

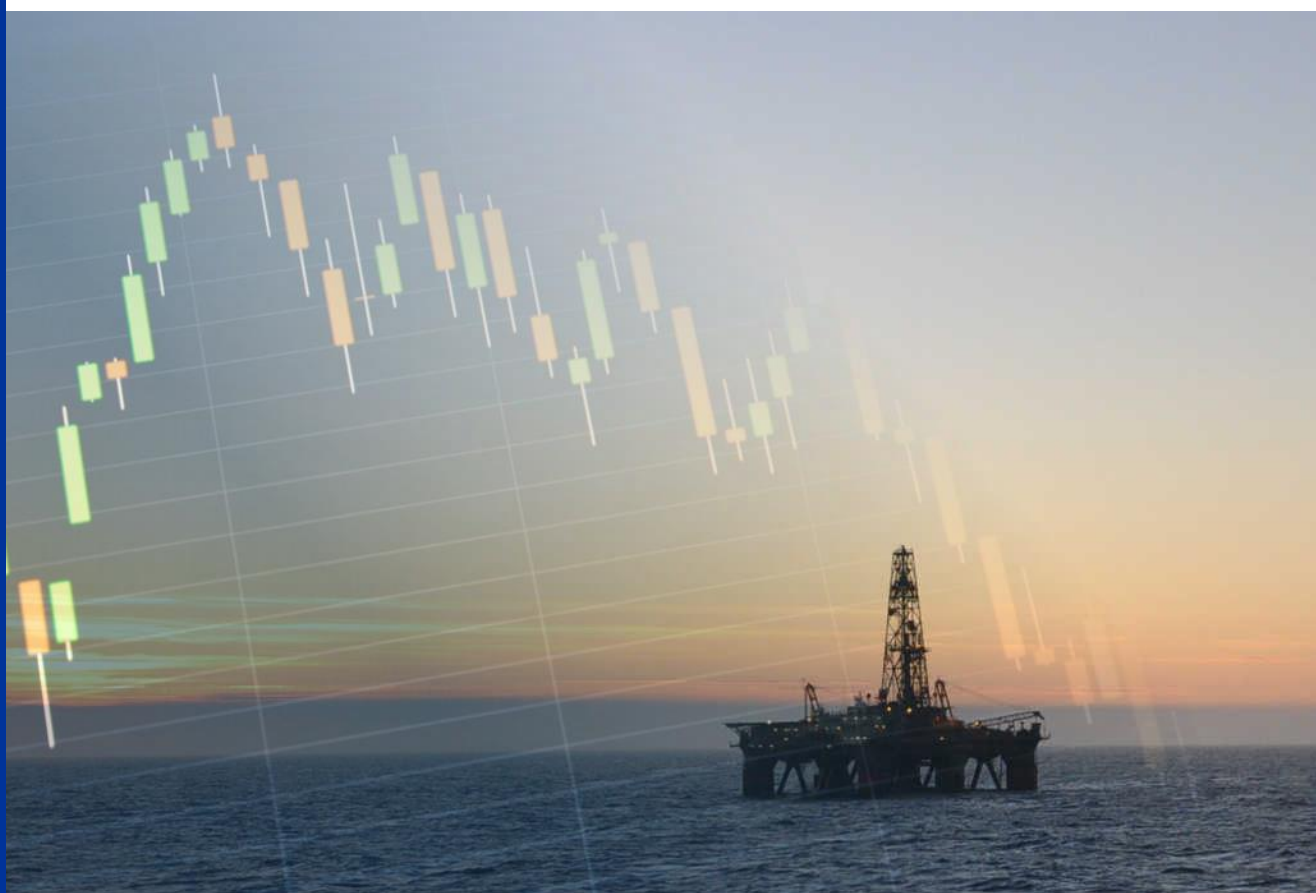


ELEKTRIFISERING AV JOHAN CASTBERG - TILTAKSKOST- OG KLIMAANALYSE

Utarbeidet for Statoil ASA

Mai 2016

R-2016-002



Dokumentdetaljer

| | |
|-------------------------|--------------------------|
| Pöyry-rapport nr. | R-2016-002 |
| Prosjektnr. | 5ZX298107.10 |
| ISBN | 978-82-8232-236-2 |
| ISSN | 0803-5113 |
| Interne koder | OLO/LFB/CER/MMA/pil, KSB |
| Dato for ferdigstilling | 4. mai 2016 |
| Tilgjengelighet | Offentlig |

Kontakt detaljer

Pöyry Management Consulting (Norway) AS

Grensen 16
0159 Oslo

Telefon: 45 40 50 00

e-post: oslo.econ@poyry.com

Web: www.poyry.no

Org.nr: 960 416 090

Copyright © 2016 Pöyry Management Consulting (Norway) AS

[Denne siden skal være blank]

DISCLAIMER/ANSVARFRASKRIVELSE OG RETTIGHETER

Denne rapporten er utarbeidet av Pöyry Management Consulting (Norway) AS ("Pöyry") for [Statoil ASA] ("Mottakeren") i samsvar med Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

Pöyry kan ikke holdes økonomisk eller på annen måte ansvarlig for beslutninger tatt eller handlinger utført på bakgrunn av innholdet i denne rapporten.

Pöyry baserer sine analyser på offentlig tilgjengelige data og informasjon, egne data og data eller informasjon som blir gjort tilgjengelige for oss i forbindelse med spesifikke oppdrag. Vi vurderer alltid om kvaliteten på dataene er god nok til at de kan brukes i våre analyser, men kan likevel ikke garantere for kvalitet og sannferdighet i data vi ikke selv eier rettighetene til. Usikkerhet er et element i alle analyser. Som en del av metode-dokumentasjonen til våre analyser forsøker vi alltid å synliggjøre og drøfte usikkerhetsfaktorene.

Alle rettigheter til denne rapporten er uttømmende regulert i Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

[Denne siden skal være blank]

INNHold

| | |
|--|-----------|
| SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER..... | 1 |
| EXECUTIVE SUMMARY AND CONCLUSIONS..... | 9 |
| 1. INTRODUKSJON | 17 |
| 1.1 Bakgrunn for oppdraget | 17 |
| 1.2 Om denne rapporten..... | 17 |
| 1.3 Definisjon av begrep brukt i rapporten | 18 |
| 2. METODE OG INVESTERINGER FOR BEREGNING AV TILTAKSKOSTNAD | 19 |
| 2.1 Kraftbehov ved ulike kraftforsyningsalternativer | 19 |
| 2.2 Investeringsbehov ved overføring av elektrisk kraft fra land..... | 21 |
| 2.3 Metode for scenariobasert framskrivning av priser og utslippsvirkning..... | 25 |
| 2.4 Metode for beregning av tiltakskostnader..... | 28 |
| 2.5 Kostnadsantagelser | 30 |
| 3. KRAFTMARKEDSANALYSE – TILPASNINGER I DET EUROPEISKE KRAFTMARKEDET SOM FØLGE AV ELEKTRIFISERING | 43 |
| 3.1 På vei inn i det ukjente – fremtidens energipolitikk..... | 43 |
| 3.2 Scenariobeskrivelse..... | 46 |
| 3.3 Betydningen av elektrifisering for kraftmarkedene..... | 57 |
| 3.4 Resultater fra kraftmarkedssimuleringene..... | 59 |
| 4. KLIMAANALYSE..... | 77 |
| 4.1 Lokale utslippsvirkninger og energieffektivitet | 77 |
| 4.2 Globale utslippsvirkninger versus lokale virkninger | 79 |
| 4.3 Livsløpsanalyse-betraktning..... | 84 |
| 4.4 Andre merknader | 84 |
| 5. TILTAKSKOSTNAD | 87 |
| 5.1 5 % diskonteringsrente | 87 |
| 5.2 6 % diskonteringsrente | 89 |
| 5.3 Ingen gasseksport fra Johan Castberg | 89 |
| 5.4 Ny kraftproduksjon som følge av elektrifisering..... | 90 |
| 5.5 Ny kraftlinje og transformatorstasjon ikke klassifisert som industrirelatert investering | 90 |
| 6. KONKLUSJON..... | 93 |

| | | |
|------------------|--------------------------------------|------------|
| VEDLEGG 1 | RAMBØLLS KOSTNADSESTIMAT..... | 95 |
| VEDLEGG 2 | BACKGROUND TO BID3 | 111 |

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Elektrifisering av sokkelen er ett av de mulige tiltakene som vurderes for å redusere innenlandske CO₂-utslipp, og skal utredes for alle nye feltutbygginger i arbeidet med Plan for Utbygging og Drift (PUD). I forbindelse med konsekvensutredningsprosessen av Johan Castberg-feltet har Statoil bedt Pöyry Management Consulting om følgende:

1. Identifisere lokale utslippsvirkninger av elektrifisering av Johan Castberg
2. Vurdere hvordan elektrifisering av Johan Castberg vil påvirke det europeiske kraftmarkedet og estimere globale klimavirkninger
3. Beregne tiltakskostnader og vurdere miljøkostnadseffektivitet¹ ved elektrifisering

Rapporten beskriver produksjons- og utslippsendringer i kraftmarkedet som følge av elektrifisering av Johan Castberg. Analysen kvantifiserer effekten av økt forbruk for fire ulike scenarier for kraftmarkedets utvikling frem til 2050. De fire scenarioene tar utgangspunkt i at EUs' og nasjonale energi- og klimamålsettinger nås og er definert for å dekke et bredt utfallsrom. De spenner fra en markedsstyrt utvikling med en sterk CO₂-pris, til en mer nasjonalt styrt utvikling med omfattende støttesystemer for fornybar energi.

Rapporten analyserer lokale og globale utslippsvirkninger, det vil si at det gjøres en sammenligning av utslippsreduksjoner fra Johan Castberg og korresponderende økninger fra tilpasninger i det europeiske kraftmarkedet. Slik kan man illustrere hvorvidt elektrifisering er et effektivt globalt klimatiltak eller ikke. Videre gjøres det en vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av elektrifisering.

Dette er en uavhengig rapport utarbeidet av Pöyry Management Consulting på oppdrag fra Statoil. Alle antakelser som ligger til grunn er beskrevet i rapporten.

Kort om Johan Castberg

Feltet ligger i Barentshavet, ca. 240 km nordvest for Hammerfest, og omfatter oljefunnene Skrugard, Havis og Drivis. Det er anslått å ha et volumgrunnlag på 400-600 millioner fat olje. Det er også påvist utvinnbar gass. Denne skal reinjiseres i feltets 20 første leveår for å opprettholde reservoartrykk, og derav oppnå en optimal ressursutnyttelse. Deretter forutsettes det at gassen eksporteres.

Feltet er besluttet utbygd med et produksjonsskip (FPSO). Kraftbehovet ved Johan Castberg består av elektrisk og mekanisk kraft, samt at det vil være et betydelig varmebehov på innretningen først og fremst som følge av lav reservoarstemperatur.

Tre løsninger for elektrifisering er vurdert

Feltets kraftbehov kan dekkes på flere måter, enten kun med lokal kraftgenerering på innretningen, eller med ulik grad av krafttilførsel fra land. I denne studien er tre elektrifiseringsalternativer vurdert:

- Alternativ 1: elektrisk utstyr drives av kraft fra land, resten dekkes med kraft fra en gassturbin med varmegjenvinning og gassfyrte kjeler;
- Alternativ 2: elektrisk utstyr og gassinjeksjonskompressorer drives av kraft fra land, mens hele varmebehovet dekkes av gassfyrte kjeler; og
- Alternativ 3: hele kraftbehovet, inkl. varmebehov, dekkes av kraft på land.

¹ Miljøkostnadseffektivitet beskriver kostnytte-effekten av et miljøtiltak (f.eks. elektrifisering) og relaterer disse til måltallet for i hvor stor grad tiltaket bidrar til ønsket måloppnåelse. For elektrifisering kan miljøkostnadseffektivitet defineres som tonn CO₂-reduksjon pr. krone investert i tiltaket.

De tre elektrifiseringsalternativene er vurdert opp mot en referanseløsning (Alternativ 0), der hele kraft- og varmebehovet genereres lokalt på installasjonen av gassturbiner med varmegjenvinning.

I alle tre alternativer er den tekniske utbyggingsløsningen og tilhørende kraftbehov definert av Statoil, mens kostnadsestimatene av den valgte løsningen er gjort av Rambøll og Pöyry basert på teknisk informasjon fra Statoil.

Når tiltakskostnaden skal analyseres, er det forskjellen i kostnader mellom Alternativ 0 og de tre elektrifiseringsalternativene som legges til grunn. Alle alternativene med kraft fra land er dyrere enn en løsning med lokale gassturbiner. Kostnadsforskjellen øker med økende grad av elektrifisering. Sammenlignet med Alternativ 0 øker investeringskostnaden i alternativ 1, 2 og 3 med hhv. 5,0, 7,2 og 8,8 milliarder NOK. Gjennomsnittlige drifts- og vedlikeholdskostnader over de 30 årene Johan Castberg er i produksjon, er 62 millioner NOK høyere per år om elektrisk utstyr drives med kraft fra land, økende til 278 millioner NOK når hele kraftbehovet, inkludert gassinjeksjon og varme, inkluderes.

Fire utviklingsbaner for kraftmarkedet er vurdert

Utsiktene for kraftmarkedet er av vesentlig betydning for beregning av globale klimavirkninger og tiltakskostnader: Kostnadene til kjøp av kraft fra land avhenger av hvilken kraftprisutvikling man legger til grunn, mens klimaeffekten er en konsekvens av hvordan kraftmarkedet tilpasser seg det økte forbruket som elektrifisering innebærer.

For å sikre en robust analyse av klimavirkninger og tiltakskostnader, har Pöyry utviklet fire kraftmarkedsscenarioer som samlet dekker et bredt utfallsrom. EUs framtidige energi- og klimapolitikk er benyttet som basis for design av scenarioene. Scenarioene har en felles, overordnet føring: de forutsetter at EU og medlemsstatene vil iverksette tiltak for å nå sine energipolitiske mål for 2030, og at EU opprettholder sin langsiktige ambisjon om en tilnærmet utslippsfri kraftsektor i 2050. Scenarioene divergerer i hvordan denne avkarboniseringen oppnås. Virkemidlene som tas i bruk for å nå mål og ambisjoner er avgjørende for hvilke investeringer som gjøres i kraftproduksjon og overføringsforbindelser, hvilke produksjonstilpasninger som skjer, og hvilke kostnader kraftforsyningen har.

Scenarioene kan oppsummeres slik (se også figur A):

- Scenario A: *Karbonmarkedet*, hvor kvotehandelssystemet er eneste driver for avkarbonisering;
- Scenario B: *Balansert*, med mer variert virkemiddelbruk bestående av både et relativt sterkt kvotehandelssystem og støttesystemer for fornybar energi;
- Scenario C: *Fornybarstøtte*, hvor avkarbonisering drives av ulike nasjonale energipolitiske mekanismer som støttesystemer for fornybar energi og kapasitetsmarkeder, og der kvotehandelssystemet spiller en mer beskjeden rolle;
- Scenario D: *Lavkarbonsamfunnet*, hvor en variert virkemiddelbruk som i *Balansert* kombineres med en sterkere avkarboniseringsambisjon for 2050.

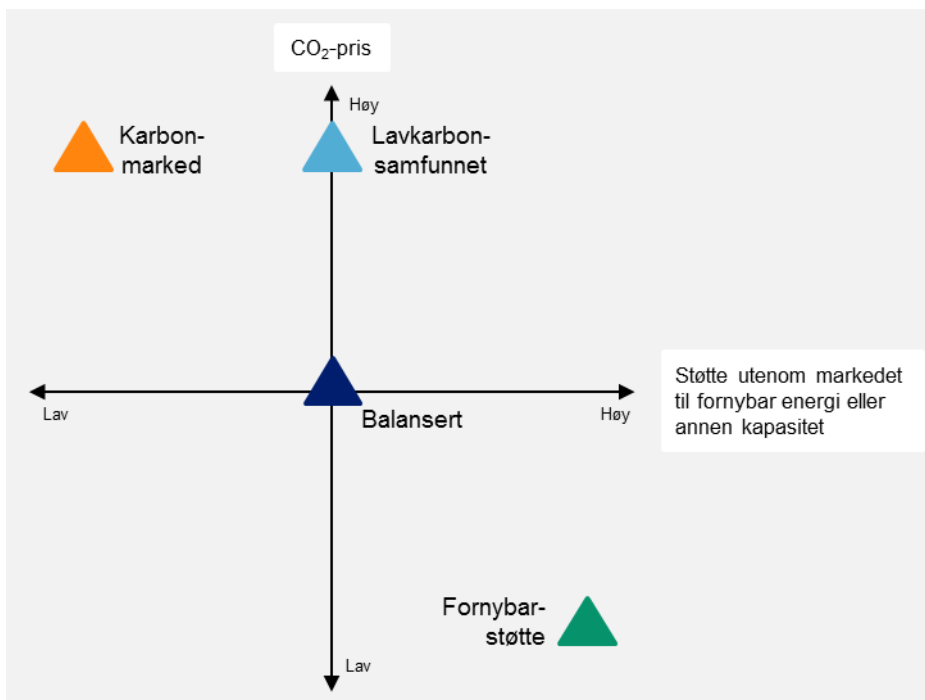
I scenarioene A, B og C antas det at EUs og Norges konkrete 2030-mål for fornybarandel og utslippsintensitet oppfylles. I 2050 oppnås en karbonintensitet i kraftsektoren på 50 gCO₂/kWh, et utslippskutt på rundt 88% sammenlignet med 1990-nivå, altså nås ikke EUs 2050-ambisjon fullt ut. Et scenario D er utviklet, *Lavkarbonsamfunnet*, der også ambisjonene om et utslippsfritt kraftmarked innen 2050 oppfylles. I dette scenarioet oppnås en 93% reduksjon i utslipp sammenlignet med 1990-nivå.

Kostnader for elektrisitetsforsyning varierer betydelig mellom scenarioene

Kraftprodusenter får betalt for sin kraft først og fremst i form av markedspris. Det er også mulig å få betalt gjennom mekanismer utenfor kraftmarkedet, for eksempel fornybarstøtte og betaling for å stille kapasitet til rådighet. De fire scenarioene varierer i bruken av støttemekanismer utenfor kraftmarkedet: Scenariot *Karbonmarked* antar ingen støttesystemer utenfor kraftmarkedet, mens *Fornybarstøtte* antar både omfattende fornybarstøtte og kapasitetsprising. De resulterende kraftprisene vises i Figur B.

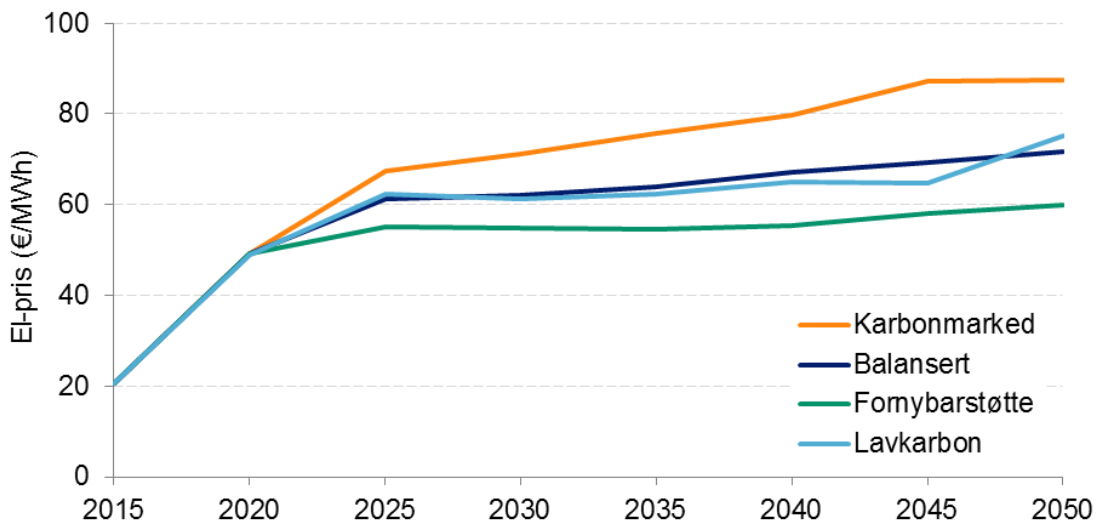
I alle scenarioer vokser kraftprisen betydelig frem mot 2025, for deretter å flate ut før den stiger videre mot slutten av perioden. I 2050 ligger prisen mellom 60 og 85 EUR/MWh, avhengig av scenario. Prisveksten på kort sikt er et resultat av et strammere kraftmarked – blant annet på grunn av kjernekraftutfasinger i Tyskland, Norden og Frankrike. Deretter trekker to drivkrefter i hver sin retning: økte CO₂-priser trekker kraftprisene opp, mens stadig mer fornybar energi gjør at betydningen av CO₂-prisen for kraftprisen reduseres. I *Fornybarstøtte-scenariot*, hvor CO₂-prisen holder seg relativt lav, er prisøkningen svært beskjeden etter 2025.

Figur A – Kraftmarkedsscenarioer



Kilde: Pöyry

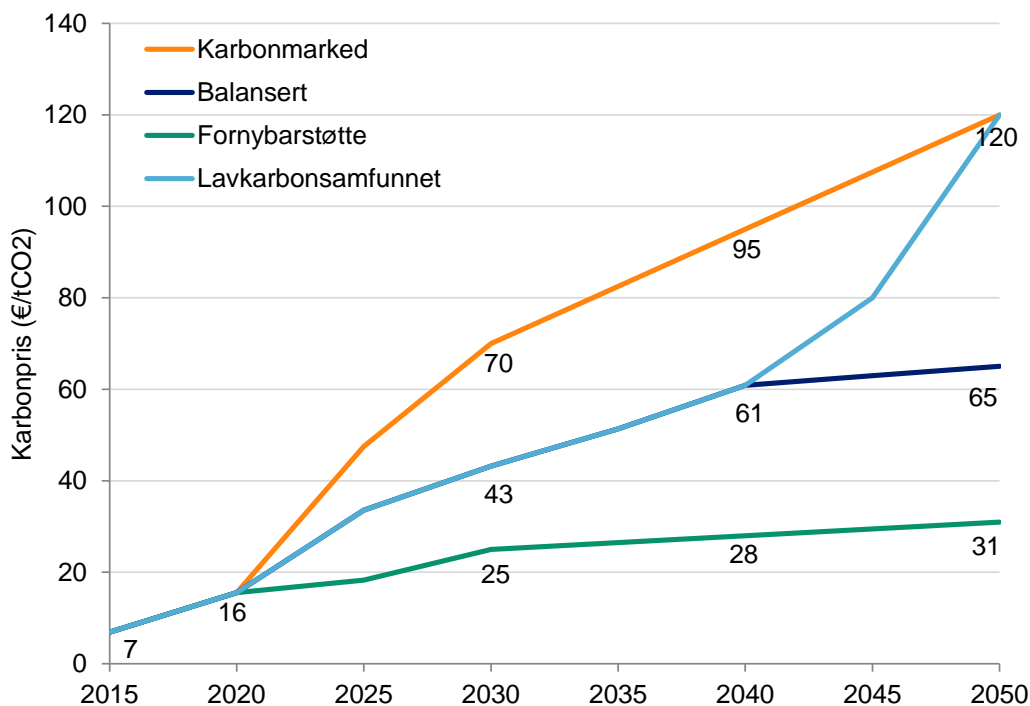
Figur B – Elpriser for NO4, EUR/MWh (reelle 2015-priser)



Kilde: Pöyry. Kraftpris for 2015 er et gjennomsnitt av kraftprisen i NO4 i perioden januar-september 2015, og er kun ment som et referansepunkt (kilde: Nord Pool Spot).

For å møte klimamålene må kvoteprisen for CO₂ øke i alle scenarioene. Våre antagelser for utvikling i kvotepris er vist i Figur C. Den relevante CO₂-kostnaden for Johan Castberg-prosjektet er høyere, da den også inkluderer den særnorske avgiften 478,7 NOK /tonn CO₂. Om vi antar at den holdes konstant over hele perioden, varierer den gjennomsnittlige CO₂-kostnaden for Johan Castberg fra 647 NOK/tonn CO₂ i Fornybarstøtte til 1 149 NOK/tonn CO₂ i Karbonmarkedscenarioet.

Figur C – Prisutvikling for CO₂-kvoter, EUR/tCO₂ (reelle 2015-priser)



Kilde: Pöyry

Elektrifisering gir utslippsreduksjon lokalt, men denne effekten motvirkes i stor grad av globale tilpasninger i kraftmarkedet

Utslippsvirkninger av elektrifisering må vurderes både i lokalt og globalt perspektiv. Gassturbiner på Johan Castberg vil erstattes med elektrisk kraft fra land, og ettersom denne kraften er levert fra det norske kraftnettet kommer den fra fornybare kilder som vannkraft eller vindkraft. I et lokalt perspektiv er utslippsvirkningen positiv – gassbasert kraftproduksjon med CO₂-utslipp på feltet erstattes av utslippsfri kraftproduksjon fra land. Akkumulert utslipp over feltets levetid i nullalternativet (ingen elektrifisering) er 7,8 millioner tonn CO₂. Tilsvarende vil den akkumulerte lokale utslippsreduksjonen over feltets levetid for alternativ 3 når hele kraftbehovet er dekket med elektrisitet fra land være 7,8 millioner tonn. Utslippsreduksjonen for alternativene 1 og 2 er henholdsvis 2,9 millioner tonn CO₂ og 5,2 millioner tonn CO₂.

I et globalt perspektiv er bildet annerledes. Det er ikke gitt at økningen i kraftforbruk faktisk vil dekkes inn av fornybare kilder. Norske vann- og vindkraftanlegg må balansere produksjonen mot tilgangen på energi, det vil si vann og vind, og har begrenset evne til å møte en langvarig forbruksøkning. Med nettførsterkningene som er planlagt i Finnmark, vil det heller ikke være flaskehals i overføringsnettet som tilsier at økt uttak fra Johan Castberg vil gi incentiver til en mer effektiv utnyttelse av eksisterende kraftproduksjon. Dette betyr at elektrifisering kun kan møtes med kraft fra fornybare kilder i Norge dersom forbruksøkningen utløser nye investeringer i produksjonskapasitet. Kraftprisøkningen som følger av den økte etterspørselen fra Johan Castberg er trolig for liten til å utløse slike investeringer. Den er også for liten til å gi etterspørselsendringer andre steder i systemet. Konsekvensen er at elektrifisering av Johan Castberg vil dekkes inn av utenlandske produksjonsøkninger, som ikke nødvendigvis vil være basert på fornybare kilder.

