjoner (kalkulasjonsprisen) fra elektrifisering av Johan Castberg er avhengig av politikkscenario. Karbonprisbanene i politikkscenarioene representerer denne verdien. Elektrifisering av Johan Castberg er et effektivt klimatiltak dersom tiltakskostnaden for elektrifisering (per CO<sub>2</sub>-enhet) er lavere enn kalkulasjonsprisen (eller øvre grense for den samfunnsøkonomisk effektive tiltakskostnaden):

- 550 kroner per tonn CO<sub>2</sub> i *global effektivitet*, der alle globale utslipp er underlagt en felles karbonpris.
- Mellom 300 og 650 kroner per tonn CO<sub>2</sub> i *alenegang* og *regionale forpliktelser*, der utslippene fra Johan Castberg inngår i et europeisk kvotemarked.
- Fra 500 til 1000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> eller høyere, dersom Norge tar på seg bindende forpliktelser for innenlandske utslippsreduksjoner. Dette innebærer at Norge viderefører en særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift på opptil 700 kroner per tonn CO<sub>2</sub>, i tillegg til den europeiske markedsprisen for karbonutslipp.

Siden kostnadene av elektrifiseringsalternativene er utenfor rammen av denne studien, kan vi ikke konkludere på effektiviteten av elektrifiseringsalternativene. Basert på beregninger av fremtidige CO<sub>2</sub>-kostnader for de ulike politikkscenarioene, og forutsetninger om en særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift, konkluderer vi med at en tiltakskostnad høyere enn 1000 kroner per tonn CO<sub>2</sub> sannsynligvis ikke er samfunnsøkonomisk effektiv. Selv om det ikke kan utelukkes at Norge vil benytte en særnorsk CO<sub>2</sub>-avgift, tror vi det er lite sannsynlig at en høyere CO<sub>2</sub>-avgift vil opprettholdes over en periode på 30 år dersom andre land og regioner ikke innfører strengere klimapolitiske tiltak.

Et annet spørsmål er om elektrifisering, selv om det ikke er lønnsomt, vil gi lavere globale utslipp. Det kommer også an på hvilket klimapolitisk scenario vi legger til grunn. Med et effektivt globalt kvotemarked vil effekten bare være at det gjennomføres færre utslippskutt andre steder. Men dersom klimapolitikken ikke er effektiv, kan elektrifiseringen likevel ha en effekt ved at det reduserer etterspørselen av ETS-kvoter som igjen senker karbonprisen. Dette skyldes at energiforbruket som ellers ville dekket av lokalt produsert gass, vil bli levert av en renere kraftmiks fra land bestående av mye fornybar energi og lite kullkraft. En lavere karbonpris i EU vil redusere karbonlekkasjen til andre deler av verden og dermed redusere globale utslipp, med mindre man får på plass et globalt kvotemarked.

Beslutningen om å elektrifisere Johan Castberg må tas under betydelig usikkerhet. Det fremtidige klimapolitiske rammeverket er høyst usikkert, som demonstrert av politikkscenarioene. Dersom Johan Castberg elektrifiseres, selv om det ikke er et samfunnsøkonomisk effektivt tiltak, vil de globale utslippene fortsatt reduseres på grunn av redusert karbonlekkasje, bortsett fra i *global effektivitet*, ettersom globale utslipp er regulert av et fast tak, og det derfor ikke er noen karbonlekkasje.