For å forstå de totale utslippsvirkningene av Johan Castberg må man analysere marginale produksjonsendringer i det europeiske kraftsystemet, det vil si hvordan kraftproduksjonen i

det europeiske systemet endres i de ulike elektrifiseringsalternativene sammenlignet med Alternativ 0. Pöyrys beregninger viser at det er kraftverk drevet på fossil energi som øker produksjonen for å møte Johan Castberg-feltets kraftbehov, uavhengig av kraftmarkeds-scenario. Hvilke fossile kraftverk som vil bli brukt varierer med scenario. I tilfeller med høye CO₂-priser som i *Karbonmarked* og *Lavkarbonsamfunnet*, vil gasskraft stå for mesteparten av økningen. I *Fornybarstøtte*-scenarioet, der CO₂-prisen er lavere, tar kullkraft tar en større andel av økningen.

I det store bildet er det dermed slik at den lokale utslippsgevinsten motvirkes av utslipps-økninger fra kraftproduksjon på kontinentet. Pöyrys analyse viser at den globale klimavirkningen av elektrifisering er positiv for alle kraftmarkeds-scenarioene i Alternativ 1 og 2, og for *Lavkarbonsamfunnet* i Alternativ 3.

Klimavirkningen er likevel relativt liten, ettersom gasskraft med varmegjenvinning på feltet i stor grad erstattes av annen termisk kraftproduksjon. Den akkumulerte, globale klimavirkningen av elektrifisering av Johan Castberg varierer fra -1,4 til 1,0 millioner tonn CO₂ over feltets levetid. Til sammenligning er total utslippsmengde fra EU ETS i størrelsesorden 1800 millioner tonn CO₂ hvert eneste år.

Utslippseffektene kan bli annerledes dersom man analyserer kraftmarkedstilpasninger som følge av elektrifisering av et større antall felt under ett. Hvis etterspørselsøkningen er stor nok til at den korresponderende kraftprisøkningen bidrar til å gjøre ny kraftproduksjon i Norge eller Norden forøvrig lønnsom, vil deler av forbruksøkningen kunne dekkes av fornybar kraft. Elektrifiseringen vil da gi en større global reduksjon i klimagassutslipp. Hvor mye elektrifisering som kreves for å oppnå en slik effekt avhenger av nivået på kraftprisen og kostnaden til de mulige fornybar-prosjektene som kan bygges. Analysen viser for eksempel at i *Balansert* må det en etterspørselsøkning på 4 TWh til – det vil si ca. fire felt av typen Johan Castberg, utover de 4 TWh som ligger til grunn i basisscenarioet – for at det skal lønne seg å bygge ut ny, fornybar produksjon i Norden.

Pöyry har ikke beregnet hvordan en eventuell økt gass eksport fra Johan Castberg som følge av elektrifisering påvirker globale CO₂-utslipp. Den økte gass eksporten er liten sett i forhold til global gassetterspørsel, og forventes ikke å påvirke gassprisen nok til å gi endringer i gassforbruket. Det er derfor sannsynlig at gassen fra Johan Castberg vil fortrengte annen gass i markedet, og således ikke påvirke de årlige utslippene av CO₂ innenfor driftsperioden.

Elektrifisering av Johan Castberg er ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt

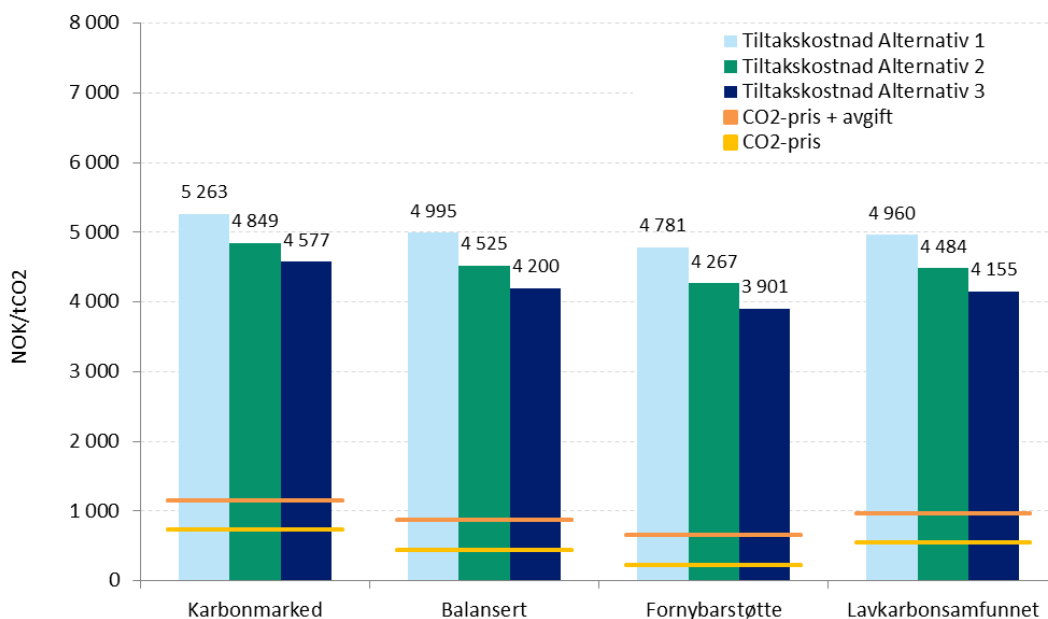
Tiltakskostnader ved elektrifisering forteller hva det koster å oppnå en reduksjon i lokale CO₂-utslipp på ett tonn. Ved beregning av tiltakskostnader legger vi, i tråd med metoden som benyttes av Oljedirektoratet, til grunn lokale utslippsvirkninger på feltet, og forutsetter at den elektriske kraften som erstatter gassturbinene i sin helhet kommer fra fornybare kilder. Det betyr at begrepet tiltakskostnad ikke gjenspeiler globale klimavirkninger.

Ved å sammeligne tiltakskostnaden med summen av markedsprisen for CO₂-kvoter og den særnorske CO₂-avgiften (CO₂-kostnaden) for norsk sokkel, får man et bilde av hvor kostnadseffektivt tiltaket er. Dersom tiltakskostnaden overstiger de samlede CO₂-kostnadene, er ikke elektrifisering i det gjeldende tilfellet samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Figur D viser denne sammenligningen for alle tre elektrifiseringsalternativer for Johan Castberg, under forutsetningene som gjelder i hvert kraftmarkeds-scenario. Figuren viser at CO₂-kostnaden er vesentlig lavere enn tiltakskostnaden, og at elektrifisering dermed ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt i noen av kraftmarkeds-scenarioene, gitt forutsetningene i studien. Vi har i rapporten også beskrevet en rekke sensitiviteter. Ingen av disse endrer den overordnede konklusjonen.

Avstanden mellom CO₂-kostnad og tiltakskost forblir stor uansett kraftmarkedsscenario, til tross for at kraftprisen og CO₂-prisen varierer i stor grad mellom scenarioene. Det er dermed ikke utviklingen i karbon- og kraftmarkedet som er de vesentlige årsakene til den lave samfunnsøkonomiske lønnsomheten – det er heller at høye investeringskostnader må til for å skapeen relativt lav utslippsreduksjon.

Figur D – Tiltakskostnad ved 5 % diskontering, NOK per tonn CO₂



Kilde: Pöyry

Konklusjon

Elektrifisering av Johan Castberg er et klimatiltak som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre. Gitt forutsetningene som er lagt til grunn viser analysen i denne rapporten at det ikke er kostnadseffektivt å elektrifisere dette feltet.

Tiltakskostanalysen – som tar utgangspunkt i lokale utslippsbesparelser og forutsetter at kraft fra land kommer fra fornybare kilder – viser at elektrifisering koster et sted mellom 3 900 og 5 300 NOK pr. tonn reduksjon i lokale CO₂-utslipp ved Statoils valgte tekniske løsning. Uansett hvilke av elektrifiseringsalternativene og utviklingsretningene for kraftmarkedet som legges til grunn, er tiltakskostnad betydelig høyere enn CO₂-kostnaden. Sagt på en annen måte så vil elektrifisering av Johan Castberg gitt et fungerende kvotemarked være et lite kostnadseffektivt miljøtiltak.

Pöyrys beregninger viser at lokale utslippskutt i stor grad vil bli oppveid av økte CO₂-utslipp fra den europeiske kraftsektoren. Dersom den globale klimavirkningen hadde vært lagt til grunn i beregningen av tiltakskostnad, ville miljøkostnadseffektiviteten vært langt lavere enn tiltakskostnadsberegningen viser.

Disse konklusjonene er ikke nødvendigvis overførbare til andre elektrifiseringsprosjekter. Det er egenskaper ved Johan Castberg-prosjektet som tilsier at Johan Castberg er mindre egnet for elektrifisering enn andre felt kan vise seg å være, blant annet som følge av at feltet ligger langt fra land, og dermed har høye investeringskostnader forbundet med elektrifisering samt relativt stort tap ved overføring av kraft, har god effekt av varmegjenvinning fra gassturbinene på grunn av et høyt varmebehov, og at man kun får inntekt fra gasseksport i perioden etter 2043.

Kun i en situasjon der elektrifisering utløser investeringer i ny fornybar kraftproduksjon i Norge, vil den globale klimavirkningen være tilnærmet lik lokale utslippskutt. Kraftprisøkningen som følge av elektrifisering er imidlertid for liten til å utløse slike investeringer i noen av de analyserte kraftmarkedsscenarioene.

EXECUTIVE SUMMARY AND CONCLUSIONS

Norwegian authorities see electrification of the Norwegian Continental Shelf as a potential measure to reduce domestic CO₂ emissions. All new offshore fields are required to examine the possibility of electrification. As part of the impact assessment for the Johan Castberg field, Statoil has asked Pöyry Management Consulting to do the following:

- Identify local emission effects of electrification of Johan Castberg
- Evaluate how electrification of Johan Castberg will affect the European power market and estimate the global climate effects
- Calculate the abatement costs and assess the environmental cost effectiveness of electrification

This report describes changes in electricity market generation and emissions resulting from the electrification of Johan Castberg. The analysis quantifies the effect of increased demand in four different scenarios for electricity market development up to 2050. The four scenarios assume that EU and national energy and climate objectives are achieved, and cover a wide range of outcomes, from a market-led development with a strong CO₂ price to a national-led development with comprehensive support schemes in place for renewable energy.

Local and global emissions impacts are analysed, i.e., a comparison is made between the reduction in emissions from Johan Castberg and the corresponding increases in emissions from adjustments in the European electricity market. In this way it may be illustrated whether or not electrification is an effective measure in terms of lowering CO₂ emissions.

This is an independent report by Pöyry Management Consulting for Statoil. All assumptions that are made in the analysis are described in the report or its annexes.

Johan Castberg in brief

The Johan Castberg field is located in the Barents Sea, approximately 240 km northwest of Hammerfest. It includes the discoveries Skrugard, Havis, and Drivis. Preliminary volume estimates are in the range of 400-600 million barrels of oil, and also contains recoverable gas. The gas will over the first 20 years of production be re-injected to maintain reservoir pressure, to achieve an optimal utilization of resources. Thereafter it is assumed that the gas will be produced and exported.

A production ship (FPSO) has been decided on as the technical concept for Johan Castberg. Power demand by Johan Castberg consists of electrical and mechanical power. There will also be significant heat demand at the installation, mainly as a result of low reservoir temperature.

Three alternatives for electrification have been assessed

The energy demand of Johan Castberg can be met in several ways: local power generation at the installation can be supplemented by varying degrees of power supply from shore. In this study, three electrification alternatives are considered:

- Alternative 1: electrical equipment is run on electricity from shore, while other demand is powered by gas turbines with heat recovery and gas-fired boilers;
- Alternative 2: electrical equipment and gas injection compressors are run on electricity from shore, while heat demand is met by gas-fired boilers; and
- Alternative 3: the entire power demand including heat is met by electricity from shore.

The three electrification alternatives are all evaluated against a reference case (Alternative 0), in which the entire electricity and heat demand is generated by gas turbines with heat recovery on the FPSO.

For all three alternatives the technical concept for field development and the corresponding energy demand is defined by Statoil. Cost estimation of the concept is conducted by Rambøll and Pöyry on the basis of technical information from Statoil.

The abatement cost is calculated on the basis of the difference between Alternative 0 and the three electrification alternatives. Electricity supplied from shore is more expensive in all alternatives than the solution with local gas turbines. The cost difference increases with an increasing degree of electrification. Compared to Alternative 0, the investment cost increases by 5 billion NOK in Alternative 1, 7.2 billion NOK in Alternative 2, and 8.8 billion NOK in Alternative 3. Average operating and maintenance costs over 30 years of operation are 62 million NOK higher per year in Alternative 1, increasing to 278 million NOK in Alternative 3.

Four trajectories for power market development have been evaluated

The long term outlook for the energy market is significant for the calculation of global emissions impact and abatement costs. The cost of electricity from shore depends on the expected electricity price development, while the global emissions impact results from the adjustments in the electricity market to the increase in consumption from electrification.

To ensure a robust analysis of climate effects and abatement costs Pöyry has developed four power market scenarios that collectively cover a broad range of outcomes. Current and future EU energy and climate policy is used as the basis of scenario design. The scenarios have a common end-point: they assume that the EU and the member states will initiate measures designed to achieve their energy policy objectives for 2030, and that the EU maintains its long-term ambition of a virtually emission-free power sector in 2050. The scenarios diverge in the means used to achieve these targets. The choice of policy instruments influence the investments made in electricity production and transmission, the production adjustments, and the cost of power supply.

The scenarios are summarised as follows (see also Figure A):

- Scenario A: *The Carbon Market*, where the European emissions trading system (EU ETS) is the only driver for decarbonisation;
- Scenario B: *Balanced*, with a more varied use of instruments, relying both on a relatively strong emissions trading system and direct support for renewable energy;
- Scenario C: *Renewable Support*, where decarbonisation is incentivised through various national energy policy mechanisms, such as capacity markets and direct support for renewable energy, and where the emissions trading system plays a more modest role;
- Scenario D: *Low Carbon Society*, where the varied use of instruments in the *Balanced* scenario is combined with a stronger 2050 ambition for decarbonisation.

In scenarios A, B and C it is assumed that the 2030 objectives for renewables and emissions intensity are fulfilled. An electricity sector emissions intensity of ca. 50 gCO₂/kWh is achieved in 2050, corresponding to a reduction of ca. 88% compared to 1990 levels, which means that the EU 2050 ambition is not fully met. A scenario D is developed to meet the ambition of an almost emission-free energy market by 2050. In this scenario a 93% reduction compared to 1990 levels is reached.

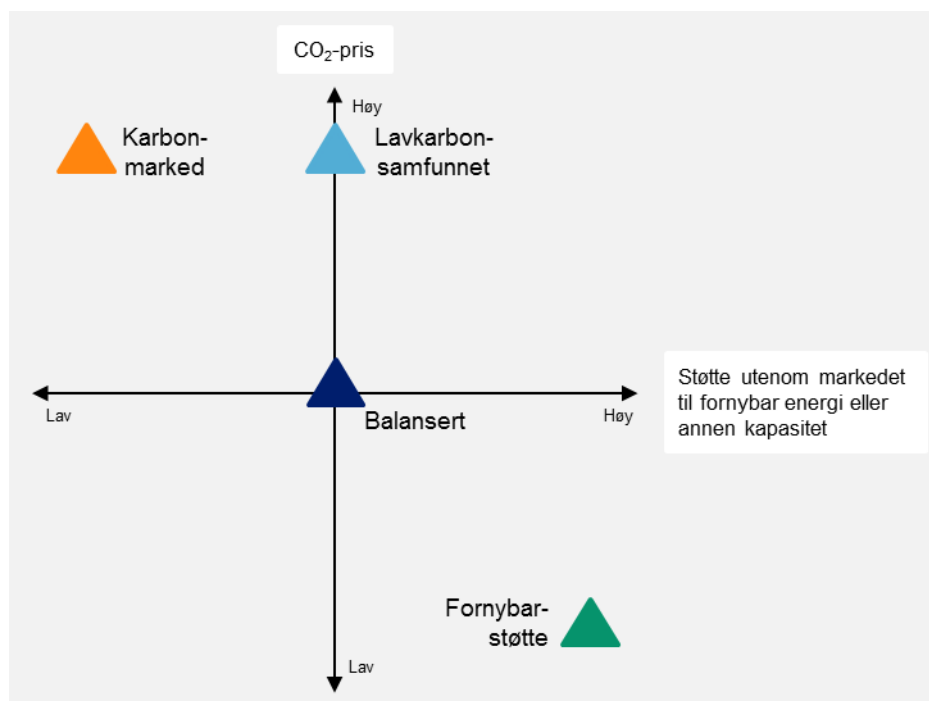
Cost of electricity supply varies significantly between scenarios

Power producers are paid for their power primarily through the market price. Revenues are also available through mechanisms outside the market, such as renewable support and

capacity payments. The four electricity market scenarios differ in regards to the use of non-market-based means of payment: *Carbon Market* assumes no support outside the electricity market, while *Renewable Support* assumes both comprehensive renewable support and capacity pricing. The resulting electricity prices are shown in Figure A.

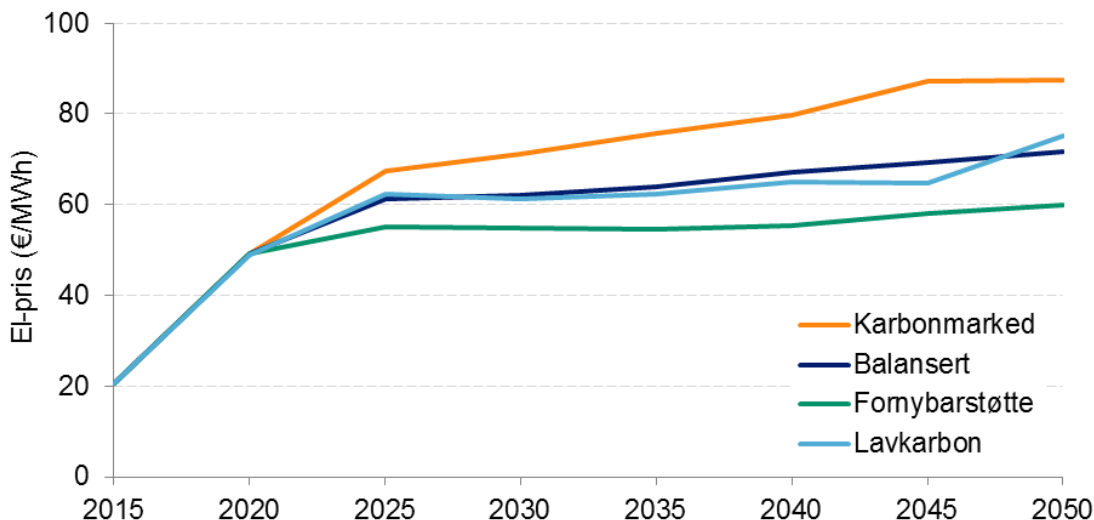
In all scenarios power prices grow significantly up to 2025 and then level off before they increase again towards the end of the period. In 2050 the price is between 60 and 85 EUR/MWh, depending on the scenario. The price increase in the short term is a result of a tighter energy market – partly because of nuclear decommissioning in Germany, Scandinavia and France. In the longer run two forces pull in opposite directions: increased CO₂ prices force electricity prices up, while increased renewable energy generation reduces the significance of the CO₂ price for the electricity price. In the *Renewable Support* scenario, where CO₂ prices remain relatively low, the electricity price increase towards 2025 is modest.

Figure A – Electricity market scenarios



Kilde: Pöyry

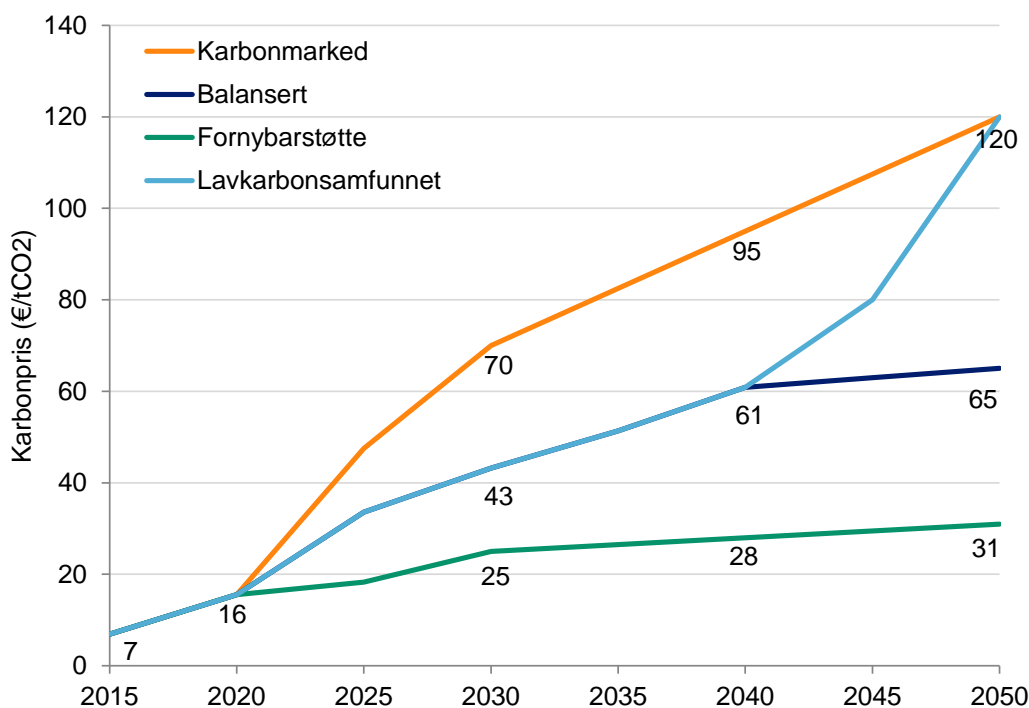
Figure B – Electricity prices for NO4, EUR/MWh (real 2015 money)



Source: Pöyry. Electricity price for 2015 is an average of the price in NO4 over the period January-September 2015, and is only included as a reference point. (Source: Nord Pool Spot)

To meet the emission targets, the CO₂ quota price must increase in all scenarios. Our assumptions on quota price developments are shown in Figure C. The relevant cost of CO₂ for the Johan Castberg project is higher, as it also includes the Norwegian CO₂ tax of 478.7 NOK/ton CO₂. If we assume that this tax is constant throughout the period, the average CO₂ cost for Johan Castberg varies from 647 NOK/ton CO₂ in Renewable Support to 1 149 NOK/ton CO₂ in the Carbon Market scenario.

Figure C – CO₂ price development, EUR/tCO₂ (real 2015 money)



Kilde: Pöyry

Electrification results in reduced local emissions – this effect is to a large degree counteracted by adjustments in the electricity market

Emissions impacts from electrification should be assessed in both a local and global perspective. Gas turbines on Johan Castberg will be replaced by electricity generated on shore, and as this electricity is delivered from the Norwegian grid it is produced from renewable sources, either hydro or wind power. Given this assumption the impact is obviously positive – CO₂ intensive gas-fired generation offshore is replaced by emission-free power generation onshore. The cumulative local emissions from Johan Castberg in Alternative 0 (no electrification) is 7.8 million tons CO₂. Correspondingly, the cumulative reduction in emissions over the life of the Johan Castberg field is approximately 7.8 million tons CO₂ in Alternative 3, when the entire energy consumption is covered by electricity from shore. In Alternative 1 and 2 the emission reductions are approximately 2.9 million tons CO₂ and 5.2 million tons CO₂ respectively.

In a global perspective the picture is different. It is unlikely that increased power consumption caused by electrification of Johan Castberg will actually be met by a corresponding increase in power generation from renewable sources. Norwegian hydro and wind power plants must balance their production against the supply of energy (i.e. wind and water), and there is thus limited ability to meet a prolonged increase in consumption. Furthermore, the grid enhancements that are planned in Finnmark will remove transmission bottlenecks that could have caused increased withdrawals from Johan Castberg to incentivise more efficient use of existing energy production. This means that electrification will only be met with power from renewable sources in Norway if consumption increases trigger new investments in production capacity. The electricity price increase that follows from the increased demand from Johan Castberg is however not large enough to trigger such investments. It is also too small to provide demand changes elsewhere in the system. As a consequence, the demand from electrification of Johan Castberg will be met by foreign increases in production, which are not necessarily based on renewable sources.

To understand the impact of adjustments in the European electricity market, the marginal production changes must be analysed – i.e., how energy production in the European system in the various electrification alternatives differs from that of Alternative 0 (no electrification). Pöyry's market simulations show that regardless of the power market scenario it is fossil-fuelled power plants that will increase production to meet the increased demand from Johan Castberg. The type of fossil-fuelled power plant used varies with scenario. In scenarios with high CO₂ prices (*Carbon Market* and *Low Carbon Society*) gas-fired power generation provides most of the increase. That is also the case in *Balanced*. Coal makes up a larger share of the increase in the *Renewable Support* scenario, where the CO₂ price is assumed to be lower.

Overall the local emissions reduction on Johan Castberg is counteracted by emissions increases from Continental electricity generation. Pöyry analysis shows that the global emissions impact from electrification is positive for all scenarios in Alternative 1 and 2, as well as for *Low Carbon Society* in Alternative 3.

The global emissions impact is relatively small, as gas-fired power generation with heat recovery offshore is replaced mainly by other thermal generation elsewhere. The cumulative global emissions impact over the lifetime of the field varies from -1,4 to 1.0 million tonnes of CO₂. In comparison the total emissions from facilities included in the EU ETS are approximately 1800 million tonnes of CO₂ per year.

Emissions effects may be different if one analyses the power market adjustments resulting from the electrification of a greater number of fields as a whole. If the demand increase is large enough to generate an increase in power prices sufficient to make investments in new power generation in Norway or other Nordic countries profitable, part of the increase in consumption could be covered by renewable energy. How much electrification one need to

achieve such an effect depends on the level of the power price and the cost of the possible renewable projects that can be built. As an example, our analysis shows that for the power price level assumed in the Balanced scenario we need a demand increase of 4 TWh – ie. four fields of the same size as Johan Castberg, on top of the 4 TWh of electrification already included – for the price effect to be large enough to incentivise new, renewable generation in the Nordic countries .

Pöyry has not calculated how increased gas exports from Johan Castberg due to electrification may affect global CO₂ emissions. The increased gas export is small compared to global gas demand, and is not expected to affect gas prices enough to cause changes in gas consumption. It is therefore likely that the gas from Johan Castberg will displace other gas in the market and thus not affect the annual emissions of CO₂ in the production period.

Electrification of Johan Castberg is not socio-economically profitable

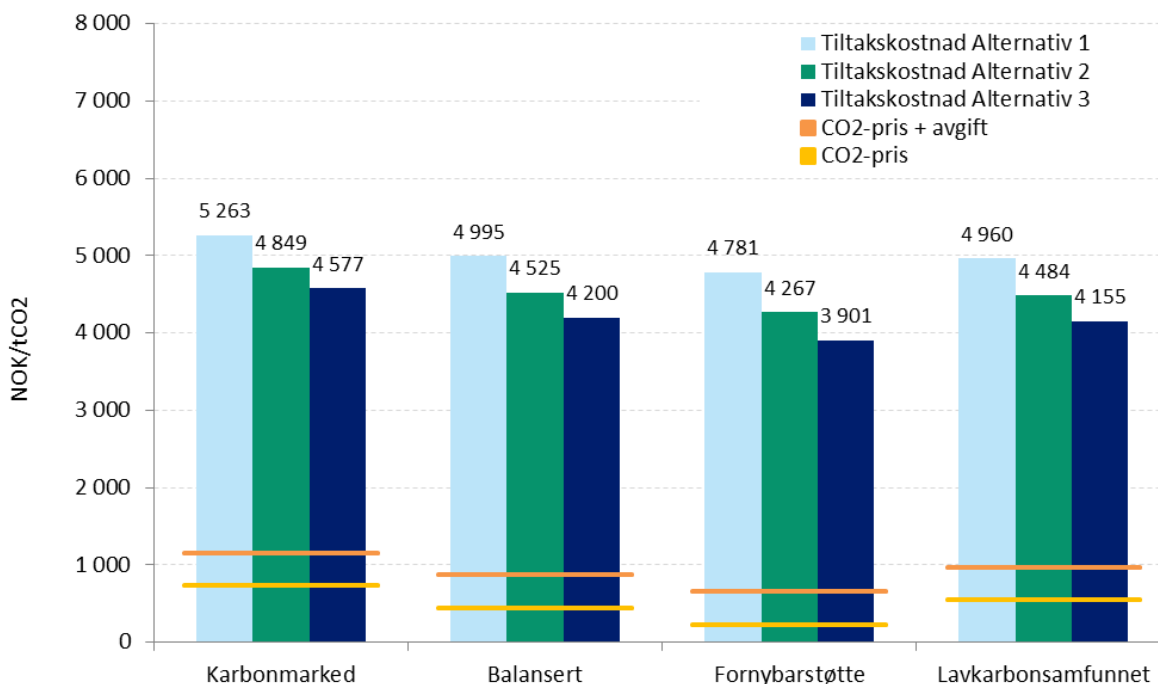
The abatement cost of electrification signifies the cost of reducing CO₂ emissions by one tonne. The calculation includes only local emission effects, in line with the method used by the Norwegian Petroleum Directorate, which assumes that the electrical power to replace gas turbines in its entirety comes from renewable sources. This means that the abatement cost calculation does not reflect global emissions impacts.

A comparison of abatement costs to the sum of the market price for CO₂ quotas and the Norwegian CO₂ tax for the Norwegian continental shelf (CO₂ cost) signals how cost-effective the measure is. If the abatement cost exceeds the sum of the CO₂ cost, electrification is not socio-economically profitable.

Figure D shows this comparison for all three electrification alternatives for Johan Castberg, subject to the assumptions made for each scenario. The figure shows that the CO₂ cost is significantly lower than the abatement cost, which implies that electrification is not socio-economically profitable in any of the market scenarios. The report also describes a number of sensitivities. None of these change the overall conclusion.

The gap between CO₂-costs and abatement costs is large independent of power market scenario, even if power and CO₂ prices vary significantly between scenarios. This implies that it is the high investment costs of electrification compared to a relatively low reduction in emissions that drives the low socio-economic profitability, not assumptions about power and CO₂ market developments.

Figure D – Abatement cost at 5% discounting, NOK per tonne of CO₂



Kilde: Pöyry

Conclusion

Electrification of Johan Castberg is not a socio-economically profitable abatement measure. With the assumptions stated in this report the analysis shows that electrification of the field will not be cost-effective.

The abatement cost analysis, which concentrates on local emissions savings at the offshore installation and assumes that electricity from shore comes from renewable sources, shows that electrification of Johan Castberg costs somewhere between 3 900 and 5 300 NOK per tonne of CO₂ reductions, depending on the electrification alternative and scenario. In all cases the abatement cost is higher than the CO₂ cost, which means that given a well functioning EU-ETS, electrification of Johan Castberg is not cost efficient.

Pöyry’s electricity market simulations show that the majority of local emissions reductions will be offset, or surpassed, by increased CO₂ emissions from adjustments in electricity generation. The environmental cost effectiveness is low with the calculation based on local emissions reductions; had the global impact been taken into account the environmental cost effectiveness would have been even lower.

The above conclusions are not necessarily transferable to other electrification projects. The characteristics of the Johan Castberg project suggest that it is less suitable for electrification than other projects might be; i.e., the field is far from shore, which means high investment costs of electrification and relatively large losses in transmission, and there will be income from gas exports only after 2042. In addition, high heat requirements of the FPSO and the ability to use recovered heat from gas turbines increases the efficiency of Alternative 0 relative to the electrification alternatives.

Only in a situation where increased use of electricity from the grid in Finnmark triggers investment in new renewable production in Norway would the global emissions impact approach the local emission reductions. The expected power price increase as a result of

electrification of Johan Castberg is however too small to trigger such investments in any of the electricity market scenarios analysed in this report.

1. INTRODUKSJON

1.1 Bakgrunn for oppdraget

Elektrifisering av sokkelen er ett av de mulige tiltakene som vurderes for å redusere innenlandske CO₂-utslipp, og skal utredes for alle nye felt i arbeidet med Plan for Utbygging og Drift (PUD). Analysen skal legge frem "en oversikt over energimengden og kostnadene ved å forsyne innretningen med kraft fra land fremfor å bruke gassturbiner til havs". I forbindelse med konsekvensutredningen av Johan Castberg-feltet har Statoil bedt Pöyry Management Consulting om følgende:

1. Identifisere lokale utslippsvirkninger av elektrifisering av Johan Castberg
2. Vurdere hvordan elektrifisering av Johan Castberg vil påvirke det europeiske kraftmarkedet og estimere globale klimavirkninger
3. Beregne tiltakskostnader og vurdere miljøkostnadseffektivitet² ved elektrifisering

1.2 Om denne rapporten

Dette er en uavhengig rapport utarbeidet av Pöyry Management Consulting for å vurdere miljømessig og markedsmessig betydning av at Johan Castberg-feltet elektrifiseres, samt vurdere tiltakets kostnadseffektivitet. Elektrifisering av Johan Castberg er vurdert som et isolert tiltak.

Studien tar for seg tre elektrifiseringsalternativer med ulik grad av elektrifisering:

- Alternativ 1: Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr
- Alternativ 2: Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr og gassinjeksjon
- Alternativ 3: Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme

Disse tre elektrifiseringsalternativene er definert av Statoil, og representerer ulike konseptuelle løsninger for energiforsyning til Johan Castberg-feltet. Løsningene er ulike i hvor mange av de energikrevende prosessene som dekkes av feltbasert gasskraft eller kraft fra land, og har dermed ulike totalkostnader og ulike kraftprofiler. De tre elektrifiseringsalternativene vurderes mot et referansealternativ (Alternativ 0) der energibehovet dekkes av lokalgenerert kraft og varme ved bruk av gassturbiner med varmegjenvinning.

Det gjøres vurderinger av betydningen av elektrifisering både for kraftmarkedet og for klimaet – både i form av lokale og globale utslippsvirkninger. I tillegg beregnes tiltakskostnader ved de ulike elektrifiseringsalternativene for Johan Castberg, samt at miljøkostnadseffektivitet vurderes. Analysene gjøres for fire ulike fremtidige kraftmarkedsscenarioer, som dekker et stort utfallsrom, for å ta høyde for at utviklingen i kraftmarkedet er usikker. Det er også gjennomført en analyse der det forutsettes at elektrifiseringen vil utløse økt lokal produksjon i form av vindkraft. Til slutt er det gjort en kort vurdering av utslipp i et livsløpsperspektiv.

Alle priser og kostnader benyttet i denne rapporten er prisjustert til reelle 2015-verdier. Ved valutakonvertering har vi benyttet følgende valutakurser publisert av Norges Bank: NOK/EUR: 8,3534 (Årsgjennomsnitt for 2014).

Rapporten er strukturert som følger:

² Miljøkostnadseffektivitet beskriver kostnytte-effekten av et miljøtiltak (f.eks. elektrifisering) og relaterer disse til måltallet for i hvor stor grad tiltaket bidrar til ønsket måloppnåelse. For elektrifisering kan miljøkostnadseffektivitet defineres som tonn CO₂-reduksjon pr. krone investert i tiltaket.

- Kapittel 2 gir en detaljert beskrivelse av Alternativ 0 og de tre elektrifiseringsalternativene, metodebeskrivelse og kostnadsantagelser
- Kapittel 3 diskuterer påvirkning på kraftmarkedet som følge av elektrifisering av Johan Castberg-feltet, detaljert beskrivelse av de fire fremtidssenarioene for kraftmarkedet samt prognoser for CO₂-pris og kraftpris
- Kapittel 4 presenterer lokale og globale utslippsvirkninger
- Kapittel 5 presenterer tiltakskostberegninger

Der det ikke er gitt kildehenvisninger for figurer og tabeller, skal disse tilskrives Pöyry Management Consulting.

1.3 Definisjon av begrep brukt i rapporten

I dette avsnittet gis det definisjoner av sentrale begreper som benyttes mye i rapporten. Begrepene er ordnet i alfabetisk rekkefølge.

- **CCGT** - Combined Cycle Gas Turbine, gasskraftverk
- **CCS** – Carbon Capture and Storage (i denne rapporten forkortelse for kraftverk med fangst- og lagringsteknologi for CO₂-utslipp)
- **CDM** – Clean Development Mechanism
- **CHP** – Combined Heat and Power, kraftvarmeverk
- **CO₂** – Karbondioksid
- **ENTSO-E** – European Network of Transmission System Operators for Electricity
- **EU ETS** – European Union Emissions Trading Scheme, Det europeiske kvotehandels-systemet
- **FA** – Functional Area
- **FPSO** – Produksjonsskip, Floating Production Storage and Offloading vessel
- **GT** – Gas turbine, open-cycle
- **GTG** – Gas Turbine Generator
- **HVAC** – Høyspent vekselstrøm (High-Voltage Alternating Current)
- **HVDC** – Høyspent likestrøm (High-Voltage Direct Current)
- **MEL** – Master Equipment List, utstyrliste
- **MTO** – Material Take Over, materialuttak
- **NCS** – Norsk kontinentalsokkel
- **RES** – Renewable Energy Sources
- **SAB** – Standard Activity Breakdown
- **SI** – International system of Units
- **WEPS** – Weight Estimating Platform Screening (Rambølls vektetimeringsverktøy)
- **WHRU** – Waste Heat Recovery Unit
- **Tiltakskostnad** – Kostnad for et tiltak som har til hensikt å redusere klimagassutslippene målt som NOK per tonn CO₂

2. METODE OG INVESTERINGER FOR BEREGNING AV TILTAKSKOSTNAD

I dette kapittelet gis det en nærmere beskrivelse av de ulike kraftforsyningsalternativene som er vurdert i denne rapporten:

Alternativ 0 – Lokal generering av kraft og varme med gassturbiner (referanse)

Alternativ 1 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr

Alternativ 2 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr og gassinjeksjon

Alternativ 3 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme

Alternativ 0, dvs. ingen elektrifisering, benyttes som referanse, og de tre elektrifiseringsalternativene vurderes således opp mot alternativet som omfatter lokal kraftgenerering med gass. Investeringsbehovene ved overføring av kraft fra land for elektrifiseringssalternativ 1, 2 og 3 sammenlignet med 0-alternativet diskuteres for hvert alternativ. Videre gis det en metodebeskrivelse for scenariobasert framskrivning av kraftpriser og tiltakskostnadsberegning. Til slutt gjengis kostnadsantagelsene (investerings- og driftskostnader) som legges til grunn for beregningen av tiltakskostnadene.

2.1 Kraftbehov ved ulike kraftforsyningsalternativer

Johan Castbergs tekniske planunderlag av januar 2016 er lagt til grunn i denne rapporten, og valgt konsept for utbyggingen er FPSO (produksjonsskip). Kraftbehovet på Johan Castberg er delt inn i følgende tre hovedgrupper:

1. **Elektrisk kraft** – Utover innretningens behov for å dekke basisfunksjoner, benyttes mesteparten av kraften til å drive prosessanlegget, vanninjeksjonspumper, propellere (FPSO) samt lossepumper.
2. **Mekanisk kraft** – Benyttes til å drive gassinjeksjonskompressorene. I Alternativ 0 og 1 driver en turbin disse kompressorene direkte, mens de i Alternativ 2 og 3 drives av elektriske motorer.
3. **Varme** – På grunn av lav reservoartemperatur kreves det mye prosessvarme for å varme opp oljen og unngå voksutfelling i prosessanlegget. Innretningen har videre et høyt varmebehov grunnet klimatiske forhold. I Alternativ 0 framskaffes varmen ved varmegjenvinning i gassturbinenes eksoskanaler.

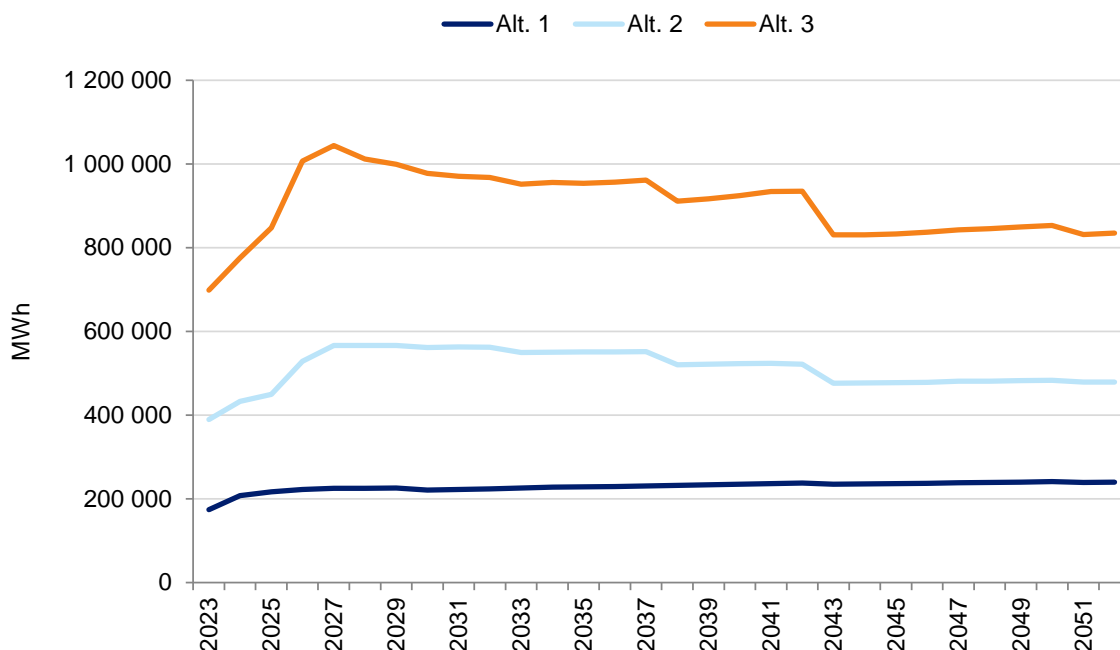
Behovet for elektrisk kraft fra land i de ulike elektrifiseringsalternativene, indikert med \surd , er vist i Tabell 1.

Forventet elektrisitetsbehov for elektrifiseringssalternativ 1, 2 og 3 er vist som MWh/år i Figur 1. Det er forutsatt 7 884 driftstimer/år i hele produksjonsperioden, noe som tilsvarer 90 prosent driftstid. Kraftprofilene som er lagt til grunn er utarbeidet av Statoil. Videre er det forutsatt et overføringstap i HVDC systemet på 8,5 prosent.

Tabell 1 – Kraftleveranse ved ulike kraftforsyningsalternativer

| | Elektrisk utstyr | Gass-injeksjon | Varme | Beskrivelse |
|---|------------------|----------------|-------|--|
| Alternativ 0 - Lokal generering av kraft og varme med gassturbiner | - | - | - | All kraft genereres offshore med tre standard lav-NO _x gassturbiner med varmegjenvinning som dekker hele varmebehovet. |
| Alternativ 1 - Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr | ✓ | - | - | Drift av elektrisk utstyr med kraft fra land (elkraft erstatter to av tre turbiner). En gass-turbin med varmegjenvinning driver gasskompressorene. Varmebehovet dekkes ved varmegjenvinning fra gass-turbinen og gassfyrte kjeler. |
| Alternativ 2 - Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr og gass-injeksjon | ✓ | ✓ | - | Drift av elektrisk utstyr og gassinjeksjon (ikke nødkraft) med kraft fra land (elkraft erstatter tre av tre turbiner). Varmebehovet dekkes av gassfyrte kjeler. |
| Alternativ 3 - Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gass-injeksjon og varme | ✓ | ✓ | ✓ | Drift av elektrisk utstyr og gassinjeksjon (ikke nødkraft) med kraft fra land (elkraft erstatter tre av tre turbiner). Varmebehovet dekkes av elkjeler. |

Figur 1 – Kraftleveranse ved ulike elektrifiseringsgrader, MWh



Kilde: Statoil

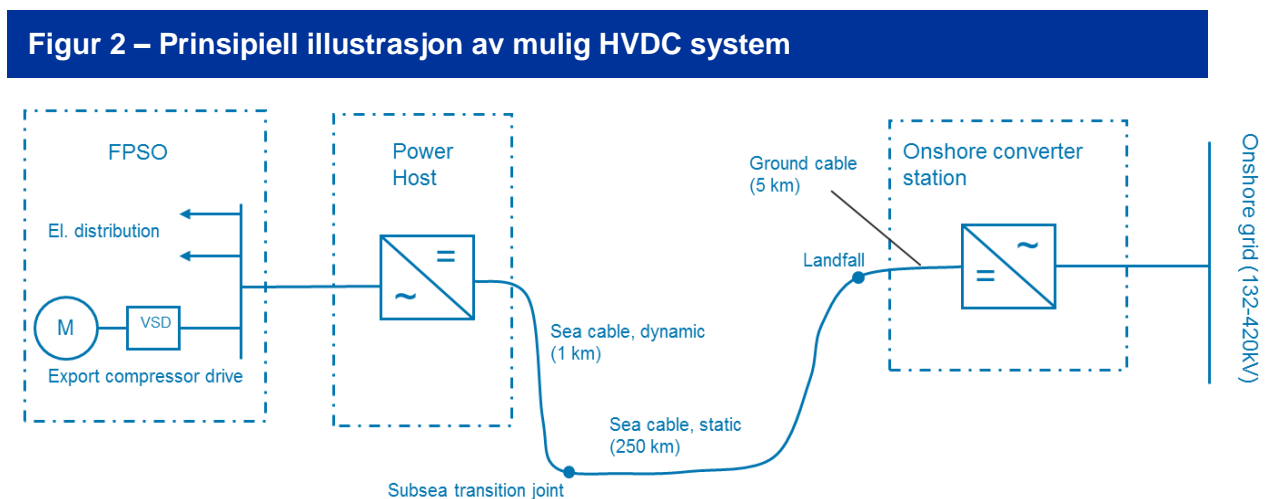
2.2 Investeringsbehov ved overføring av elektrisk kraft fra land

Ved elektrifisering av Johan Castberg vil man helt eller delvis erstatte gassturbiner utstyrt med varmegjenvinningsenheter med elektrisk kraft fra land. Det kan benyttes to teknologier for strømforsyning fra land til Johan Castberg-feltet; høyspent vekselstrøm (HVAC) eller høyspent likestrøm (HVDC). Statoil har vurdert HVDC teknologien som den mest hensiktsmessige teknologien som følge av den lange avstanden fra land – 254 km. Årsaken er at det ikke finnes kvalifisert teknologi for HVAC kabel for tilstrekkelig høy effekt over så lang avstand, og en kvalifisering vil forsinke prosjektet med minimum et år. En HVAC kabel vil i tillegg ha større overføringstap enn en HVDC kabel, men mindre tap på utstyrssiden, i begge ender. Statoil har studert flere ulike tekniske løsninger med HVAC, med overføringstap i området 20% – 38%.

Ifølge en rapport fra sjøkabelutredningen i 2011, er kostnadene ved AC systemer lavere enn DC systemer ved korte avstander som følge av at man unngår kostnadene forbundet med omformerstasjonene. Ved lengre avstander er det derimot lavere kostnad for DC kabler enn for AC kabler, noe som kompenseres for kostnadene for omformerstasjonene. For avstander over 100 km, er kostnadene ved DC systemer vurdert som lavere enn kostnadene for AC systemer ifølge sjøkabelutredningsutvalget.³

Valgt konsept for utbyggingen av Johan Castberg er FPSO (produksjonsskip). Dersom Johan Castberg skal elektrifiseres fra dag 1, må kraften som overføres fra land via HVDC-kabelen omformes og transformeres fra lavspent vekselstrøm (LVAC) på land til høyspent likestrøm (HVDC), for deretter å transformeres tilbake igjen til lavspent vekselstrøm på feltet. Da en FPSO roterer rundt en geostasjonær dreieskive (turret) for å kunne ligge med baugen mot værkreftene hele tiden, vil det være nødvendig med en sviveloverføring. Det finnes i dag ikke kvalifisert teknologi for en HVDC kraftsvivel. En eventuell kvalifisering vil kreve omfattende prototypetesting, og det er usikkert om man lykkes. En slik kvalifisering vil også forsinke oppstart av prosjektet med minst to år. Kraften må derfor transformeres tilbake til lavspent vekselstrøm på en vertsplattform (Power Host Plattform) før den videreføres til produksjonsinnretningen via AC kabler.

Figur 2 viser en prinsipiell tegning av HVDC systemet som er aktuelt for Johan Castberg.



Kilde: Statoil

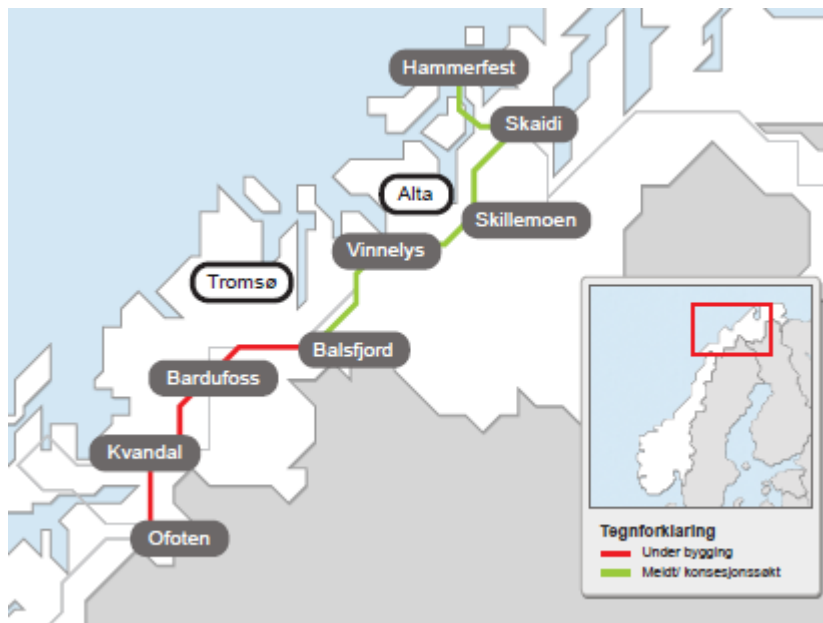
Ved elektrifisering vil det være behov for 5 km landkabel og ca. 250 km sjøkabel som legges i grøft, jf. skissen ovenfor. Sjøkabelen vil være en statisk kabel bortsett fra delen

³ Sjøkabelutredningen Utvalg 1 (2011): Teknologi, økonomi og andre forhold knyttet til en sjøkabeløsning.

som skal løftes fra havbunnen til Power Host innretningen – der vil det benyttes en dynamisk kabel. I tilknytning til HVDC systemet vil det være behov for omformerstasjoner både på land og på produksjonsinnretningen for AC/DC omforming.

Det forutsettes at det er tilstrekkelig kraftgenerering i sentralnettet på land til å muliggjøre elektrifisering når Johan Castberg settes i produksjon. Videre forutsettes det at overføringsnettet til uttakspunktet i Hammerfest har tilstrekkelig kapasitet til å dekke kraftbehovet. I henhold til Statnetts nettutviklingsplan skal det bygges en ny 420 kV kraftledning på strekningen Balsfjord-Skaidi for å styrke overføringskapasiteten, samt ivareta forsynings-sikkerheten i Finnmark, jf. Figur 3. Delen fra Skaidi til Hammerfest betraktes av Statnett som en industriradial, der industrien som utløser behovet kan bli pålagt et anleggsbidrag. Det er foreløpig usikkert om denne kostnaden vil tilfalle Statoil eller Statnett. Hvem som blir kostnadsansvarlig, eventuelt hvordan kostnadene skal fordeles mellom Statoil og Statnett, avhenger av om investeringen klassifiseres som ordinær eller industrirelatert basert på forbruksforholdene. Dersom Statoils forbruk representerer mer enn 80 prosent av total effektbelastning, vil investeringen bli klassifisert som industrirelatert. I denne analysen er det i utgangspunktet forutsatt at kostnaden i sin helhet vil bli belastet Johan Castberg prosjektet. Det gjennomføres imidlertid en sensitivitetsanalyse der det forutsetter at kostnaden i sin helhet vil bli belastet Statnett.

Figur 3 – Statnetts planlagte nettforstrekninger



Kilde: Statnett, Nettutviklingsplan 2015

For å oppnå en optimal ressursutnyttelse, skal gassen som produseres på Johan Castberg reinjiseres for å opprettholde trykkstøtten de første 20 årene av produksjonen. Gass som ikke benyttes som brenngass vil derfor bli reinjisert. Etter 20 år er det mulig å produsere og eksportere gass. I beregningene inkluderes derfor investerings- og driftskostnader for å muliggjøre gasseksport, samt inntekter fra salg av brenngass fra 2042 – 20 år etter produksjonsoppstart. I beregningene hensyntas kun inkrementelle kostnader og inntekter som følge av at spart brenngass de første 20 årene, sammenlignet med Alternativ 0, kan eksporteres de 10 siste produksjonsårene i elektrifiseringsalternativene.

Uavhengig av om produksjonsinnretningen blir forsynt med kraft fra land eller ikke, vil det være behov for en fiberoptisk kommunikasjonskabel mellom land og produksjons-

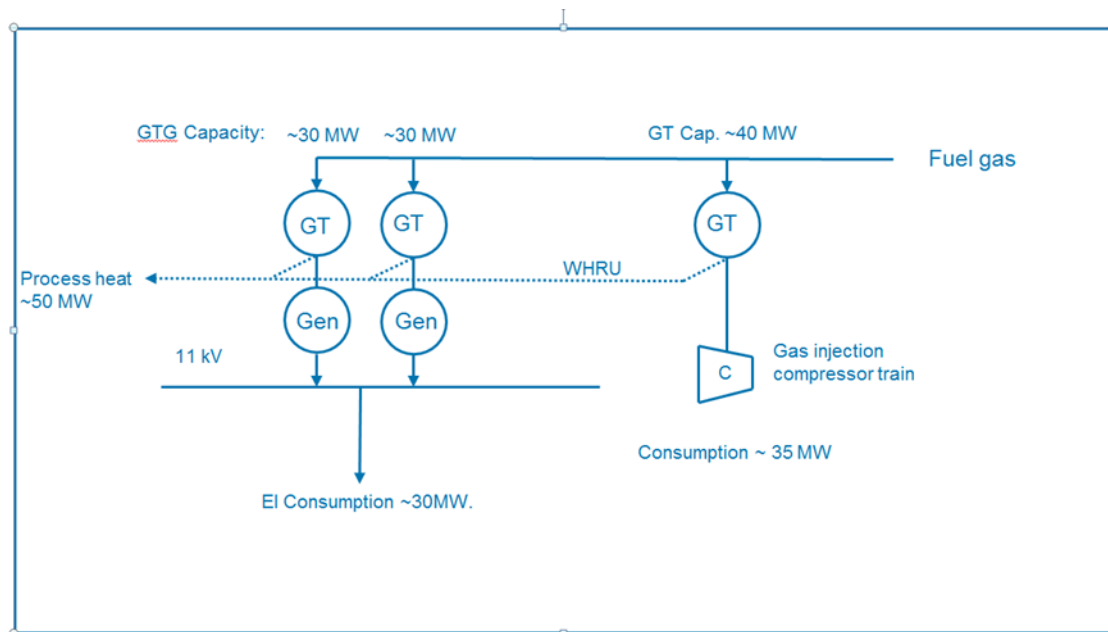
innretningen. Potensielle besparelser som følge av at fiberkabelen kan legges sammen med HVDC sjøkabelen i elektrifiseringstilfellene er ikke hensyntatt i denne studien. Det er imidlertid tatt hensyn til at kabelen i elektrifiseringstilfellene vil være 10 km lenger som følge av at den fiberoptiske kabelen vil følge en annen trasé på land.

2.2.1 Alternativ 0 – Lokal kraftgenerering med gass

Alternativ 0 (referansetilfellet) er ingen elektrifisering. I dette tilfellet genereres den nødvendige kraften til elektrisk utstyr lokalt av to gassturbiner på 30 MW av typen LM2500+G4. En gassturbin på 40 MW av typen LM6000PF brukes til å drifte gassinjeksjonskompressorer. De tre gassturbinene er alle lav NOx turbiner og har alle varmegjenvinningsenheter (WHRU) som dekker hele varmebehovet for Johan Castberg.

Alternativ 0 omfatter lokal kraftgenerering med gassturbiner som vist i Figur 4.

Figur 4 – Alternativ 0: Lokal kraftgenerering med gass



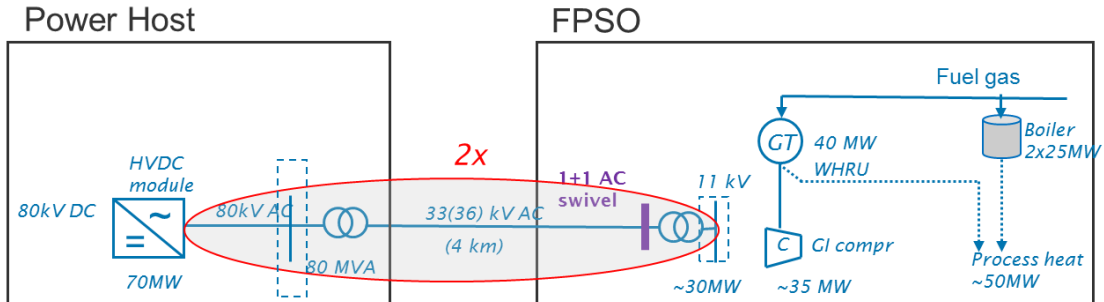
Kilde: Statoil

2.2.2 Alternativ 1 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr

Ved elektrifisering av elektrisk drevet utstyr vil det måtte bygges en 132 kV linje fra Skaidi til Hyggevatn. Videre vil det legges to 630 mm²/80 kV HVDC kabler med overføringskapasitet på 70 MW fra land til Power Host på Johan Castberg. Det forutsettes det er utvidelsesmulighet i eksisterende 132 kV tavleanlegg på land, og at det ledige 132 kV bryterfeltet i eksisterende stasjon tas i bruk, samt at stasjonen utvides med to nye 132 kV bryterfelt. Det må imidlertid installeres HVDC omformerstasjoner (80 kV) både på land og på Power Host plattformen. Mellom Power Host plattformen og FPSO'en legges det to AC kabler, hver på 4,5 km (4 km på havbunnen og 0,5 meter til sammen for å komme seg ned fra Power Host plattformen og opp på produksjonsinnretningen). Elektrisk kraft fra land benyttes i dette alternativet til å drive alt elektrisk utstyr på produksjonsinnretningen. Sammenlignet med Alternativ 0 vil kraften fra land erstatte de to gassturbingenatorene som hver er på 30 MW. Gassturbinen med varmegjenvinning som brukes til å drifte gassinjeksjonskompressorene vil ikke erstattes og vil være som i Alternativ 0. Det resterende varmebehovet dekkes av to gassfyrte kjeler på 25 MW hver.

Figur 5 viser en prinsipiell illustrasjon av de tekniske løsningene for kraftforsyningen på produksjonsinnretningen for Alternativ 1.

Figur 5 – Alternativ 1: Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr



Kilde: Statoil

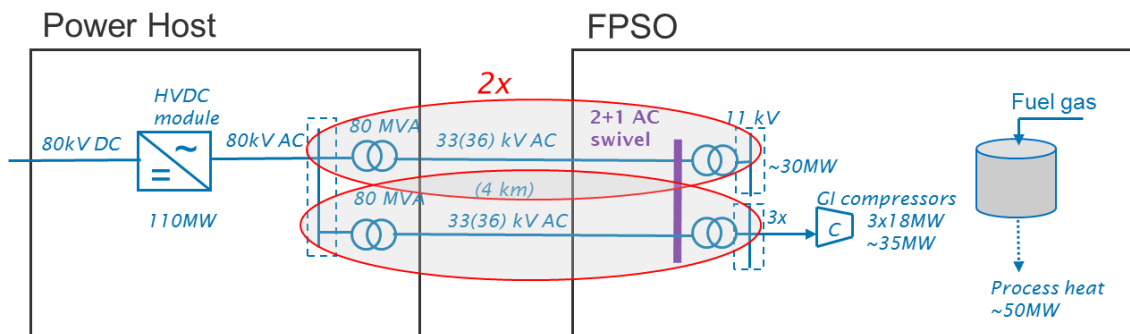
2.2.3 Alternativ 2 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr og gassinjeksjon

Ved elektrifisering av elektrisk drevet utstyr og gassinjeksjon vil det måtte bygges en 132 kV linje fra Skaidi til Hyggevatn. Det forutsettes det er utvidelsesmulighet i eksisterende 132 kV tavleanlegg på land, og at det ledige 132 kV bryterfeltet i eksisterende stasjon tas i bruk, samt at stasjonen utvides med tre nye 132 kV bryterfelt.

Det vil legges to 1000 mm²/80 kV HVDC kabler med overføringskapasitet på 110 MW fra land til Power Host plattformen. I tillegg vil det bli installert HVDC omformerstasjoner (80 kV) både på land og på Power Host plattformen. Mellom Power Host plattformen og FPSO'en legges det fire AC kabler, hver på 4,5 km. I dette alternativet dekkes kraftbehovet til elektrisk utstyr og gassinjeksjonskompressorene med kraft fra land, noe som medfører betydelig endring av gassinjeksjonsmodulen. Kompressortoget splittes i tre uavhengige turtallsregulerte motordrifter, samt at det installeres en 52 kV høyspenttavle for distribusjon til de mest energikrevende prosessene. Sammenlignet med Alternativ 0 er alle de tre gass-turbinene byttet ut til fordel for kraft fra land. Varmebehovet på produksjonsinnretningen dekkes av tre gassfyrte kjeler på 25 MW hver.

Figur 6 viser en prinsipiell illustrasjon av de tekniske løsningene for kraftforsyningen på produksjonsinnretningen for Alternativ 2.

Figur 6 – Alternativ 2: Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr og gassinjeksjon



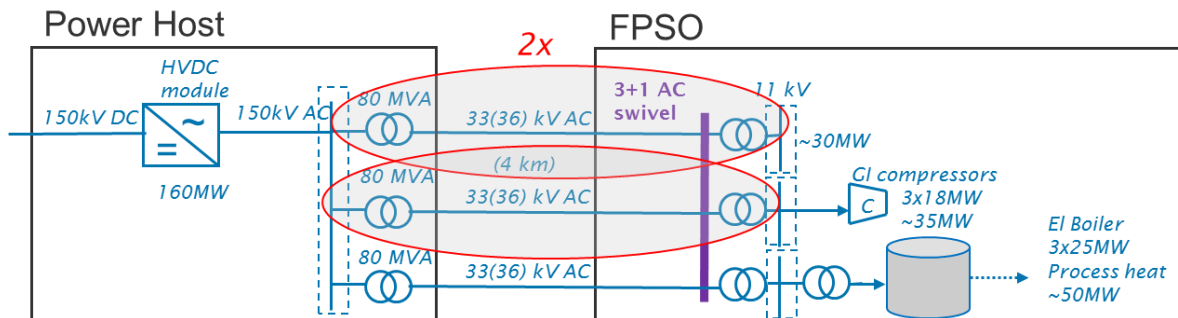
Kilde: Statoil

2.2.4 Alternativ 3 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme

Ved elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme vil det måtte bygges en 420 kV linje fra Skaidi til Hyggevatn og ny transformatorstasjon med 420 kV tavleanlegg ved Hyggevatn. I dette tilfellet vil det legges to 1200 mm²/80 kV HVDC kabler med overføringskapasitet på 160 MW fra land til produksjonsinnretningen. Det vil også bli installert omformerstasjoner (160 kV) både på land og Power Host plattformen. Mellom Power Host plattformen og FPSO'en legges det seks AC kabler, hver på 4, 5 km. Alternativ 3 omfatter, som Alternativ 2, at både elektrisk utstyr og gassinjeksjonskompressorene forsynes med kraft fra land. I tillegg dekkes varmebehovet av tre elkjeler på 25 MW med kraft fra land. Sammenlignet med Alternativ 0 er alle de tre gassturbinene med varme-gjenvinningsenheter erstattet med kraft fra land.

Figur 7 viser en prinsipiell illustrasjon av de tekniske løsningene for kraftforsyningen på produksjonsinnretningen for Alternativ 3.

Figur 7 – Alternativ 3: Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme



Kilde: Statoil

2.3 Metode for scenariobasert framskriving av priser og utslippsvirkning

Det europeiske markedet for elektrisk kraft er komplisert; en rekke forsyningskilder med ulike produksjonsprofiler og kostnader må disponeres nøyaktig i tråd med momentant forbruk både i eget land og, hvis situasjonen krever det, på tvers av landegrensene. Prisen på elektrisk kraft bestemmes i stor grad av den marginale, dvs. den dyreste aktiverte, kilden til produsert kraft, som varierer time for time, over døgnet, over uker og over år. Videre er de europeiske kraftmarkedene påvirket av en rekke faktorer, eller prisdrivere, som for eksempel rammebetingelser, handelsregler, produksjonsprioriteringer og til en viss grad direkte priskontroll. Et eksempel er bygging av overføringskapasitet mellom land, som kan være drevet av lønnsomhet og politiske hensyn.

En langsiktig framskriving av det europeiske kraftmarkedet fra i dag til 2050 vil være heftet med betydelig usikkerhet. De aller fleste prisdrivere vil endre verdi og påvirkningskraft over tid, nye drivere vil komme til og gamle falle fra. Å presentere én utviklingsbane som et "mest virkelighetsnært" tilfelle har derfor liten hensikt. En mer passende strategi er å utvikle alternative framskrivingsbaner, eller scenarier, som til sammen kan definere et *utfallsrom* for kraftmarkedsutviklingen.

2.3.1 Bruk av scenario i kraftmarkedsanalyser

Kraftmarkedsscenarioer er fremtidsbilder som er basert på forventninger for utviklingen av sentrale faktorer eller prisdrivere, for eksempel forventninger om EUs og nasjonal virkemiddelbruk for å nå klimamål. Det er en rekke faktorer som former framtiden og som kan spille sammen på mange ulike måter.

I denne studien har vi definert fire scenarioer, for å dekke et bredt utfallsrom. Disse er skissert i kapittel 3.2. Scenarioene er basert på noen sentrale drivkrefter som beskrives nærmere i kapittel 3.1.

2.3.2 Kvantifisering av fremtidsscenario – bruk av Pöyry's BID3-modell

Pöyry har utviklet et svært avansert kvantitativt simuleringsverktøy – BID3 – som simulerer hele det europeiske kraftmarkedet på timesbasis (modellen er beskrevet nærmere i Vedlegg 2). Et slikt simuleringsverktøy gir svært nyttige illustrasjoner på hvordan kraftmarkedet tilpasser seg de utviklingsbanene vi har definert.

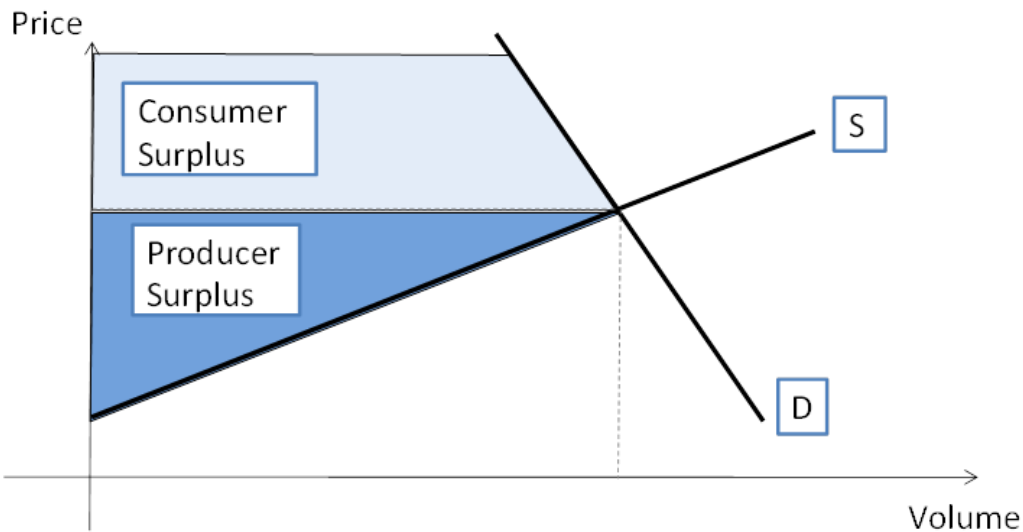
Modellen er en *partiell* optimeringsmodell for det europeiske kraftmarkedet. Dette innebærer at det kun er kraftmarkedet som modelleres, og at tilsluttede markeder ikke inngår i modelløsningen. Parameterstørrelser for tilsluttede markeder som forventes å ha en innvirkning på kraftmarkedsstørrelser, som for eksempel etterspørsel etter kraft eller brenselpriser, legges imidlertid inn som forutsetninger i modellen.

BID3 er en samfunnsøkonomisk modell

BID3 er en *optimeringsmodell*, hvilket betyr at løsningen modellen gir er et uttrykk for optimal samfunnsøkonomisk tilpasning i kraftmarkedet til gitte forutsetninger, for eksempel produksjonskapasitet og etterspørsel. Videre har modellen en rekke beskrankninger, for eksempel at tilbudet må være lik etterspørselen, at mengde overført kraft ikke kan overstige den tilgjengelige kapasiteten og at uregelmessig kraftproduksjon, dvs. småkraft eller vindkraft, begrenses av tilgjengelig energi i form av tilsig og vind.

Modellen maksimerer summen av produsent- og konsumentoverskudd. Det vil si at den velger løsningen som gir best ressursutnyttelse totalt sett. Dette prinsippet følger standard samfunnsøkonomisk teori, som innebærer at etterspørsel skal møtes til lavest mulig kostnad. Modelløsningen er nøytral når det gjelder fordeling av kostnader for konsumenter og inntekter for produsenter. Figur 8 gir en stilisert beskrivelse av fordelingen av overskudd.

Figur 8 – Illustrasjon av samfunnsøkonomisk overskudd, med tilbudskurve S og etterspørselskurve D



Kilde: Pöyry Management Consulting

I denne analysen er etterspørselen fastsatt utenfor modellen, og inkluderer kraftbehovet for de ulike elektrifiseringsalternativene.

Tilbudskurven for kraft bestemmes av to faktorer: tilgjengelig produksjonskapasitet og produksjonskostnad (inkludert kapitalkostnader). I praksis er tilbudskurven ikke lineær som vist i figuren over, men en trappetrinnskurve, hvor det nederste "steget" er fornybar produksjonsteknologi med lave produksjonskostnader. De påfølgende stegene utgjøres av ulike typer termisk produksjonskapasitet, slik som kullkraft og gasskraft hvis produksjonskostnader avhenger av prisen på brensel (kull eller gass) og prisen på utslippkvoter.

BID3 simulerer *spot*-markedet for elektrisk kraft basert på fundamentale markedsforhold time for time. Selve kraftprisen som modellen beregner er *engrosprisen*, eller *markedsprisen* på elektrisk kraft. Modelløsningen inneholder med andre ord ikke nettatiffer, el-avgift moms, sertifikatspriser og andre komponenter utover engrosprisen som bestemmer sluttbrukerpriser. I tillegg til å beregne selve kraftprisen beregner modellen også fysiske størrelser som kraftproduksjon per teknologi og kraftoverføring mellom land.

2.3.3 Viktige resultater fra markedssimuleringene

Simuleringsverktøyet gir en rekke resultater med høy oppløsning. Områdepriser, produksjon time for time for hvert enkelt kraftverk, timesbasert kraftflyt mellom alle sammenkoblede områder samt samfunnsøkonomiske indikatorer som produsentoverskudd og konsumentoverskudd er eksempler på resultater fra modellen.

I denne studien er det to resultater vi er spesielt opptatt av – markedspriser på kraft og CO₂-utslipp per produksjonseenhet.

Markedspriser for kraft

BID3 beregner markedsprisen for hvert prisområde for hver time av året. Prisen bestemmes av den marginale, dvs. dyreste, produksjonseenheten som må til for å dekke et gitt etterspørselsnivå. Dette kalles marginalprising, og er i praksis slik deregulerte kraftmarkeder fungerer. Produksjonstilpasningen, som altså bestemmer markedsprisen, er videre bestemt av en rekke forhold. I det vannkraftdominerte nordiske markedet, blir produksjon og

prissetting av vannkraft beregnet ved hjelp av såkalte vannverdier, det vil si prisen som på ethvert tidspunkt kreves for at en vannkraftoperatør "slipper" vannet sitt hensyntatt usikkerhet om fremtidige nedbørsmengder. Dette er i tråd med hvordan det nordiske markedet faktisk fungerer. På kontinentet, hvor termisk kraftproduksjon dominerer, tidvis i samspill med fornybare kilder, må kraftverksoperatører gjøre sine produksjonsbeslutninger basert på markedsprisen, samtidig som produksjonen må balanseres mellom svingende kraftpriser og kostnader ved stenging/oppstart.

Markedsprisen for kraft i Norge, i dette tilfellet prisområde NO4, er en svært viktig komponent i tiltakskostberegninger for elektrifisering.⁴ Generelt er det slik at jo høyere kraftprisen er *relativt til gassprisen*⁵, jo dyrere er elektrifisering som klimatiltak. I tillegg spiller forholdet mellom kraftpriser og CO₂-priser en viktig rolle. Også i Norge, som har tilnærmet null kraftproduksjon basert på fossile brennstoff, slår CO₂-prisen direkte inn på kraftprisen gjennom overføringsforbindelsene vi har til kontinentet. En høyere CO₂-pris vil, alt annet likt, gi økt insentiv for elektrifisering ettersom alternativet til elektrifisering, nemlig kjøp av utslippskvoter, blir dyrere.

CO₂-utslipp

BID3 beregner kraftproduksjon på et svært detaljert nivå, da den tallfester produksjon fra samtlige eksisterende, og fremtidige, europeiske kraftverk på timenivå.⁶ Dermed er vi i stand til å finne eksakt forbruk av fossile brenslere som gass, olje, kull, brunskull osv. Siden disse brenslene har en konstant utslippsmengde ved forbrenning får vi følgelig et svært presist estimat på CO₂-utslipp fra kraftproduksjon i Europa.

Mengden CO₂-utslipp er en direkte avregning fra fossil kraftproduksjon. Hva som bestemmer mengden fossil kraftproduksjon er imidlertid svært komplekst. Fossil kraftproduksjon avtar ved økt tilgang på fornybar kraft, da fornybar kraft gjerne har lavere produksjonskostnader, og i enkelte land også har regulatorisk førstetilgang til nettet. Samtidig er fossil kraftproduksjon som regel bedre egnet til kortsiktige justeringer som følge av netto etterspørselsendringer (netto av tilgang til fornybar kraft). I tillegg er det ofte stor variasjon i *hvilken* fossil kraftproduksjon som benyttes. Når gassprisen for eksempel øker relativt til kullprisen, uten at dette blir motsvart av en tilsvarende økning i CO₂-prisen, øker kullkraftproduksjonen relativt til gasskraft.

Av spesiell interesse i elektrifiseringsstudier er *marginale utslippsvirkninger* som følge av elektrifisering. Med marginale utslippsvirkninger menes endringer i utslipp som følge av produksjonssvingninger som skyldes endringer i forbruk eller bortfall av annen produksjon eller overføringskapasitet. Elektrifisering vil, alt annet likt, heve uttaket av kraft fra nettet i Norge, noe som må motsvares av økt produksjon. Av flere årsaker vil trolig det meste av denne produksjonsøkningen komme fra fossil kraftproduksjon. Dette er diskutert nærmere i kapittel 3.3.

2.4 Metode for beregning av tiltakskostnader

Tiltakskostnadene er beregnet for de tre elektrifiseringsalternativene; Alternativ 1 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, Alternativ 2 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr og gassinjeksjon og Alternativ 3 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme. Kostnaden ved elektrifiseringsalternativene er beregnet som inkremen-

⁴ Se Statnetts forklaring av prisområder:
<http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Kraftmarkedet/Prisomrader-historisk-elspot/Prisomrader/>

⁵ Dette forholdet er av mindre betydning for Johan Castberg, hvor gassen benyttes til trykkstøtte og man ikke skal eksportere «spart» gass før eventuelt etter 20 år i drift, i de siste ti årene av feltets levetid (kilde: Statoil).

⁶ Unntaket er fornybare produksjonskilder, som er samlet i generiske kategorier som for eksempel landbasert vindkraft, pumpekraft, solkraft mm.

tell kostnad sammenlignet med Alternativ 0, dvs. utbygging med lokal generering av kraft og varme med gassturbiner.

Tiltakskostnaden (TK) beregnes som NOK/tonn CO₂ redusert med nåverdimetoden etter følgende formel:

$$TK = \frac{\text{Nåverdi av elektrifisering} - \text{Nåverdi av kraftgenerering med turbiner}}{\text{"Nåverdi" av akkumulerte utslipp fra gassturbiner} - \text{"Nåverdi" av akkumulert utslipp ved elektrifisering}}$$

$$TK = \frac{\text{Nåverdi av tiltakets nettokostnad}}{\text{Diskontert utslippsreduksjon}}$$

Metoden som benyttes til å beregne tiltakskostnader er den samme metoden som benyttes av Oljedirektoratet (OD), dvs. det forutsettes at den elektriske kraften er generert utelukkende fra fornybare kilder, samt at lokale utslippsvirkninger legges til grunn for tiltakskostberegningene.

Metoden benyttet av OD forutsetter at tiltakshaver er indifferent til om et klimaprojekt skal gjennomføres eller ei når nåverdien av gevinsten ved CO₂-fjerningen, uttrykt som nåverdien av lokal reduksjon i CO₂ utslipp ganger CO₂-verdi (CO₂-pris og -avgift), er lik nåverdien av kostnadene knyttet til CO₂-fjerningen, uttrykt som nåverdien av investerings- og driftskostnader. Ved å forutsette at verdien av CO₂-fjerningen er konstant over tid målt i realverdi, vil tiltakskostnaden kunne beregnes som nåverdien av tiltakets nettokostnad dividert på nåverdien av utslippsreduksjonen. Tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre når tiltakskostnaden er lavere enn verdien av å redusere CO₂, og i motsatt fall ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt når tiltakskostnaden er høyere enn CO₂-verdien.

Nåverdiberegningene av tiltakenes nettokostnader over tiltakets levetid omfatter følgende kostnads- og inntektskomponenter:

- Investeringskostnader ved elektrifisering minus investeringskostnader ved lokal kraftproduksjon
- Kostnader knyttet til kjøp av elektrisk kraft inkludert nettleie
- Nettoinntekter ved salg av frigjort brenngass fra og med 2042 ved elektrifisering
- Sparte kostnader knyttet til NO_x-avgift ved elektrifisering
- Andre nye drifts- og vedlikeholdskostnader ved elektrifisering minus andre sparte drifts- og vedlikeholdskostnader ved lokal kraftproduksjon

Utslippsreduksjonen omfatter akkumulert reduksjon av CO₂ over tiltakets levetid.

Beregningene gjøres med to ulike diskonteringsrenter; 5 prosent (ODs diskonteringsrente for klimastudier) og 6 prosent (Finansdepartementets samfunnsøkonomiske kalkulasjonsrente for olje og gass prosjekter).

Ifølge Miljødirektoratets hjemmeside, er kvoteprisen som vil bli lagt til grunn for beregning av CO₂ kompensasjon for støtteåret 2015 51,68 NOK/tonn CO₂.⁷ Videre er CO₂-avgiften for 2015 1 NOK/Sm³ naturgass, noe som tilsvarer 427 NOK per tonn CO₂.⁸ Sammenlagt gir dette en total CO₂-pris på 478,7 NOK/tonn CO₂ i 2015. En tiltakskostnad under 479 NOK/tonn CO₂ betyr således at elektriferingstiltaket under disse forutsetningene vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre i 2015.

Tiltakskostnadene beregnes i denne studien for fire ulike scenarier for fremtidig pris på elektrisk kraft for å kunne belyse hvor sensitiv tiltakskostnaden er for prisutviklingen. De fire

⁷ <http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/klima/CO2-priskompensasjon>

⁸ Statsbudsjettet, Prop. 1 LS (2014-2015), kap. 7 Særavgifter; Skatter, avgifter og toll 2015.

kraftmarkedsscenarioene har ulik CO₂-pris, noe som betyr at tiltakskostnaden sammenlignes med ulik CO₂-kostnad for hvert av kraftmarkedsscenarioene varierende fra 647 NOK/tonn CO₂ til 1149 NOK/tonn CO₂ (inkludert den særnorske avgiften 478,7 NOK/tonn CO₂, som er holdt konstant over hele perioden). Det beregnes også tiltakskostnader for et tilfelle der elektrifiseringen utløser ny lokal vindkraftproduksjon. Resultatene fra tiltakskostberegningene er vist i kapittel 5.

CO₂ er for øvrig en global problemstilling, og for å beregne den globale miljøkostnads-effektiviteten er det nødvendig å vurdere kostnaden ved elektrifisering i forhold til den globale utslippsvirkningen som følge av elektrifisering. Det er gjort en vurdering av de globale utslippsvirkningene sammenlignet med de lokale utslippsvirkningene i kapittel 4.2.

2.5 Kostnadsantagelser

Det er ikke inngått kontrakter i forbindelse med elektrifisering av Johan Castberg, og kostnadsanslagene som er benyttet i denne studien er derfor estimerte kostnader og ikke faktiske kostnader. Nedenfor gis det en dokumentasjon av kostnadsantagelsene som er benyttet til å beregne tiltakskostnadene. Kostnadene er fordelt på investeringskostnader, herunder kostnad for nettførsterkning og transformatorstasjon på land, HVDC og AC kabler, omformerstasjon, vertsplattform for kraft og resterende installasjoner på produksjonsinnretningen, og drifts- og vedlikeholdskostnader. Basert på tekniske spesifikasjoner gitt av Statoil, er kostnadsanslag for investeringene i transformatorstasjon og omformerstasjon på land, HVDC og AC kabler, vertsplattform for omforming av kraft (Power Host), inkrementelle investeringer på produksjonsinnretning og utstyr på denne estimert av Rambøll, mens kostnadsanslag for nettførsterkninger på land og drifts- og vedlikeholdskostnader er estimert av Pöyry.

Rambøll har basert sine estimater på layout og tekniske beskrivelser gjort tilgjengelig av Statoil⁹, blant annet studier for transformatorstasjon og omformerstasjon utført av Aibel og ABB. Grunnlaget for estimat for plattformene er utstyrsliste (MEL – Master Equipment List) fra Aker Solutions. Rambøll har ikke vurdert de tekniske løsningene, men estimert kostnadene basert på mottatt informasjon uten å ta stilling til om de valgte løsningene er de mest hensiktsmessige/kostnadseffektive.

Rambølls kostnadsestimeringsystem er basert på utstyrets vekt ved å bruke selskapsinterne normer og erfaringstall for kostnader som funksjon av utstyrets vekt. Systemet er nærmere beskrevet i kapittel 2.5.1. Pöyrys beregninger baserer seg på erfaringstall fra lignende prosjekter.

Alle kostnader er oppgitt i 2015-kr.

2.5.1 Rambølls generelle kostnadsestimeringsmetodikk

Denne seksjonen beskriver den generelle kostnadsestimeringsmetoden som benyttes i Rambølls estimater. Estimetsfasene er satt opp i Tabell 2.

⁹ Informasjonskilder: Scope of Work, Design Requirement for Power from Shore RE-PM050-00079, Aibel og ABB MEL og MTO, Aibel layout for transformatorstasjon og omformerstasjon, annen informasjon fra Statoil i diverse E-mailer.

Tabell 2 – Estimeringsfaser

| Beslutningsnivå | Klienttyper | Hensikt | Forberedt (ORP phase) |
|-----------------|-------------|-------------|--|
| DG1 | Type 0 | Grovestimat | I slutten av <i>Identifikasjonsfasen</i> |
| DG2 | Type 1 | Utvelgelse | I slutten av <i>Vurderingsfasen</i> |
| DG3 | Type 2 | Studie | I slutten av <i>Utvelgelsesfasen</i> |
| DG4 | Type 3 | Budsjett | I slutten av <i>FEED-fasen</i> |
| DG5 | Type 4 | Kontroll | I løpet av <i>Gjennomføringsfasen</i> |

For dette prosjektet er det definert Type 1 og Type 2 estimater, da grunnlaget for de forskjellige estimatene er varierende.

Rambølls totalkapitalkostnadsestimat bygges opp av komponentene vist i Figur 9. P50-estimat inkluderer forventet vektt tillegg (Allowance) og operatørkostnader, markedsfaktorer, forventet kostnadstillegg (Contingency) og inflasjon. I dette prosjektet benyttes reelle 2015-tall, og det beregnes derfor ikke markedsfaktorer og inflasjon.

Figur 9 – Komponenter i Rambølls generelle kostnadsestimat



- Type penger og valutarater**
 Rambøll basisestimat dekker den identifiserte arbeidsbeskrivelsen, inkludert forventet vektt tillegg, presentert i dagens verdi (Estimate Day Money) uten markeds-eskaleringsfaktorer.
- Basisestimat**
 Basisestimatet er kalkulert ut ifra teknisk informasjon multiplisert med Rambølls normer og rater for denne typen arbeid. Rambøll har lagt til nødvendig forventet vektt tillegg på det tekniske grunnlaget som er lagt til grunn. Basisestimatet er basert på 2015 kostnadsnivå.
- Forventet vektt tillegg**
 Forventet vektt tillegg er inkludert i basisestimatet for statisk kjente elementer og hendelser som vil forekomme, men som er vanskelig å definere og kvantifisere i denne

fasen. Forventet vekttillegg er også definert som kjente ukjente. Det benyttes et prosentpåslag basert på erfaring.

- **Operatørkostnad (Owners Cost)**

Dette er kostnader som eierne vurderer om skal legges inn. Som regel brukes bare en % av totalestimatet for dette kostnadselementet. Under nedbryting av kostnadselementene er det lagt inn en mer detaljert spesifisering av operatørkostnader.

- **Eskalering og inflasjon**

Eskalering og inflasjon er to separate punkt og kan beskrives som følger:

- Eskalering er en reell kostnadsøkning, utover inflasjon.
- Inflasjon er den generelle prisutviklingen i varer og services i en økonomi. Som oftes målt i konsumprisindeks.

Rambøll har ikke estimert noen eskalering og inflasjon i dette prosjektet.

- **Markedsfaktorer**

Konsekvensen av en fremtidig eskalering må inkluderes i basisestimatet for å innlemme den fremtidige markedsutviklingen. Hver komponent i estimatet må være hevet for å ta hensyn til inflasjon, og bringe estimatet til dagens verdi. Rambøll har ikke estimert noen markedsfaktor i dette prosjektet.

- **Forventet kostnadstillegg (Contingency)**

Forventet kostnadstillegg dekker de ukjente ukjente, og er lagt til basisestimatet for å hensynta ufullstendig prosjektdefinisjon og spesifikk prosjektrisiko. Forventet kostnadstillegg bringer kostnadsestimatet fra et basisestimat til et forventet estimat med tilstrekkelig konfidensnivå.

Nedbryting av kostnadsestimat

Estimatet er oppbygd i henhold til Rambøll sin kostestimeringsmetodikk (bottom-up estimat). I tillegg refererer rapporten til benchmarking/nøkkeltall (top-down) der det er relevant. Estimaten består av følgende kostnadselementer:

- **Innledende kostnader**

Byggherrens overhead, faste kostnader og profittelement

- **Ledelse og administrasjon**

Kontraktørs prosjektledelse og serviceaktiviteter for å gjennomføre prosjektet

- **Prosjektering**

Timekostnader for detaljprosjektering

- **Innkjøp**

Innkjøpskostnader, inkludert frakt og Assistance Technical Services (ATS)

- **Fabrikasjon, installasjon, bygg- og grunnarbeid**

Fabrikasjons- og installasjonskostnader omfatter montering av utstyr i byggene og på plattformene, mens bygg- og grunnarbeidskostnadene omfatter bygg- og anleggskostnader på land

- **Marine kostnader**

Fartøykostnader som dekker alle marine fartøyer til havs

- **Operatørkostnad**

Eierkostnader som begrenser seg til ledelse og kontroll av prosjektet under kontraksperioden (fra start detaildesign til ferdigstilling av prosjektet). For Host og FPSO-estimatet er logistikk inkludert i operatørkost. Logistikkostnader dekker:

- Helikoptertjenester

- Forsyningstjenester
- Landtjenester
- Avfallhåndtering

I dette prosjektet er det lagt inn en operatørkostnad som skal dekke ledelse og kontroll av prosjektet på 5% i alle Rambølls estimater, unntatt for Power Host og FPSO, der det er benyttet 6% for å ta høyde for logistikkostnader for plattformene.

▪ **Forventet kostnadstillegg**

Usikkerhet som er beregnet ut ifra en prosentsats av alle kostnadene. For beregning av forventet kosttillegg er det gjort en vurdering av hvert enkelt kostnadselement, dette fører til at forventet kosttillegg er forskjellig fra estimat til estimat.

Nøkkeltall

Tabell 3 viser utvalgte nøkkeltall og sammenligninger med relevante kostnadsdata.

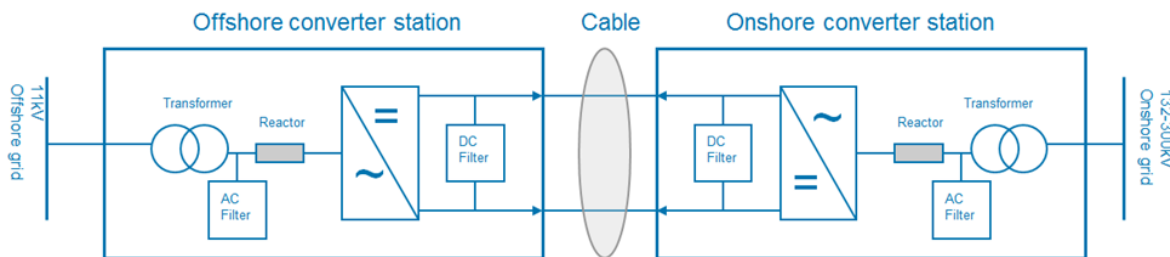
Tabell 3 – Nøkkeltall

| Område | Omfang | Enhet | Nøkkeltall ('000) | Sammenligning prosjekter ('000) | Kommentar |
|--------------------------|----------------|--------------------|-------------------|---------------------------------|---|
| Sjøkabel | Innkjøp | NOK/km | 2 890 | 2 400 | Kabel m/tverrsnitt 1000 mm ² |
| Sjøkabel | EPC | NOK/km | 4 475 | 3 600 | Kabel m/tverrsnitt 1000 mm ² , ref. ABB-kontrakt på Johan Sverdrup |
| Transformator bygg | Bygg-kostnader | NOK/m ² | 60 | 60 | Mindre betongbygg basert på grunnflaten |
| Omformer bygg | Bygg-kostnader | NOK/m ² | 42 | 40 - 55 | Stort betongbygg basert på grunnflaten |
| MEL omformerbygg | Innkjøp | NOK/t | 206 | 200 - 400 | Innkjøp på utstyrsenheter |
| MEL Host Platform | Innkjøp | NOK/t | 262 | 300 - 400 | Innkjøp på utstyrsenheter |
| Topside Host Platform | EPC | NOK/t | 727 | 650 | Basert på Aker Solutions MEL |
| Understell Host Platform | EPC | NOK/t | 85 | 80 - 100 | |
| MEL FPSO | Innkjøp | NOK/t | 510 | 350 - 450 | Innkjøp på utstyrsenheter |
| Fiberkabel land | EPC | NOK/km | 1 800 | | |

2.5.2 Investeringskostnader

Nedenfor dokumenteres benyttede investeringskostnader. Figur 10 viser en illustrasjon av hovedkomponentene det skal investeres i. Det antas at investeringskostnadene fordeles 50/50 på de to årene før produksjonsstart.

Figur 10 – Illustrasjon av investeringsbehovet



Kraftlinje Skaidi-Hyggevatn

Ved Alternativ 1 og 2 vil det være behov for en ny 132 kV kraftlinje på 60 km fra Skaidi til Hyggevatn i Hammerfest, mens det i Alternativ 3 vil være behov for en ny 420 kV kraftlinje. Det forutsettes i utgangspunktet at Johan Castberg-prosjektet vil bli belastet kostnaden ved denne utbyggingen. Det gjennomføres imidlertid en sensitivitet der det forutsettes at denne kostnaden tilfaller Statnett.

Kostnaden for 132 kV linjen er basert på enhetskostnaden estimert av Statnett for linjen Varangerbotn-Skogfoss, mens 420 kV linjen er basert på Statnetts kostnadsestimat for Sima-Samnanger.

Kostnadsestimatene for den nye kraftlinjen er vist i Tabell 4.

Tabell 4 – Kostnadsestimat for ny 132/420 kV kraftledning

| | Komponent | Enhetskostnad (mNOK/km) | Total kostnad (mNOK) |
|-------------------|--------------|-------------------------|----------------------|
| Alternativ 1 og 2 | 132 kV linje | 3,8 | 225 |
| Alternativ 3 | 420 kV linje | 9,2 | 551 |

Transformatorstasjon

I Alternativ 1 og 2 legges det til grunn at det er utvidelsesmulighet i eksisterende transformatorstasjon på Hyggevatn. Det antas at det ledige 132 kV bryterfeltet i eksisterende stasjon tas i bruk, samt at stasjonen utvides med to nye 132 kV bryterfelt. For Alternativ 3 er det behov for en ny 420 kV transformatorstasjon.

Utvidelse av transformatorstasjon for alternativ 1 og 2 er beregnet til 50 m². For ny transformatorstasjon er 400 m² lagt til grunn, basert på informasjon fra Statoil. Innkjøpskostnaden er beregnet til 15 mill for alternativ 1 og 2, og 39 mill for alternativ 3. Bygningskostnadene er beregnet til 12 mill for alternativ 1 og 2, og 29 mill for alternativ 3. Resterende kostnader er basert på en prosent av direkte kostnader.

Kostnadsestimatene for transformatorstasjonen er vist i Tabell 5. For detaljert oversikt, se Vedlegg 1, Figur V 1.

Tabell 5 – Kostnadsestimat for transformatorstasjon

| | Komponent | Total kostnad (mNOK) |
|-------------------|--|----------------------|
| Alternativ 1 og 2 | Utvidelse av eksisterende transformatorstasjon | 56 |
| Alternativ 3 | Ny transformatorstasjon | 141 |

Omformerstasjon på land

Kostnad for omformerstasjonene er beregnet på grunnlag av layout fra Aibel. Stasjonen på land er beregnet til 2 770 m² for Alternativ 1, 3 032 m² for Alternativ 2 og 3 268 m² for Alternativ 3. MEL er fra Aibel og ABB-studie. Rambøll har estimert disse kostnadene basert på Rambøll database.

De største kostnadselementene for omformerstasjonen er bygningskostnader og utstyr i omformerstasjonen. MEL fra Aibel og ABB, som er nedbrutt i over 900 kostnadselementer, er priset linje for linje. Kjøleluftene er ikke innebygd, og står på et eget fundament. Disse er beregnet som et eget kostnadselement.

Kostnadsestimatene for omformerstasjonen er vist i Tabell 6. For detaljert oversikt, se Vedlegg 1, Figur V 2.

Tabell 6 – Kostnadsestimat for omformerstasjon

| | Komponent | Total kostnad (mNOK) |
|--------------|--------------------------------|----------------------|
| Alternativ 1 | Omformerstasjon på land, 80 kV | 763 |
| Alternativ 2 | Omformerstasjon på land, 80 kV | 885 |
| Alternativ 3 | Omformerstasjon på land, 80 kV | 1 027 |

Fiberkabel

Det er behov for en fiberoptisk kabel på 253 km fra land til Johan Castberg-feltet. Det ses bort fra potensielle besparelser ved å legge fiberkabelen sammen med HVDC kabelen i sjø, og kostnaden for dette er dermed ikke inkrementell sammenlignet med Alternativ 0.

Det tas imidlertid hensyn til at fiberkabelen må legges i en annen trasé på land i elektrifiseringstilfellene, noe som gir en inkrementell kostnad. Ved elektrifisering vil traséen på land bli 10 km lengre, hvorav 6 km legges i samme grøft som HVDC kabelen og 4 km i ny grøft.

Kostnaden er den samme i alle tre alternativ, og er vist i Tabell 7. For detaljert oversikt, se Vedlegg 1, Figur V 3.

Tabell 7 – Kostnadsestimat for fiberkabel på land

| | Total kostnad (mNOK) |
|--------------------|----------------------|
| Fiberkabel på land | 19 |

HVDC kabel

Ved elektrifisering vil det være behov for 5 km landkabel og 252 km sjøkabel. Estimater er skilt mellom land- og sjøkabel på grunn av skattemessige forhold. Kabeldimensjonen er ulik for de forskjellige elektrifiseringsalternativene, og spesifikasjonene er gjengitt nedenfor:

- Alternativ 1: 630 mm², 80 kV

- Alternativ 2: 1000 mm², 80 kV
- Alternativ 3: 1200 mm², 80 kV

Kabeldimensjonen for landkabelen og sjøkabelen er den samme i hvert av de ulike alternativene. Landkabelen legges i grøft hele lengden.

For sjøkabelen skal det legges to kabler med identiske lengder på 252 km for hvert elektrifiseringsalternativ. Statoil begrunner dette med at leggefartøyet ikke har kapasitet til å legge to parallelle kabler i hel lengde til Johan Castberg. I så fall måtte HVDC kabelen ha blitt skjøttet offshore, noe Statoil ikke ønsker da en slik skjøtt ikke kan testes og dermed vil representere en risiko for senere brudd. For hver av kablene vil 251 km være statisk kabel, og 1 km vil være dynamisk kabel som løftes fra havbunnen og opp på Power Host plattformen. De statiske kablene skal ligge i to separate grøfter hvor 80 prosent av kablene legges i grøft og 20 prosent vil bli dekket med stein. Grøfting, legging av kabel og tildekking vil bli gjort i separate prosesser for de to kablene.

Estimatet består av innkjøpskostnader for de aktuelle kablene og kostnadene knyttet til å legge kablene. Kostnadene er estimert ut fra erfaringsdata ved å bruke marine fartøyrater ganger med estimert antall dager. Det er inkludert mobilisering og demobilisering i antallet estimerte dager. I overgangen hvor kabelen går fra land til vann vil det være nødvendig å bygge opp en betongstruktur. Denne aktiviteten er betegnet som landfall, og er inkludert i estimatet for sjøkabelen. Grøfting og steindumping på havbunnen vil bli utført med spesialfartøyer. Skjøting av sjøkabel er beregnet som egen kostnad og gjøres på fabrikk før installasjon. For dynamisk kabel som kobles til Power Host plattformen vil det være behov for et utheng.

Kostnadsestimatene for HVDC kablene skiller mellom land- og sjøkabel, og er som vist i Tabell 8. For detaljert oversikt, se Vedlegg 1, Figur V 4.

Tabell 8 – Kostnadsestimat for HVDC kabel

| | Komponent | Total kostnad (mNOK) |
|--------------|--|----------------------|
| Alternativ 1 | HVDC kabel, 630 mm ² , 80 kV, land | 46 |
| Alternativ 1 | HVDC kabel, 630 mm ² , 80 kV, sjø | 2 562 |
| Alternativ 2 | HVDC kabel, 1000 mm ² , 80 kV, land | 49 |
| Alternativ 2 | HVDC kabel, 1000 mm ² , 80 kV, sjø | 2 890 |
| Alternativ 3 | HVDC kabel, 1200 mm ² , 80 kV, land | 49 |
| Alternativ 3 | HVDC kabel, 1200 mm ² , 80 kV, sjø | 2 930 |

Power Host plattform

Vektestimater av Host-plattformene er gjort basert på oppgitt areal og volum i MEL. Vekt av utstyr er hentet direkte fra MEL. MEL kommer fra Aker Solutions, og inkluderer et anslag for forventet vekttillegg som er hensyntatt i estimatet. Vektestimater for stål er basert på standard industrifaktorer for det antatte areal/volum av topsides. Dette er så skalert opp basert på utstyrs- og materialvektene (bulk) for de forskjellige elektrifiseringsalternativene. Vektene for materialer er beregnet i Rambølls vektkalkuleringsverktøy WEPS, basert på mengden utstyr pr. system/topsidesfunksjon. WEPS benytter historiske vektdata, slik at resulterende vektestimater inkluderer vekst.

Estimert vekt per alternativ er vist i Tabell 9. For detaljert oversikt, se Vedlegg 1, Figur V 14.

Tabell 9 – Vektestimater for Power Host plattform

| Alternativ | Beskrivelse | Funksjonsområde | Utstyr | Material | Struktur | Total Vekt |
|------------|-------------|-----------------|--------|----------|----------|------------|
| Alt. 1 | Topsides | N/A | 478 | 551 | 1 609 | 2 637 |
| | Hull | N/A | 92 | 436 | 4 236 | 4 764 |
| Alt. 2 | Topsides | N/A | 669 | 686 | 2 084 | 3 439 |
| | Hull | N/A | 114 | 555 | 5 393 | 6 062 |
| Alt. 3 | Topsides | N/A | 839 | 733 | 2 319 | 3 892 |
| | Hull | N/A | 143 | 614 | 5 969 | 6 726 |

Kostnaden for Power Host er estimert som en tradisjonell offshoreplattform inkludert topside, understell, marine operasjoner og leie av flotell offshore for en kortere periode. Understellet utgjør ca 33% av samlet kostnad.

Kostnadsestimatene for Power Host er vist i Tabell 10. For detaljert oversikt, inkl fordeling av kostnader mellom topside og substruktur, se Vedlegg 1, Figur V 6 - Figur V 8.

Tabell 10 – Kostnadsestimat for Power Host plattform

| | Komponent | Total kostnad (mNOK) |
|--------------|--|----------------------|
| Alternativ 1 | Power Host med omformer | 2 261 |
| Alternativ 2 | Power Host med omformer | 2 845 |
| Alternativ 3 | Power Host med omformer og transformator | 3 172 |

AC kabler fra Power Host til FPSO

De estimerte kostnadene for AC-kabler inkluderer en 4,5 km kabel mellom Power Host plattform og FPSO.

For de ulike alternativene legges det forskjellig antall kabler, som beskrevet i punktene nedenfor. Dette gir forskjellig samlet kabellengde for de ulike alternativene.

- Alternativ 1: 2 stykk 3x1000 mm² gir totalt 9 km kabel
- Alternativ 2: 4 stykk 3x1000 mm² gir totalt 18 km kabel
- Alternativ 3: 6 stykk 3x1000 mm² gir totalt 27 km kabel

Estimatet består av innkjøpskostnader for de aktuelle kablene og kostnadene knyttet til å legge kablene. Estimatet inkluderer at 2 km av hver kabel legges i grøft.

Kostnadsestimatene for AC kablene er vist i Tabell 11. For detaljert oversikt, se Vedlegg 1, Figur V 9.

Tabell 11 – Kostnadsestimat for AC kabler fra Power Host til FPSO

| | Komponent | Total kostnad (mNOK) |
|--------------|--|----------------------|
| Alternativ 1 | 2 stykk 3x1000 mm ² AC kabler | 99 |
| Alternativ 2 | 4 stykk 3x1000 mm ² AC kabler | 178 |
| Alternativ 3 | 6 stykk 3x1000 mm ² AC kabler | 260 |

Konstruksjon og utstyr på produksjonsinnretningen

Vektanslag for utstyr som må installeres på FPSOen er hentet fra MEL mottatt fra Statoil, og inkluderer oppgitt forventet vekttillegg. Vekten av tilhørende material og utrustningsstål er estimert med Rambølls vekt-kalkuleringsverktøy WEPS. Her ligger utstysvektene til grunn, og programmet estimerer vekten ved hjelp av sammenlignsbare historiske vektdata, gitt topsidefunksjon/-system.

Vekttestimatene er vist i Tabell 12. For detaljert oversikt, se Vedlegg 1, Figur V 15.

Tabell 12 – Vekttestimater for FPSO

| Alternativ | Beskrivelse | Funksjons- område | Utstyr | Material | Struktur | Total vekt |
|------------|-------------|----------------------|--------|----------|----------|------------|
| Base case | Topsides | N/A | 1 930 | 1 723 | 1 349 | 5 002 |
| | Turret | N/A | 207 | 55 | 125 | 387 |
| Alt. 1 | Topsides | N/A | 1 298 | 1 616 | 1 162 | 4 077 |
| | Turret | N/A | 240 | 81 | 180 | 510 |
| Alt. 2 | Topsides | N/A | 1 744 | 2 050 | 1 539 | 5 333 |
| | Turret | N/A | 257 | 100 | 215 | 572 |
| Alt. 3 | Topsides | N/A | 1 940 | 2 353 | 1 620 | 5 913 |
| | Turret | N/A | 270 | 120 | 250 | 640 |

Kostnadsestimatene for FPSOen er basert på MEL, og inkluderer de tradisjonelle kostnadselementene:

- Innledende kostnader
- Kontraktors ledelse og prosjektering
- Innkjøp
- Fabrikasjon og installasjon
- Testing
- Operatørkostnader

MEL er priset individuelt for hver utstysenhet, mens material er priset som NOK/tonn for hver disiplin. Installasjonsdelen er priset som timer/tonn for hver disiplin. Det er lagt til grunn en basisrate på NOK 600 pr. time. I tillegg er det lagt inn 12 % i preliminære kostnader.

Kostnadsestimater for FPSO er vist i Tabell 13. For detaljert oversikt, se Vedlegg 1, Figur V 10 - Figur V 13.

Tabell 13 – Kostnadsestimat for FPSO inkludert utstyr

| | Alternativspesifikt utstyr | Total kostnad (mNOK) |
|--------------|--|-----------------------------|
| Alternativ 0 | Gassturbin m/WHRU til kompressor, kompressorer, gassturbin m/WHRU til utstyr | 4 039 |
| Alternativ 1 | Gassturbin m/WHRU til kompressor, kompressorer, gassfyrte kjeler | 3 000 |
| Alternativ 2 | Elektrisk motor til kompressor, kompressorer, gassfyrte kjeler | 4 076 |
| Alternativ 3 | Elektrisk motor til kompressor, kompressorer, elkjeler | 4 702 |

Oppsummering av investeringskostnadskomponentene

Nedenfor er det gjengitt inkrementelle investeringskostnader sammenlignet med Alternativ 0, inkludert Statoils interne prosjektledelseskostnader, for hvert elektrifiseringsalternativ.

Tabell 14 – Inkrementelle investeringskostnader sammenlignet med Alternativ 0, mNOK

| Kostnadskomponent | Alternativ 1 | Alternativ 2 | Alternativ 3 |
|--|--------------|--------------|--------------|
| 132 kV AC linje Skaidi-Hyggevatn | 225 | 225 | - |
| 420 kV AC linje Skaidi-Hyggevatn | - | - | 551 |
| Utvidelse transformatorstasjon, 132 kV | 56 | 56 | - |
| Ny transformatorstasjon, 420 kV | - | - | 141 |
| Omformerstasjon på land, 80 kV | 763 | 885 | - |
| Omformerstasjon på land, 80 kV | - | - | 1 027 |
| HVDC kabel, 630 mm ² , 80 kV, land | 46 | - | - |
| HVDC kabel, 630 mm ² , 80 kV, sjø | 2 562 | - | - |
| HVDC kabel, 1000 mm ² , 80 kV, land | - | 49 | - |
| HVDC kabel, 1000 mm ² , 80 kV, sjø | - | 2 890 | - |
| HVDC kabel, 1200 mm ² , 80 kV, land | - | - | 49 |
| HVDC kabel, 1200 mm ² , 80 kV, sjø | - | - | 2 930 |
| Power Host plattform m/utstyr | 2 261 | 2 845 | 3 172 |
| AC kabler fra Power Host til FPSO | 99 | 178 | 260 |
| Fiberkabel på land | 19 | 19 | 19 |
| Konstruksjon og utstyr på FPSO, Alternativ 0 | -4 039 | -4 039 | -4 039 |
| Konstruksjon og utstyr på FPSO, Alternativ 1-3 | 3 000 | 4 076 | 4 702 |
| TOTAL KOSTNAD | 4 992 | 7 185 | 8 812 |

2.5.3 Drifts- og vedlikeholdskostnader

Nedenfor dokumenteres benyttede drifts- og vedlikeholdskostnader.

Kostnad ved kjøp av elektrisk kraft

Kraftprisen baseres på prisprognoser, simulert som del av dette studiet, for ulike framtidsscenarioer for kraftmarkedet (jf. Figur 24 side 62).

Elavgiften (0,45 øre/kWh) og nettleiens fastledd holdes konstant over analyseperioden. Marginaltapssatsen som legges til grunn for beregning av nettleiens variable ledd holdes konstant over analyseperioden.

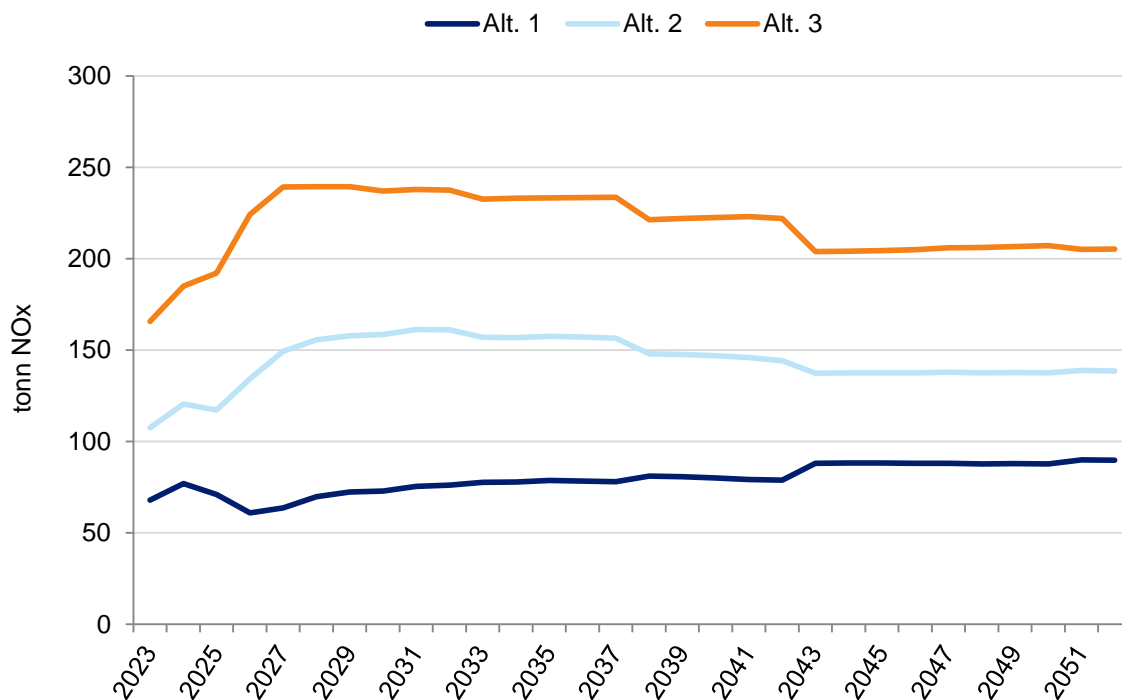
Nettoinntekt ved salg av frigjort brenngass

Nettoinntekt fra salg av frigjort brenngass beregnes per år fra 2042, dvs. 20 år etter produksjonsoppstart da gassen skal reinjiseres de første 20 årene. Gassprisen holdes konstant lik 208,8 NOK/MWh gjennom hele analyseperioden for å kunne isolere energipolitikkenes påvirkning på CO₂-prisen, jf. diskusjonen i kapittel 3.2.

Sparte avgifter ved mindre utslipp av NO_x

Profiler for utslippsnivåer av NO_x benyttes til å beregne utslippsreduksjonene i de ulike elektrifiseringsalternativene. Potensiell utslippsreduksjon er vist i Figur 11. Avgiftssatsene for 2015 legges til grunn for fremtidige avgiftssatser, dvs. 19,2 NOK/kg NO_x.

Figur 11 – Potensiell reduksjon i utslipp av NOx, tonn



Kilde: Statoil

Besparelse av andre drifts- og vedlikeholdskostnader

Gassturbiner krever vedlikehold. I elektrifiseringstilfellene erstattes gassturbiner helt eller delvis med andre energikilder, noe som gir besparelser i drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til gassturbinene.

Kostnadene er beregnet med utgangspunkt i publiserte drifts- og vedlikeholdskostnader fra NVE basert på informasjon fra Norconsult. For gassturbinen med avgasskjel på 40 MW er det benyttet en 25/75 deling for kostnaden for hhv. 10/50 MW turbin, mens det for gass-turbinen med avgasskjel på 30 MW er benyttet en 50/50 deling. I tillegg til vedlikeholdskostnader antas det besparinger knyttet til frigjort arbeidskraft. Det forutsettes en besparelse på ett årsverk med årlig total kostnad på 2 mNOK per turbin.

I Alternativ 1 vil det være besparelser knyttet til de to gassturbinene til elektrisk utstyr på 30 MW, mens det i Alternativ 2 og 3 i tillegg vil være en besparelse for gassturbinen til gassinjeksjonskompressorene på 40 MW.

Tabell 15 – Besparelser av drifts- og vedlikeholdskostnader

| | Enhetskostnad (mNOK/turbin) |
|--|-----------------------------|
| Personalkostnader turbinoperasjon | 2,0 |
| Vedlikeholdskostnader gassturbin 40 MW | 9,0 |
| Vedlikeholdskostnader gassturbin 30 MW | 7,5 |

Nye drifts- og vedlikeholdskostnader

Det forutsettes at det trengs tre årsverk, dvs. ett årsverk per skift, med en antatt årlig kostnad på 2 mNOK/årsverk både på landstasjonen for kraft fra land og knyttet til det elektriske utstyret ved mottaksstasjonene på Power Host/produksjonsenheten. Det vil også påløpe andre drifts og vedlikeholdskostnader knyttet til Power Host, men disse er ikke estimert.

I tillegg er det antatt en vedlikeholdskostnad per kjel. Denne kostnaden er basert på tall fra NVE, der årlig service er estimert til 40 000 per landbaserte kjel (både gassfyrte og elkjel). Det forutsettes at kostnaden er tre ganger høyere for kjeler offshore enn for kjeler som er landbasert, dvs. 120 000/kjel.

Ved kraft fra land tilkommer det også en driftskostnad som følge av eiendomsskatt. Takstgrunnlaget for beregning av eiendomsskatten er basert på verdi av alle investeringer innen kommunens grenser. I denne studien er verdigrunnlaget basert på verdien av omformerstasjonen og kabler fra omformerstasjon til Grunnlinjen (både på land og i sjø). Grunnlinjen varierer med lokale forhold, og det er i dette tilfellet tatt utgangspunkt i Snøhvit der grunnlinjen går 38 km ute i sjøen. Videre er det antatt at substansverdien, som utgjør grunnlaget for beregningen av eiendomsskatten, er 80 prosent av investert verdi. Eiendomsskatten i Hammerfest er 7 promille.

Fra 2042 tilkommer det også en kostnad i forbindelse med salg av gass. Det forutsettes at drifts- og vedlikeholdskostnadene tilsvarer 10 % av inntektene.

Tabell 16 – Nye drifts- og vedlikeholdskostnader per år

| | Total kostnad (mNOK) |
|---|----------------------|
| Personalkostnader landstasjon (kraft fra land) | 6 |
| Personalkostnader mottaksstasjon (kraft fra land) | 6 |
| Vedlikeholdskostnader gassfyrte kjeler/elkjeler | 0,2 - 0,5 |
| Eiendomsskatt (varierer med elektrifiseringsgrad) | 6,8 – 8,6 |

Oppsummering av drifts- og vedlikeholdskostnadskomponentene

Nedenfor er det gjengitt gjennomsnittlige årlige drifts- og vedlikeholdskostnader for produksjonsperioden for kraftmarkedsscenarioet Balansert.

Tabell 17 – Gjennomsnittlige drifts- og vedlikeholdskostnader per år, mNOK

| Kostnadskomponent | Alternativ 1 | Alternativ 2 | Alternativ 3 |
|---|--------------|--------------|--------------|
| Kostnader til kjøp av elektrisk kraft | 146,1 | 326,1 | 576,6 |
| Inntekter fra salg av frigjort brenngass | -85,8 | -69,5 | -295,4 |
| Sparte kostnader knyttet til NOx-avgift | -1,5 | -2,8 | -4,2 |
| Innsparing av andre operasjonelle driftskostnader | -19,0 | -30,0 | -30,0 |
| Nye drifts- og vedlikeholdskostnader | 21,9 | 22,6 | 31,0 |
| TOTAL | 61,7 | 246,4 | 277,9 |

3. KRAFTMARKEDSANALYSE – TILPASNINGER I DET EUROPEISKE KRAFTMARKEDET SOM FØLGE AV ELEKTRIFISERING

Økt uttak av kraft fra land som følge av elektrifisering betyr at total kraftproduksjon må øke. Det er ikke gitt at denne produksjonsøkningen vil inntreffe i Norge – norsk vannkraft er langt på vei nødt til å balansere produksjonen mot tilsigsmengder- og profiler, og har i så måte begrenset kapasitet til å øke produksjonen ved forbruksøkninger. Dermed vil en beslutning om elektrifisering gi ringvirkninger både i Norge og i naboland. Dette kapittelet analyserer de fire definerte kraftmarkedsscenarioene og hvilke tilpasninger som skjer i disse scenarioene ved ulike elektrifiseringsalternativer.

3.1 På vei inn i det ukjente – fremtidens energipolitikk

Av drivkreftene som vil forme fremtidens kraftmarked anser vi europeisk energi- og klimapolitikk som den sentrale premissbæreren. Europas energipolitikk vil langt på vei avgjøre hvilke investeringer som gjøres i kraftproduksjon og overføringsforbindelser, hvilke produksjonsmønstre og produksjonstilpasninger vi får, og hvilke kostnader kraftforsyningen må dekke.

EUs klimapolitikk og innvirkningen på det norske kraftmarkedet oppsummeres i påfølgende underkapitler.

3.1.1 Internasjonal klimaavtale

I desember 2015 ble 188 land enige om en ny klimaavtale. Avtalen inkluderer også de store forurenserne, som USA, Kina og India, som sto utenfor Kyoto-avtalen.

Paris-avtalen setter som mål å begrense global oppvarming til «godt under» 2 grader celsius, og å etterstrebe å begrense oppvarming til 1.5 grader. Landene skal sette egne klimamål basert på best tilgjengelige teknologi. Nye mål skal settes hvert femte år, og de skal alltid settes høyere enn det foregående. To år i forkant av målrevideringen skal det gjøres en global gjennomgang av eksisterende mål – dette vil skje for første gang i 2018 (og første gang under avtalen i 2023).

3.1.2 EUs marked for utslippskvoter og støtte til fornybare energikilder

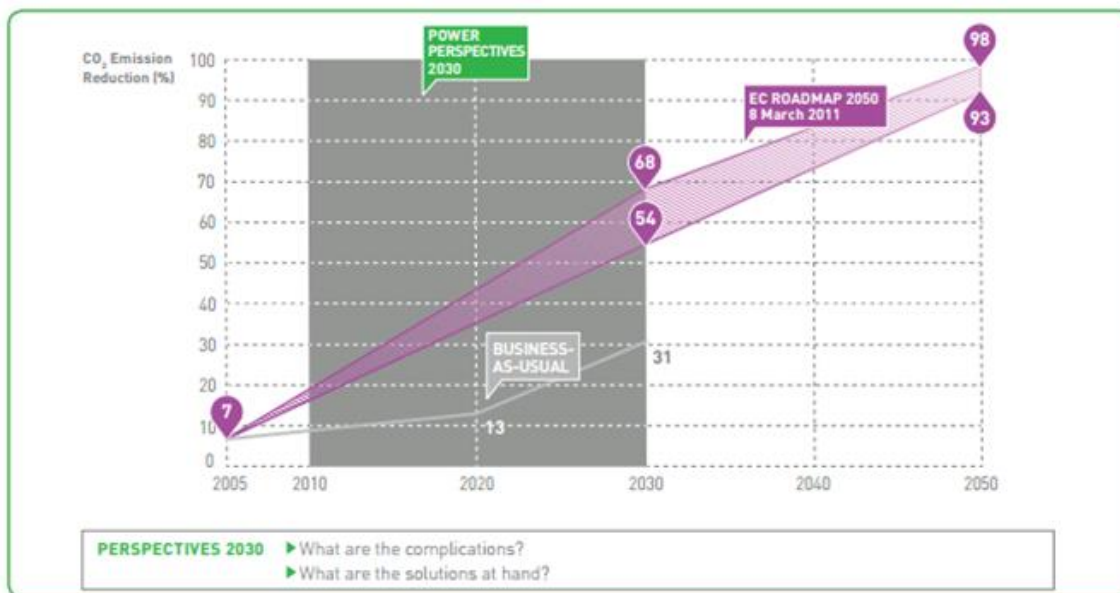
EU har forpliktet seg til tre konkrete målsettinger frem mot 2030: 40 % kutt av totale CO₂-utslipp sammenlignet med utslippsnivået i 1990, en andel fornybar energi på 27 % av det totale energiforbruket, og et energieffektiviseringsmål på 27 %. Kraftmarkedet er tiltenkt en særdeles viktig rolle i avkarboniseringsprosessen. Utslippsmålet spesifikt for kraftsektoren er satt til mellom 54 og 68 % av 1990-nivå. I utslippsintensitet, altså gjennomsnittlig utslipp per produserte kWh, tilsvarer dette mellom 128 gCO₂/kWh og 176 gCO₂/kWh, mot ca 400 gCO₂/kWh i 1990.

For 2050 har EU laget et veikart som presenterer en fremtidsvisjon¹⁰ for et europeisk lavkarbonsamfunn. EU ser for seg et tilnærmet utslippsfritt kraftmarked – ambisjonen er et utslippsnivå i 2050 som ligger 93-98 % lavere enn i 1990. I utslippsintensitet tilsvarer dette mellom 10 gCO₂/kWh og 30 gCO₂/kWh. Foreløpig er dette kun en visjon – EU har ikke konkretisert mål eller politiske virkemiddel for perioden 2030-2050 som må til for å nå dette nivået.

¹⁰ Se: <http://www.roadmap2050.eu/>. Veikartet er et visjonsdokument, og gir foreløpig ikke noen føringer for kraftmarkeds-politikk.

EUs målsetting for kraftsektoren er vist i Figur 12 under.

Figur 12 – EUs mål for CO₂-utslipp i kraftsektoren over tid



Kilde: EU-kommisjonens veikart for 2050 (2012)

Hovedinstrumentet for utslippskutt er det europeiske kvotehandelssystemet, EU ETS, hvor de viktigste sektorene er kraftsektoren og prosessindustrien. Utslippstaket for EU ETS-sektorene er samlet sett på 43 %. Dette taket utgjør etterspørselsiden i kvotehandelssystemet, mens klimatiltakene i kraftsektoren og prosessindustrien utgjør tilbudssiden. Kvoteprisen – CO₂-prisen – settes av det marginale (dyreste aktiverte) tiltaket som trengs for å nå utslippsmålet. Jo flere tiltak som trengs, jo høyere blir CO₂-prisen.

Norge har gjennom Klimameldingen (2012)¹¹ forpliktet seg til et mål for reduksjon i CO₂-utslipp i 2020 på 30 % sammenlignet med 1990. Klimaforliket tillater at 1/3 av utslippskuttet kan tas utenlands gjennom overføringsmekanismer (såkalte Clean Development Mechanisms – CDMs), mens resten tas innenlands. Den sittende regjeringen har videre vedtatt å slutte seg til EUs 2030-mål på 40 % reduksjon i CO₂-utslipp. For å nå disse målene har Norge opprettet et kvotehandelssystem tilsluttet EUs kvotehandelmarked for kvotepliktige sektorer, hvilket omfatter olje- og gassektoren. Om lag halvparten av norske utslipp faller innunder EUs kvotehandelssystem – norsk kvotepliktig sektor vil derfor bidra til reduksjonene i kvotemarkedet på linje med næringslivet i EU.

I tillegg til kvotemarkedsinstrumentet setter EU-kommisjonen langsiktige målsettinger for hvor store andeler av energiforbruket som skal være basert på fornybare energikilder. Frem til 2020 har hvert enkelt medlemsland en klart definert målsetting. Målsettingen for 2030 er satt på et overordnet nivå, for Europa som helhet. I de enkelte medlemsland har støtte til fornybar kraftproduksjon så langt blitt foretrukket som viktigste virkemiddel.

EU driver dermed avkarbonisering gjennom to ulike tiltak, hvor det ene går på bekostning av det andre. På den ene siden skal kvotemarkedet gjøre det kostbart å slippe ut CO₂. På den andre siden skal målsettinger øke utbyggingen av fornybar energi, som oppfylles av de enkelte land gjennom direkte støtte til fornybar kraft. Disse støttemekanismene for fornybar

¹¹ Det Kongelige Miljøverndepartementet; Meld. St. 21 (2011-2012), Norsk Klimapolitikk. Denne meldingen er en videreføringen av Klimaforliket fra 2008.

kraft betyr at klimatiltak til en viss grad finansieres uavhengig av karbonpriser, som i sin tur betyr at CO₂-prisen ikke trenger å gi incentiver til like mange tiltak. Følgelig blir prisen lavere enn den ellers ville vært. Det skal noteres at fornybarmålsettingen for 2030 er satt til et nivå som, ifølge EU-kommisjonens analyser, samsvarer med et 40 % utslippskutt, men hvert enkelt medlemsland står likefullt fritt til å gi incentiver til fornybarutviklingen i sitt eget land ved hjelp av fornybarstøtte.

Fra 2030 til 2050 er det foreløpig uvisst hvilken virkemiddelbruk EU vil velge, og i hvilken grad EU fortsatt vil tillate nasjonalt utformede incentiver. Dersom det implementeres en fullharmonisk pan-Europeisk løsning vil det mest sannsynlig bety at kvotehandelssystemet blir den sterkeste drivkraften for avkarbonisering.

3.1.3 Effekten av EUs energi- og klimapolitikk på det norske kraftmarkedet

I Norge er tilnærmet ingen kraftproduksjon basert på fossile brenslere. Unntaket er gasskraftverket på Kårstø, som stort sett har vært uvirksomt siden 2012. Likevel har CO₂-prisen en betydelig innvirkning på norske kraftpriser. Årsaken er hvordan vannkraften prises – som regel er det svingproduksjonen i våre naboland som utgjør alternativkostnaden til vannkraft, derfor settes prisen på vannkraft lik produksjonskostnadene for denne alternative svingproduksjonen. Tidligere var det hovedsakelig kullbasert kraft fra kraftvarmeverk i Danmark som utgjorde svingproduksjon, nå er denne produksjonskilden mer sammensatt. Likefullt vil alternativproduksjonen som regel være fossilbasert kraftproduksjon, for eksempel kullkraft i Danmark eller gasskraft i Nederland. Produksjonskostnadene ved disse kraftverkene påvirkes direkte av prisen på utslippskvoter.

Høyere fornybarmål vil, så lenge disse oppnås gjennom støttemekanismer, trekke den norske kraftprisen nedover. Fornybar kraftproduksjon har som regel svært lave produksjonskostnader, og byr dermed sin kraft inn til nettet uavhengig av gjeldende markedspris på kraft, hvilket medfører en prisreduksjon. I så måte vil både fornybarstøtte i Norge så vel som i resten av Europa ha en negativ prisvirkning.

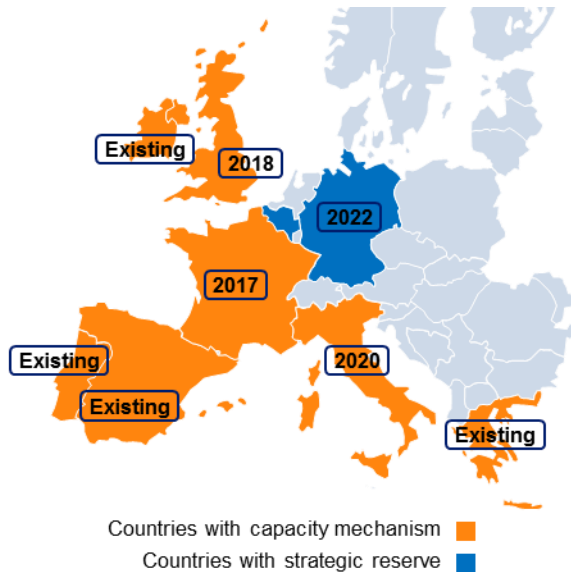
Økt fornybar kraftproduksjon i Norden vil også bidra til et økt kraftoverskudd, som igjen har en priseffekt. Etersom produksjonen fra vann- og vindkraft styres primært av den energien som er tilgjengelig over et år, og kjernekraften vil kjøre jevnt på et optimalt produksjonsnivå, vil økt fornybar kraftproduksjon føre til et større nordisk kraftoverskudd som igjen vil håndteres gjennom økt nettoeksport. Dette betyr igjen at den totale importen og dermed påvirkningen fra kontinentale priser vil minke, og den nordiske kraftprisen vil følgelig falle.

3.1.4 Kapasitetsmarkeder i Europa

I et kraftmarked kan kostnader ved å opprettholde eksisterende produksjon eller å bygge ny produksjon dekkes på to måter: enten ved å betale for levert energi (i øre/kWh) eller ved å betale separat for kapasitet (i NOK/kW). Tidligere var inntekt fra levert energi så godt som den eneste inntektskilden. I nyere tid har imidlertid en hurtig og vedvarende vekst i fornybare produksjonskilder, koblet med økt fokus på forsyningsikkerhet, lagt press på enkelte markeder. Konvensjonelle (termiske) produksjonskilders mulighet til å dekke både produksjons- og kapitalkostnader har falt i tråd med innfasing av stadig mer kraft med lave produksjonskostnader. Dette har presset markedspriser nedover og redusert antall timer det er hensiktsmessig for et termisk kraftverk å produsere.

Den økte pris- og volumrisikoen for termiske kraftverk som fornybarutviklingen har ført med seg, har gitt dårligere incentiver for utbygging av ny termisk kapasitet. En rekke europeiske land har derfor innført ulike kapasitetsmarkedsordninger for å sikre nok termisk kapasitet, f.eks. gasskraftverk, til å balansere uregelmessig fornybarproduksjon. Disse illustreres i Figur 13 under.

Figur 13 – Europeisk markedsdesign



Fotnote: I Tyskland betrakter vi en strategisk reserve-ordning som en overføringsmekanisme som blir gjort permanent fra og med 2022.

Alt annet likt vil en introduksjon av kapasitetsmarked medføre høyere utbygging av ny termisk kapasitet og lavere markedspriser på elektrisk kraft, som et resultat av henholdsvis strengere standarder for forsyningssikkerhet og inntekter fra kapasitetsmekanismer. Kapasitetsbetalinger fører til lavere forsyningsknapphet, og dermed lavere spisslastpriser. Lavere innenlandske markedspriser på kraft fører videre til økt eksport til naboland uten kapasitetsmekanismer.

I land uten kapasitetsmekanismer vil kraftprodusenter bli presset til å by inn sin kraft til relativt lavere priser. Dette gjelder for eksempel for de nordiske landene, hvor kapasitetsmekanismer trolig ikke vil innføres. Innvirkningen på nordiske priser begrenses til spisslastperioder. Lavere spisslastpriser i for eksempel Storbritannia gir lavere spisslastpriser i Norden i tilfeller der det er forsyningsknapphet i Norden og ledig kapasitet på overføringsforbindelser – i slike tilfeller slår britiske priser direkte inn på norske. I britiske spisslastperioder på høsten er imidlertid denne prisvirkningen begrenset, da det er tilstrekkelig nordisk forsyning og høy eksport på overføringsforbindelsene.

3.2 Scenariobeskrivelse

3.2.1 Definisjon av scenarier

Kraftmarkedsscenarioene i denne studien er definert ut fra én sentral premissbærer – europeisk energi- og klimapolitikk. Elementer ved denne politikken ble diskutert i kapittel 3.1. Valg og vektning av disse energipolitiske virkemidlene kan føre til svært ulik utvikling. Dette er grunnlaget for definisjonen av scenarioene i denne analysen.

Scenariene er definert på følgende måte:

- Scenario A: *Karbonmarked*, hvor kvotehandelssystemet er eneste driver for avkarbonisering;
- Scenario B: *Balansert*, med variert virkemiddelbruk bestående av både et relativt sterkt kvotehandelssystem og nasjonale støttesystemer for fornybar energi;

- Scenario C: *Fornybarstøtte*, hvor avkarbonisering gis ulike insentiver i ulike land, gjennom ulike nasjonale energipolitiske mekanismer som fornybarstøtte og kapasitetsmarkeder, og kvotehandelssystemet spiller en beskjeden rolle.
- Scenario D: *Lavkarbonsamfunnet*, hvor en variert virkemiddelbruk som i *Balansert* kombineres med en sterkere avkarboniseringsambisjon for 2050.

Forutsetningene som er lagt til grunn for scenarioene er vist i Tabell 18 og nærmere beskrevet under.

Tabell 18 – Scenariobeskrivelse

| | Koordinert avkarbonisering gjennom karbonprising | Avkarbonisering vha karbonmarked pluss målrettet støtte | Ukoordinert avkarbonisering vha målrettet støtte | Avkarbonisering vha karbonmarked pluss målrettet støtte |
|---|--|---|--|---|
| | <i>Karbonmarked</i> | <i>Balansert</i> | <i>Fornybarstøtte</i> | <i>Lavkarbonsamfunnet</i> |
| Karbonintensitet i 2050 | 50 gCO ₂ /kWh (~88% lavere enn 1990) | 50 gCO ₂ /kWh (~88% lavere enn 1990) | 50 gCO ₂ /kWh (~88% lavere enn 1990) | 30 gCO ₂ /kWh (~93% lavere enn 1990) |
| Fornybarmål | 46% fornybarandel av el-etterspørsel (EU) i 2030 | 46% fornybarandel av el-etterspørsel (EU) i 2030 | 46% fornybarandel av el-etterspørsel (EU) i 2030 | 46% fornybarandel av el-etterspørsel (EU) i 2030 |
| Politisk virkemiddel | Karbonmarked | Karbonmarked + målrettet støtte for dyreste fornybarteknologier | Målrettet støtte til fornybar energi | Karbonmarked + målrettet støtte for dyreste fornybarteknologier |
| Karbonpris | Høy, 120 €/tCO ₂ i 2050 | Balansert, 65 €/tCO ₂ i 2050 | Lav, omtrent €30/tCO ₂ i 2050 | Balansert til 2040, øker til Karbonmarked-nivå i 2050 |
| Markedsbasert støttesystem for lavkarbonteknologi | Ingen | Inkludert, allokert til lavkarbonteknologi som trenger støtte utover karbonpris | Inkludert, allokert til fornybar energi på 'least support'-basis | Inkludert, allokert til lavkarbonteknologi som trenger støtte utover karbonpris |
| Støtte til forsyningsikkerhet | Strategisk reserve i termiske marked | Strategisk reserve i termiske marked, kap.marked i enkelte land | Kapasitetsmarked i termiske marked | Strategisk reserve i termiske marked, kap.marked i enkelte land |
| Overføringsforbindelser | "Høy" utbygging | "Middels" utbygging | "Lav" utbygging | "Middels" utbygging |
| Like antakelser | Brenselpriser, CAPEX og OPEX for nye kraftverk, el-etterspørsel (varierer kun mellom elektrifiseringsalternativ) | | | |

Kilde: Pöyry

Karbonmarked illustrerer en verden der kvotehandelssystemet er eneste avkarboniserings-tiltak. I en slik verden vil CO₂-prisen måtte gi insentiver til så godt som alle påkrevde tiltak for å nå utslippsmålet i 2050. Følgelig vil CO₂-prisen måtte bli vesentlig høyere enn i dag. I dette scenarioet finnes ikke spesifikke støttesystemer for fornybar energi, og forsyningsikkerhet besørjes ved å opprette strategiske reserver heller enn å benytte kapasitetsmarkeder. Dette betyr at knapphetsperioder tidvis gir utslag i høye spisslastpriser. Som følge av virkningene CO₂-prisen har på kraftprisen vil prisforskjellene mellom Norge og Kontinentet bli høye, hvilket gir gode insentiver til utbygging av overføringsforbindelser

Fornybarstøtte utgjør motpolen til *Karbonmarked* når det kommer til virkemidler. I dette scenarioet spiller kvotehandelssystemet kun en liten rolle, siden hver enkelt medlemsland er gitt anledning til å utforme sin egen utviklingsbane for avkarbonisering. Den primære driveren er støttesystemer for fornybar energi, komplementert av kapasitetsmarkeder (for termisk produksjon) for å ivareta forsyningsikkerhet. I dette scenarioet gis insentiver gjennom andre mekanismer enn CO₂-prisen. Denne prisen vil derfor forbli relativt lav, og følgelig øker kraftprisene i mindre grad. Lave kraftpriser både i Norden og på Kontinentet støtter ikke økt overføringskapasitet utover planlagte utbygginger.

Balansert er en mellomting mellom de to foregående scenarioene. Her spiller kvotehandelssystemet en relativt viktig rolle, men det er satt et tak på CO₂-prisen som gjør det påkrevd

med ekstra støtte for de dyreste klimatiltakene. Forsyningssikkerhet støttes primært av strategiske reserver, og kapasitetsmekanismer i enkelte land.

Lavkarbonsamfunnet har definert en høyere ambisjon for avkarbonisering. I de tre første scenarioene antas det at EUs og Norges konkrete 2030-mål oppfylles, men at man ikke når helt frem til EUs ambisjon for karbonintensitet i 2050. I *Lavkarbonsamfunnet* oppfylles også denne ambisjonen. De totale kostnadene for avkarbonisering blir dermed vesentlig høyere. Virkemiddelbruken er som i *Balansert* en kombinasjon av kvotemarked og ekstra støtte for de dyreste tiltakene. CO₂-prisen er i 2050 begrenset oppad til samme prisnivå som i *Karbonmarked*.

I tillegg til de fire ovennevnte scenarioene er det gjort en sensitivitetsanalyse for scenarioet *Balansert*. Det antas i denne sensitiviteten at Johan Castberg-elektrifisering direkte trigger utbygging av ny fornybar produksjonskapasitet i Norge, med en produksjon som tilsvarer forbruket på Johan Castberg. Denne sensitiviteten brukes kun for å analysere utslippsvirkninger av lokal istedenfor global forsyningstilpasning, og resultater presenteres i kapittel 3.4.6.

Alle scenarioer modelleres for prognoseperioden 2015-2050¹². De viktigste forutsetningene for hvert scenario skisseres under.

3.2.2 Oppnåelse av energipolitiske målsettinger og ambisjoner

Kapittel 3.1 beskrev EUs målsettinger og ambisjoner innen energi- og klimapolitikk, og pekte på hvorfor dette er ansett som den viktigste driveren for kraftmarkedets utvikling i analyseperioden. Pöyry vurderer det som sannsynlig at EU forplikter seg til ambisiøse utslippskutt for kraftsektoren fram mot 2050, og at en forventning om en betydelig avkarbonisering er realistisk. Imidlertid er virkemiddelbruken fortsatt uavklart, og det er usikkert hvilken tilnærming EU velger. Denne usikkerheten er sentral for definisjonen av kraftmarkedsscenarioene i denne rapporten.

Scenarioene *Karbonmarked* og *Fornybarstøtte* utgjør ytterpunktene på virkemiddelskalaen som gir utfallsrommet. Disse scenarioene divergerer sterkt fra dagens situasjon: EU har så langt gitt nasjonalstater en viss medbestemmelsesrett i utformingen av klimapolitikk på siden av kvotehandelsystemet – hvilket indikerer at EU mener kvotemarkedet har sine begrensninger. *Balansert* og *Lavkarbonsamfunnet* representerer en tilnærming som er mer lik dagens situasjon.

Scenarioene *Karbonmarked*, *Fornybarstøtte* og *Balansert* er definert til ikke fullt ut å møte EUs ambisjon for karbonintensitet i 2050. Dette er en antakelse gjort av Pöyry, og baseres på langsiktige markedsanalyser som indikerer at EUs målsetting vil bli svært krevende å oppnå, både av kostnadsmessige og politiske grunner. Et så ambisiøst utslippsmål betyr at umodne, lav-karbon produksjonskilder må spille en økende rolle i kraftmiksen fremover. Samtidig vil det bli svært kostbart å skaffe til veie fleksibel og utslippsfri kapasitet – kraftverk med CCS er i realiteten en av få løsninger. For å nå en ambisjon på 20 gCO₂/kWh ved hjelp av karbonmarkedet alene, må CO₂-prisen tillates å stige til et nivå i nærheten av 250 EUR/tCO₂¹³. For enkelte land kan så høye priser bety at lokal industri og forbrukere får kostnader som ikke er bærekraftige, slik at nasjonale myndigheter ser seg nødt til å iverksette tiltak som demper effekten.

¹² Vi simulerer prognoseperioden i femårs-intervaller. Modellerte år er 2015, 2020, 2025, 2030, 2035, 2040, 2045 og 2050. Dette er pga BID3-modellens omfattende behov for datakapasitet som gjør hver enkelt simulering veldig tidkrevende. Resultat for mellomliggende år vil være intrapoleringer, mens resultat for de to siste årene av JCs levetid, 2051 og 2052, settes likt resultatene for 2050.

¹³ Pöyry (2012): *Future Market Design*. Se: http://www.poyry.com/sites/default/files/media/related_material/0013_pov_from_ambition_to_reality_-_decarbonisation_final1111_web2.pdf

En karbonintensitet på 50 gCO₂/kWh gir en modellert CO₂-pris på 120 EUR/tCO₂ i *Karbonmarked*. Dette er et prisnivå som nordiske og kontinentale kraftmarkedsaktører anser som svært høyt, men ikke urealistisk¹⁴. CO₂-prisen i *Lavkarbonsamfunnet* er derfor begrenset oppad til samme nivå som for *Karbonmarked*. En CO₂-pris på 120 EUR/tCO₂ vil alene kunne gi en avkarbonisering tilsvarende 88% utslippskutt (se kapittel 3.4.1), men for å nå 93% som dette scenarioet skisserer trengs ytterligere stimulans for de dyreste lavkarbonløsninger, som umoden fornybarproduksjon og CCS.

Priser på CO₂ og fossilt brennstoff

Utviklingen av internasjonale priser på fossile brenslere og CO₂ henger sammen. Erstatning av kullkraft med gasskraft («brenselbytte») er et tiltak som reduserer CO₂-utslipp; CO₂-prisen som trengs for å trigge et slikt brenselbytte er en funksjon av det relative forholdet mellom kull- og gasspriser. En høyere CO₂-pris av samme grunn øke gassetterspørselen og -prisen.

I denne studien er denne sammenhengen forenklet ved å anta faste brenselpriser gjennom analyseperioden og på tvers av scenario. Dette er gjort først og fremst for å tydeliggjøre energipolitikkenes påvirkning på CO₂-prisen og på kraftmarkedet som helhet. Om brenselprisene varierer over tid og på tvers av scenario vil påvirkningen av energipolitikk på kraftmarkedet bli vanskeligere å spore, da kraftmarkedsvariasjoner også kan tilskrives brenselprisvariasjoner. Imidlertid vil ikke ulike brenselprisbaner endre konklusjonene vesentlig – markedsprisvariasjonen mellom *Karbonmarked* og *Fornybarstøtte* vil uansett være betydelig. Dessuten er det ikke grunnlag for å forvente stor brenselprisforskjell mellom scenarioene: kraftteterspørselen er lik, mens etterspørselen etter kull og gass vil være noenlunde lik på lang sikt siden kullkraft og gasskraft fases ut (se kapittel 3.4). Antakelser er vist i Tabell 19 og Figur 14 under.

Tabell 19 – Brensels- og CO₂-priser

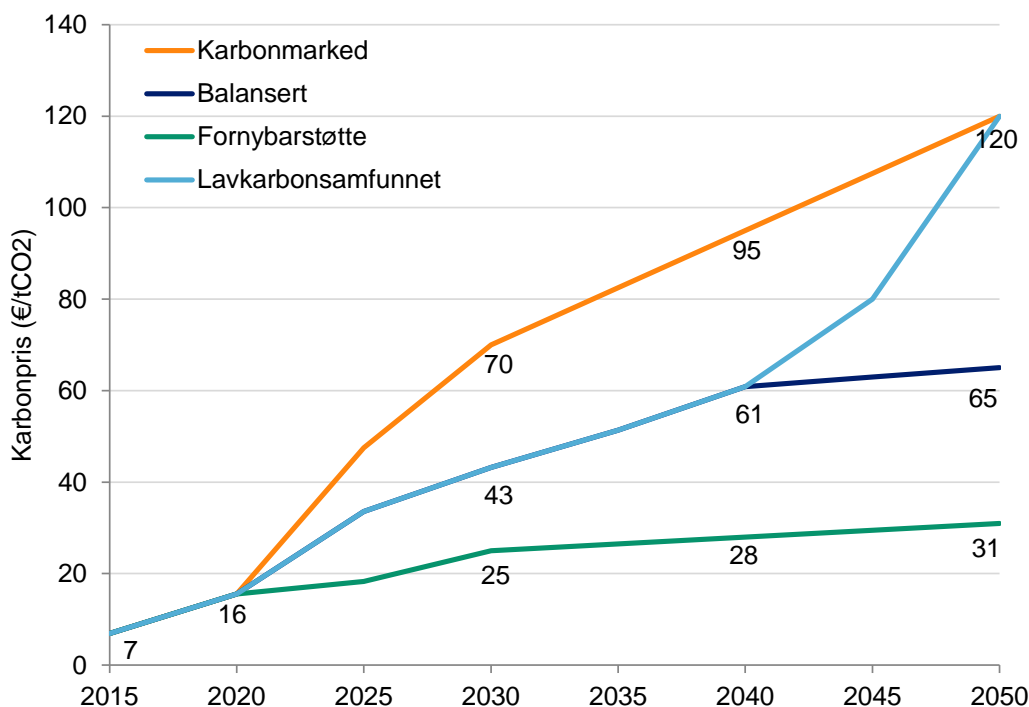
| | 2015 | 2020 | 2030 | 2040 | 2050 |
|--|------|------|------|------|------|
| CO ₂ -pris, EUR/tCO ₂ (Karbonmarked) | 6.9 | 15.6 | 70 | 95 | 120 |
| CO ₂ -pris, EUR/tCO ₂ (Balansert) | 6.9 | 15.6 | 43 | 61 | 65 |
| CO ₂ -pris, EUR/tCO ₂ (Fornybarstøtte) | 6.9 | 15.6 | 25 | 28 | 31 |
| Gass, EUR/MWh | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| Kull, EUR/MWh | 10.5 | 10.5 | 10.5 | 10.5 | 10.5 |

Kilde: Pöyry

CO₂-priser er avledet av kvotemarkedets rolle – i *Karbonmarked* må prisen øke til et nivå som gjør fornybar energi, kjernekraft og CCS konkurransedyktige med konvensjonell kraftproduksjon uten hjelp av støtte utenfor markedet. I *Fornybarstøtte*, derimot, reflekterer en lavere pris en omfattende støtte utenfor markedet, som i realiteten betyr at kvotemarkedet ikke behøver å finansiere like mange tiltak.

¹⁴ Dette prisnivået er et modellresultat – det tilsvarer den prisen som trengs for å insentivere lavkarbonløsninger som til sammen gir et utslippskutt på 88%. I en tidligere Pöyry-studie *Nordics-Baltics 2050* (2014), ga en rekke kraftmarkedsaktører, deriblant seks nordiske og baltiske kraftprodusenter, tre nordiske TSOer, en kraftbørs og et kontinentalt kraftselskap sin tilslutning til dette prisnivået som høyt, men mulig.

Figur 14 – CO₂-prisutvikling per scenario, EUR/tCO₂



Kilde: Pöyry

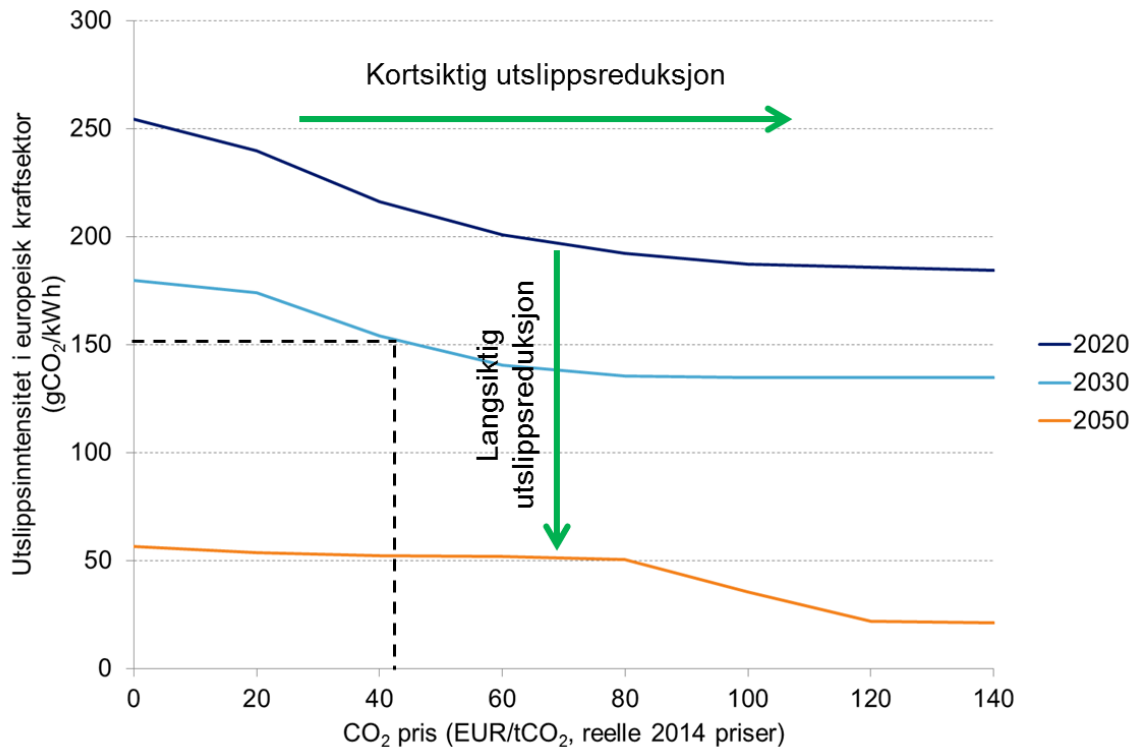
Prisnivået på CO₂-utslipp i alle scenarier stiger for hvert år. Dette gjenspeiler for det første dagens lave nivå på CO₂-priser, og for det andre at flere tiltak fremover befinner seg på neste steg av tilbudskurven. I *Karbonmarked* når prisnivået 120 EUR/tCO₂. Dette nivået er ikke tilfeldig valgt. 120 EUR/tCO₂ er omtrent det prisnivået som trengs for å gjøre kjernekraft og enkelte CCS-teknologier konkurransedyktig med konvensjonell kraftproduksjon.

CO₂-prisen må over tid være høy nok til å motivere langsiktige utslippstiltak, gjennom å sikre at det er attraktivt å investere i lavkarbonteknologier, og til å møte mer kortsiktige utslippsmål. Alle scenarioene skal møte EUs 2030-målsetting for utslippsintensitet på mellom 121 og 176 gCO₂/MWh (se kapittel 3.1.2). I *Balansert* nås målet med 151 gCO₂/MWh.

Figur 15 viser modellerte CO₂-utslipp fra kraftsektoren i *Balansert scenario* som en funksjon av CO₂-pris (x-aksen) og tid (ulike linjer). Figuren viser at utslippsintensiteten i *Balansert* i 2030 er konsistent med en CO₂-pris samme år på 43 EUR/tCO₂. Den synliggjør videre to effekter:

- Kortsiktig utslippseffekt: i et gitt år vil høyere CO₂-pris føre til lavere utslipp, i hovedsak fordi man på kort sikt kjører mer gasskraft på bekostning av kullkraft.
- Langsiktig utslippseffekt: etter hvert som andelen lavkarbonproduksjonskapasitet i Europa øker (f.eks. fornybart, kjernekraft, CCS) vil utslippsintensiteten for en gitt CO₂-pris reduseres betraktelig.

Figur 15 – Sammenheng mellom utslipp og CO₂-pris over tid, gCO₂/kWh



Kilde: Pöyry

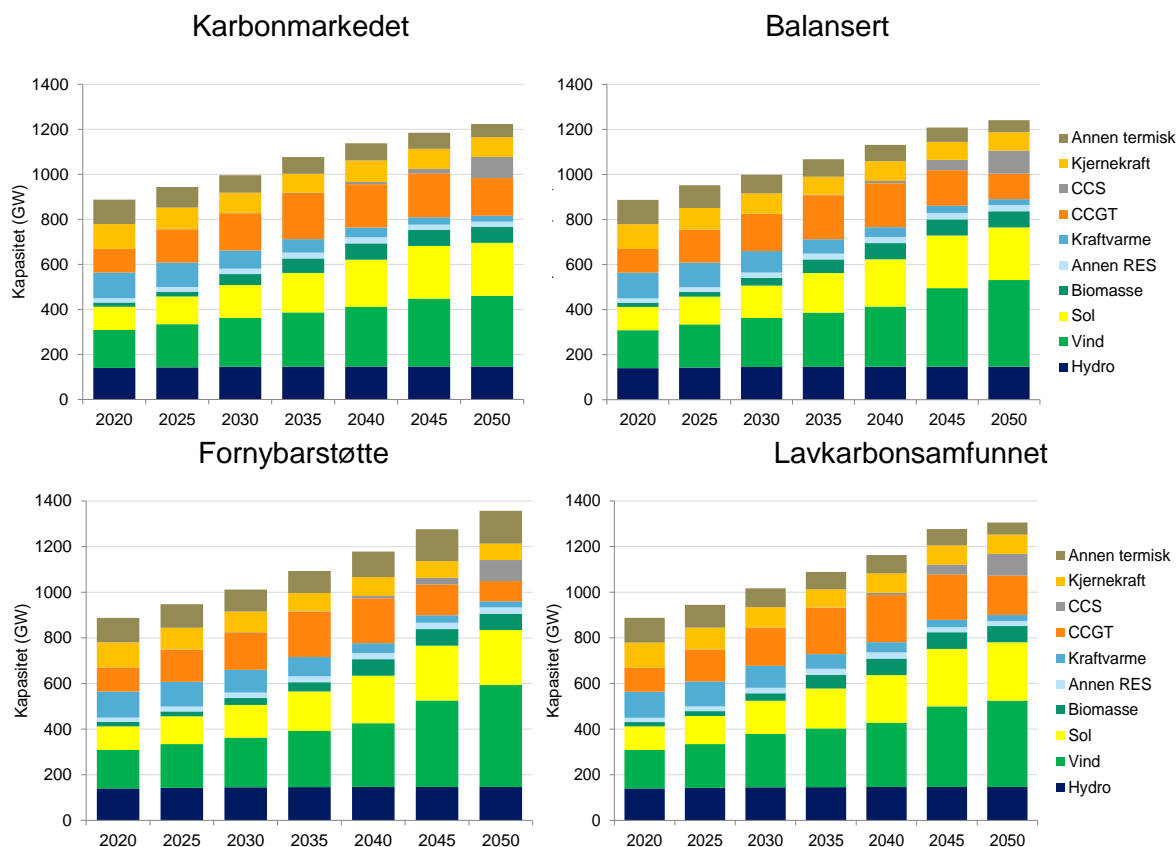
Man kan stille spørsmål ved om dagens EU ETS-regime er stramt nok til at en utslippsintensitet rundt 150 gCO₂/kWh er realistisk, og på den bakgrunn argumentere for at scenariene burde lagt en lavere måloppnåelse i 2030 til grunn. Motargumentet er at EU ikke har tid å miste om 2050-visjonen om en utslippsfri kraftsektor skal nås. Hvert nye skritt på avkarboniseringsskalaen er mer krevende enn det forrige, og det er urealistisk å anta at man vil klare å gjøre all avkarbonisering i perioden 2030 til 2050. En underliggende forutsetning for scenarioene der karbonpris spiller en rolle er derfor at vi i de kommende årene vil se endringer i designet av EU ETS som vil sikre at 2030-målene nås.

Prisen i EU ETS-markedet reflekterer ikke bare tiltakskostnaden i dag, men også hva man forventer at den vil være i de påfølgende årene. Dette skyldes muligheten til å «lagre» kvoter som dagens handelssystem legger til rette for. Man kan være villig til å gjøre tiltak for å kutte utslipp i dag om man forventer å kunne selge kvotene for en høyere pris neste år. Dette betyr at prisen i 2030 ikke bare reflekterer hva det vil koste å nå 2030-målene, men i noen grad også det man trenger for å nå de mer langsiktige ambisjonene i EU.

3.2.3 Produksjonskapasitet

Det vil ventelig være betydelige forskjeller i hvilke nye investeringer som blir fremtredende i de ulike scenarioene. I en verden dominert av fornybarstøtte forventes fremtidig utbygging først og fremst å bestå av ulike fornybare forsyningskilder – fossilfrie termiske investeringer, som kjernekraft, vil ikke kunne realiseres uten direkte støtte, som i praksis er vanskeligere å realisere enn fornybarstøtte. I en verden hvor karbonprisen er den viktigste klimadrivere vil derimot fornybar kraftproduksjon i langt større grad konkurrere på kommersielle vilkår mot ikke-fornybar utslippsfri kraftproduksjon. Figur 16 under viser de ulike sammensetningene av produksjonskapasitet på tvers av de ulike scenarioene.

Figur 16 – Produksjonskapasitet i de fire scenarioene, GW



Kilde: Pöyry

Som ventet er fornybarutbyggingen større i *Fornybarstøtte* og *Balansert* enn i *Karbonmarkedet*. Der hvor fornybarstøtten er høy finner vi også høyere kapasitetsnivå på andre termiske verk (primært OCGT) som finansieres gjennom kapasitetsmarkeder for å sikre kapasitetsmarginer ved stor utbygging av fornybare teknologier. I *Karbonmarkedet* får dessuten CCS-teknologier en noe mer fremtreden rolle.

3.2.4 Kraftforbruk

Kraftforbruket i Norge, og Europa for øvrig, bestemmes av en rekke faktorer, både markedsbaserte faktorer (kraftpriser og økonomisk vekst) og politiske faktorer (konvertering til elektrisitet fra andre energikilder til fastsatte formål som for eksempel biltransport). Forbruket i Norge forventes å øke noe frem mot 2050 som følge av økonomisk vekst, flere industrietableringer og konvertering til elektrisitet, mens energieffektiviseringstiltak utgjør en demper for veksten.

Den underliggende etterspørselsutviklingen frem mot 2050 er Pöyry's sentrale utviklingsbane, det vil si en "Business-as-usual"-framskrivning av dagens etterspørselsnivå. Framskrivningen er bygd opp av følgende tre steg:

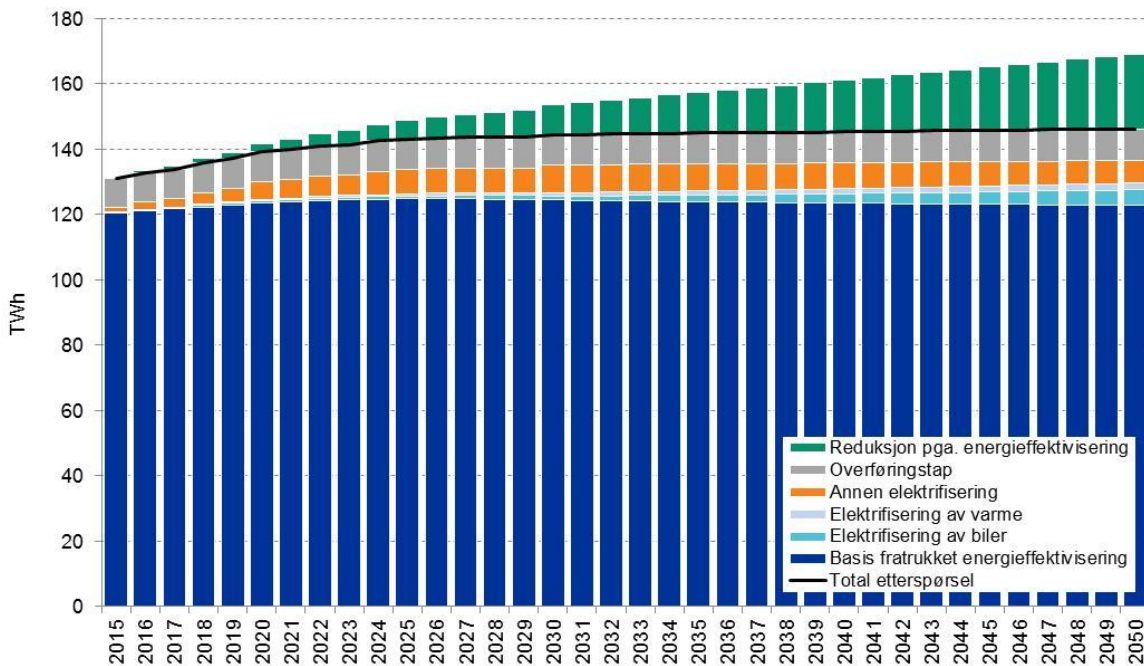
1. Framskrivning av underliggende etterspørselsvekst basert på forventet BNP vekst – dette gir basissetterspørselen.
2. Ny etterspørsel som følge av elektrifisering av økonomien legges på toppen av basissetterspørselen. Den nye etterspørselen er et resultat av en økning i andelen elektriske biler, overgang fra fossil oppvarming til elektrisk oppvarming og annen elektrifisering i

form av elektrifisering av norsk sokkel samt etablering av nye forbrukere som eksempelvis datasentre og ny industriproduksjon.

3. Reduksjon av den totale etterspørselen som følge av energieffektivisering.

Figur 17 viser etterspørselsutviklingen som ligger til grunn i de fire scenarioene frem mot 2050 – bestående av basissetterspørsel, ny etterspørsel som følge av elektrifisering av biler, elektrifisering av varme og annen elektrifisering, overføringstap og reduksjon i total etterspørsel som følge av energieffektivisering. Den totale norske etterspørselen er vist ved den svarte linjen i figuren.

Figur 17 – Etterspørselsfremskriving fordelt på ulike komponenter

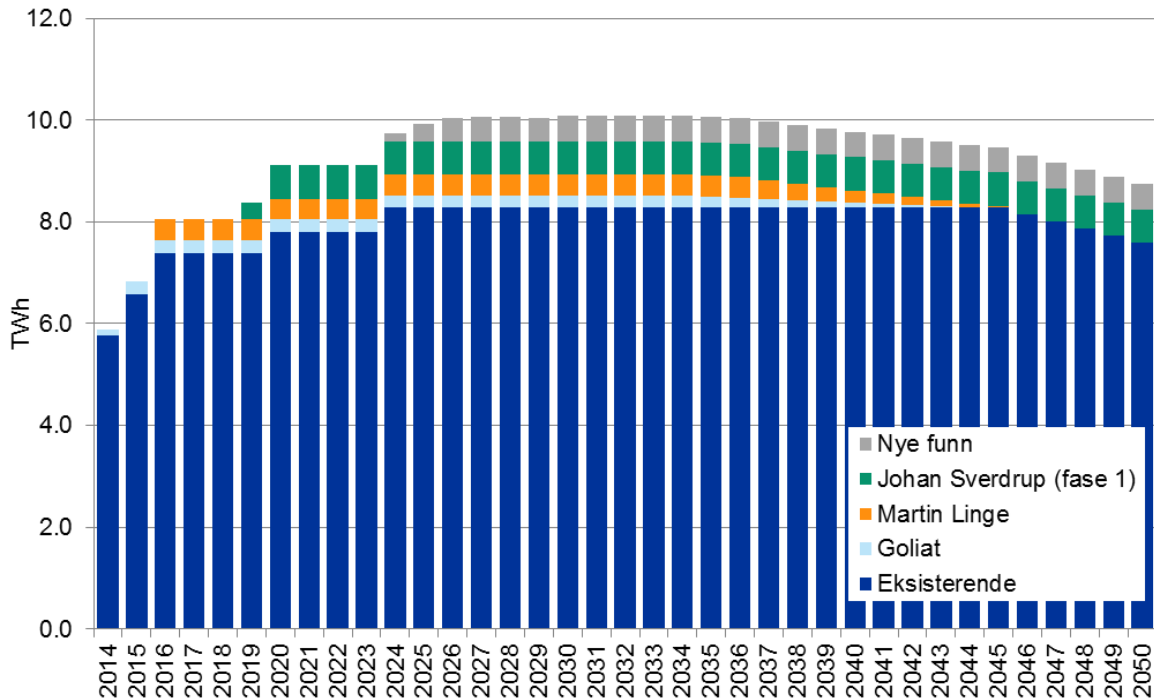


Kilde: Pöyry

Kraftetterspørselen fra norsk sokkel utgjør rundt 6 TWh i 2015. Mesteparten av denne etterspørselen kommer fra gassterminaler på land (ca. 70 prosent), men det er også noen eksisterende offshore installasjoner (Troll A, Valhall og Gjøa). Etterspørselen etter kraft fra land øker ytterligere når de planlagte elektrifiserte installasjonene Goliat, Martin Linge og Johan Sverdrup (fase 1) blir satt i drift. Det er antatt nye funn både for eksisterende og nye felt slik at produksjonen opprettholdes i hele levetiden til plattformene. I tillegg er det inkludert i våre sentrale etterspørselsantakelser at ytterligere ett funn med gjennomsnittlig kraftbehov på 0,5 TWh vil bli vedtatt elektrifisert. Ytterligere elektrifisering av Utsirahøyden (Ivar Aasen, Gina Krog, Edvard Grieg og Johan Sverdrup fase 2), som ble vedtatt av Stortinget i 2014, er foreløpig ikke en del av Pöyrys sentrale etterspørselsprognoser.

Figur 18 viser våre antagelser for kraftetterspørsel som følge av elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner på norsk sokkel. Antagelsene impliserer at etterspørselen øker fra rundt 6 TWh i 2015 til over 10 TWh i perioden 2025 til 2037, før den faller gradvis mot 2050 som følge av at noen felt når forventet levetid for produksjonsplattformen.

Figur 18 – Estimert etterspørsel som følge av elektrifisering av norsk sokkel, TWh



Kilde: Pöyry

For å kunne analysere betydningen for kraftmarkedet og klimavirkninger som følge av elektrifisering av norsk sokkel, legges det til etterspørsel fra norsk sokkel utover den forventede etterspørselen diskutert ovenfor. Vi anvender altså samme forbruksfremskrivning på tvers av våre scenarier, men lar forbruket variere som følge av elektrifiseringen av Johan Castberg. Disse forbruksvariasjonene henger sammen med prognoser for kraft- etterspørsel på Johan Castberg for de tre elektrifiseringsalternativene beskrevet i kapittel 2.1.

3.2.5 Overføringskapasitet

Bygging av overføringskabler til utlandet er delvis en markedsmessig og delvis en politisk vurdering. Kablene som bygges av for eksempel Statnett må være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Det er generelt også mulig å bygge kabler basert på kommersiell lønnsomhet (dog ikke i Norge), og i tilfelle må flaskehalsinntektene alene dekke investerings- og driftskostnadene. Større prisforskjeller mellom Norge og Europa øker både flaskehalsinntektene og det samfunnsøkonomiske overskuddet for kabler. Samtidig påvirkes utbyggingsviljen av hensyn til fleksibilitet og forsyningsikkerhet, som i noen grad er drevet av politiske vurderinger. Utbygging av fornybar kraftproduksjon fordrer for øvrig god innenlands nettkapasitet. I et tilfelle hvor Norge har overskudd på kraftbalansen, kan flere overføringslinjer til utlandet påvirke kraftprisene.

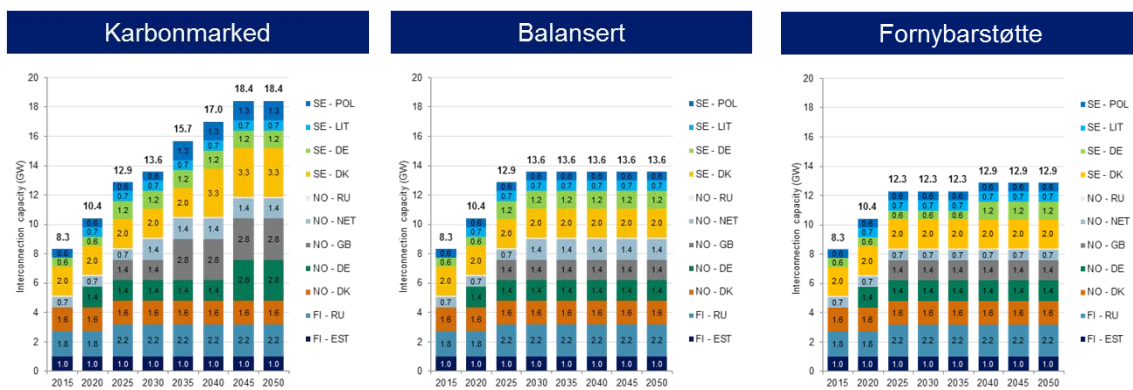
Utbygging av overføringsforbindelser er i tillegg drevet frem av EUs energipolitiske målsetting om et felles europeisk kraftmarked. EU-kommisjonens målsetting er en samlet overføringskapasitet (mellom land) i 2030 lik 15 % av kraftetterspørselen. Denne målsettingen er riktignok ikke-bindende, selv om én overføringsforbindelse så langt er realisert som følge av EUs direktiver¹⁵. ENTSO-E, EUs overordnede organ for europeiske system-

¹⁵ Dette er Nord.Balt-linjen mellom Sverige og Litauen, som forventes å være fullt operativ i 2016.

operatører, støtter denne målsettingen, men anbefaler nasjonalspesifikke målsettinger med utgangspunkt i organets nettutviklingsplan¹⁶. I alle våre scenarier antas det at prosjektene rapportert i ENTSO-Es nettutviklingsplan realiseres.

Overføringskapasiteten er høyere i *Karbonmarked* enn i de andre to scenariene. Store prisforskjeller mellom Norden og Kontinentet i dette scenariet gir bedre bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske insentiver enn tilfellet er med lave prisforskjeller. Det bedriftsøkonomiske insentivet kommer fra det at høye prisforskjeller genererer høye flaskehalsinntekter for eieren av overføringskapasiteten. Det samfunnsøkonomiske insentivet er at nytten ved en overføringsforbindelse øker jo høyere prisforskjellen er – for høyprisregionen øker konsumentoverskuddet mer enn produsentoverskuddet faller, og vice versa for lavprisregionen. Antakelsene for overføringskapasitet er vist i Figur 19.

Figur 19 – Overføringskapasitet per scenario



Kilde: Pöyry
 Note: Overføringskapasiteten i Lavkarbonsamfunnet tilsvare Balansert.

Mens overføringskapasiteten mer enn doubles sammenlignet med dagens nivå i *Karbonmarked*, begrenses utviklingen i *Fornybarstøtte* oppad til dagens planlagte prosjekter. Dette gir et godt bilde på hvor stor ulikheten mellom scenarioene er. I *Fornybarstøtte* innfører alle land støttetiltak utenfor markedet, noe som blant annet forringer markedsprisens rolle som driver av produksjon og investeringer. Markedsprisen blir dermed lav i alle europeiske land, og prisforskjellene likedan. I en slik verden, med lave kraftpriser og mye uregelmessig kraftproduksjon, ligger nytteverdien av overføringsforbindelser først og fremst i handel av *effekt*. I *Karbonmarked* derimot vil kraften flyte på en mer ensrettet måte, fra overskuddsregionene i Norden til Kontinentet. Her handles altså *energi*, og nytteverdien av overføringsforbindelser reflekterer hensiktsmessigheten av å la Norden ta en større del av avkarboniserings tiltakene, ettersom fornybarressursene koster mindre å utvikle her.

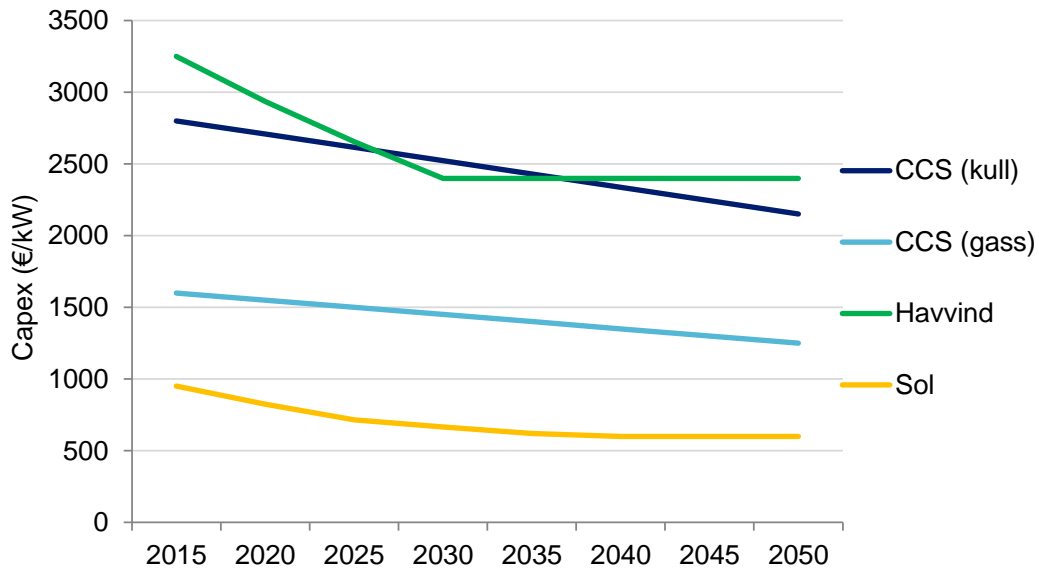
3.2.6 Kostnad for ny kraftproduksjon

I tillegg til produksjonskostnader vil ny kraftproduksjon også bestemmes av kapital-kostnader, altså hva det koster å bygge for eksempel et vindkraftverk eller gasskraftverk. Tradisjonelt har konvensjonelle teknologier hatt lavere kapitalkostnader enn fornybarteknologier, mens produksjonskostnadene for fornybare energi har vært lavere. Dette er fortsatt tilfelle, men flere fornybarteknologier, særlig landbasert vind og solkraft, har hatt fallende kapitalkostnader over lengre tid som følge av teknologisk utvikling. Denne trenden vil mest sannsynlig fortsette, og de produksjonsteknologier som i dag anses som umodne

¹⁶ ENTSO-E (2014): TYNDP – Ten-Year Network Development Plan. Se: <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/Pages/default.aspx>

vil formodentlig i fremtiden bli modne, samtidig som kapitalkostnadene vil falle. Figur 20 under viser kostnadsutviklingen som Pöyry har lagt til grunn for et knippe umodne teknologier.

Figur 20 – Kostnadsutvikling for umodne teknologier



Kilde: Pöyry, NTNU/EU-ZEP (2014)

Figuren viser et vesentlig potensial for kostnadsreduksjon for havbasert vindkraft og solkraft. Antakelsen om at investeringskostnadene for havbasert vindkraft flater ut etter 2030 er en konservativ antagelse, men er vurdert til ikke å ha vesentlig betydning for resultatene i denne studien. Kostnadsreduksjoner drives primært av tre ting: teknologisk utvikling, forbedrede finansieringsrutiner og -verktøy, og stordriftsfordeler. Grunntanken er at jo mer som bygges av en umoden teknologi, jo raskere vil kostnadene falle. Dette gjelder også for CCS-teknologier.

3.2.7 *Trender og usikkerheter*

Formålet med denne studien er å analysere endringer i kraftmarkedet som følge av elektrifisering. Analysen gjøres for flere ulike scenarier. Disse scenarioene er ment, som spesifisert i kapittel 3.2.1, å reflektere spennet i aktuelle policy-løsninger for avkarbonisering. Hovedformålet er altså å se på effekter av elektrifisering i ulike fremtidige policy-scenarier¹⁷.

Hva så med selve kraftmarkedet, og teknologiene som utgjør det? Det vil til enhver tid finnes trender, begynnende eller mer modne, med mulighet til å endre utviklingsbanen til et marked som kraftmarkedet. I en rapport som skal forsøke å si noe om fremtiden vil dette alltid være en utfordring – hvilke endringer kan man realistisk forvente, og hvor raskt? Man må her skille mellom 1) endringer som følger av utvikling over tid, og 2) endringer som følger av «sjokk». Førstnevnte kategori er det mulig å ta hensyn til. Kostnadskurven for solkraft i Figur 20 er et slikt estimat for utvikling av solkraft-kostnader over tid – vi forventer en videre betydelig nedgang i kostnader for solkraft. Sistnevnte kategori, derimot, er det u hensiktsmessig å inkludere i denne analysen. For eksempel å anta et fremtidig forbud mot

¹⁷ For ordens skyld, dagens markedsprinsipper, for eksempel marginalprising, er drevet av andre politiske avgjørelser og ligger derfor fast.

en spesifikk type produksjonsteknologi vil være både svært krevende og spekulativt. Det er også svært vanskelig å si noe om teknologier som i dag er tidlig i utviklingsprosessen – slik solkraft var for 20 år siden. Dette er både fordi teknologien i seg selv er i utvikling, og fordi kostnadsbanen og adopsjonsraten er svært usikker.

Eksempler på trender vi ser i dag som kan få potensielt stor betydning i fremtiden er: økt grad av forbrukertilpasning til pris; desentralisering av kraftproduksjon, med en større andel små enheter på nettet; økning i stor-skala lagringskapasitet, som med tiden kan erstatte dagens toppplastkapasitet; internasjonale forbud mot spesifikke produksjonsteknologier, som for eksempel kjernekraft eller kullkraft, etc.

Vi kan se på eksempelet solkraft i mer detalj. En storstilt utbygging av solceller – hundretalls GW – vil helt klart forårsake en omveltning i kraftmarkedene: det vil føre til overproduksjon av kraft på dagtid om sommeren som igjen vil presse kraftprisene ned. En rekke andre reaksjoner vil også forventes, for eksempel utvikling av lagringsteknologier (batterier som kan benyttes for døgnvariasjoner), men også en viss avdemping i investeringsappetitt. Inntektskannibalisering – det at høy utbygging av en lavmarginalkostteknologi presser prisene ned, som igjen gjør det mindre attraktivt å investere – vil bety at utbygging vil nå et metningspunkt hvor det ikke lenger vil lønne seg å bygge mer. Batteriteknologi kan forskyve dette punktet, men ikke forhindre at det nås.

Den sentrale variabelen for å forstå utslippseffektene av elektrifisering er den marginale produksjonsenheten: hvilke produksjonsressurser vil levere det marginale energibehovet skapt av elektrifisering av Johan Castberg? Resultatene som følger i kapittel 3.4 viser at det ikke er solkraft, men gasskraft, som er den marginale ressursen, og det er nettopp dette resultatet som driver vår konklusjon om klimaeffekt. Selv i en verden med stort innslag av lite regulerbar solkraft, er det fortsatt gass som kan forventes å være på marginen, og klimaeffekten av å elektrifisere Johan Castberg vil være begrenset.

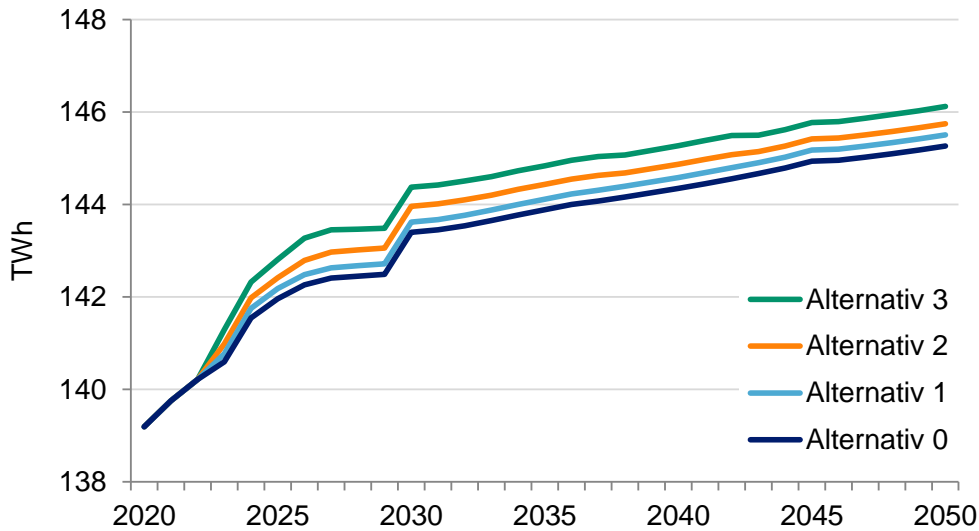
Hovedscenariene i denne rapporten er konstruert med et blikk mot fremtiden, men basert på dagens teknologier. Investeringer gjøres på bakgrunn av økonomiske betraktninger – det er kostnadsantakelsene (i tillegg til CO₂-priser, brenselpriser osv.) som i stor grad driver kapasitetsutviklingen. Dette gjelder for både produksjonskapasitet og overføringskapasitet. Scenariene i denne rapporten må dermed også leses på denne måten: som et estimat for fremtiden basert på økonomiske betraktninger og en realistisk forventning til teknologit utvikling og handlemåter man kjenner hovedtrekkene av i dag.

3.3 Betydningen av elektrifisering for kraftmarkedene

Hvert av de fire kraftmarkedsscenariene simuleres med fire ulike forbruksbaner. Variasjonen i disse forbruksbanene tilskrives kun ulike grader av elektrifisering av Johan Castberg. Alt annet er konstant. For hvert scenario kan det dermed analyseres hvilke konkrete virkninger elektrifisering vil ha på både det norske og det kontinentaleuropeiske kraftsystemet.

De ulike forbruksbanene er skissert i Figur 21 under (merk: y-aksen er brutt). Figuren viser samlet kraftforbruk i Norge gjennom prognoseperioden. Prognosen for kraftforbruket i Alternativ 0, dvs. ingen elektrifisering av Johan Castberg, er nærmere beskrevet i kapittel 3.2.4. Kraftforbruket forventes å stige frem mot 2050, primært drevet av økning i alminnelig forbruk drevet av økonomisk vekst, nye industrianlegg og konvertering til elektrisitet fra fossile energibærere for nye forbrukskilder (transport og varme). I tillegg vil noe ny aktivitet på sokkelen elektrifiseres – Goliat, Martin Linge og Johan Sverdrup (fase 1) er de viktigste enkeltpunktene. Veksten i forbruket dempes imidlertid av økt energieffektivisering.

Figur 21 – Samlet kraftforbruk i Norge ved ulik grad av elektrifisering av Johan Castberg



Kilde: Statoil og Pöyry

De fire linjene i figuren over representerer de ulike forbruksalternativene. Den mørkeblå linjen (Alternativ 0) viser norsk forbruk i tilfellet med lokal energiforsyning på Johan Castberg fra gassturbiner med varmegjenvinning. Den grønne linjen (Alternativ 3) viser kraftforbruket i tilfellet der hele energibehovet på feltet dekkes av kraft fra land. Forskjellen i kraftforbruk mellom Alternativ 0 og Alternativ 3 er på omtrent 0,9 TWh gjennom hele prognoseperioden. Dette betyr at det norske kraftforbruket Alternativ 3 i gjennomsnitt er 0,9 TWh høyere enn det ville vært med lokal kraftgenerering (Alternativ 0). Forskjellen mellom Alternativ 0 og elektrifiseringsalternativene 1 og 2 er noe mindre. Det er forutsatt et overføringstap på forbindelsen fra fastlandet til Johan Castberg på 8,5 prosent.

Elektrifisering innebærer isolert sett et høyere uttak fra det norske kraftnettet. Siden elektrisk kraft av fysiske grunner følger minste motstands vei i nettet, vil dette kraftuttaket primært være basert på fornybare kraftkilder, i hovedsak nordisk vannkraft. Elektrifisering fører imidlertid til ytterligere ringvirkninger på kraftmarkedet, både i Norge og resten av Europa. Disse ringvirkningene kan forklares med følgende resonnement: Norske vannkraftverk kan justere sin produksjon for å møte kortsiktige svingninger i kraftteterspørselen. Men over tid vil eksisterende kraftverks samlede kraftproduksjon være uendret. Fornybar kraftproduksjon som vindkraft og elvekraft tilpasser helt og holdent produksjonen etter tilgangen på energi (vind og vann), noe som ligger konstant for alle elektrifiseringsalternativene. Dette prinsippet gjelder også for magasinbasert vannkraft, selv om denne produksjonsformen har større justeringsmuligheter innenfor korte tidsrom enn elvekraft og vindkraft. Også for et magasinbasert vannkraftverk er den samlede årsproduksjonen bestemt av tilsiget av vann, og ikke av forbruksendringer. Vannkraftoperatører vil i normalår forsøke å avslutte året med omtrent samme fyllingsgrad som ved starten av året. Det vil i praksis være avvik fra dette prinsippet fra år til år, men disse avvikene kan ikke være systematiske. I så fall ville vannkraftverket enten flomme over eller gå tomt, noe operatører for enhver pris vil unngå.

Siden norsk kraftproduksjon fra eksisterende kraftverk blir liggende fast uavhengig av forbruksøkningen fra en eventuell elektrifisering av Johan Castberg, vil et økt forbruk på sokkelen først og fremst vil gi lavere nettoeksport til utlandet. Den tapte eksporten vil i sin tur måtte erstattes med produksjonsøkninger andre steder i det europeiske kraftsystemet.

Produksjonsøkningene vil komme fra forsyningskilder med ledig produksjonskapasitet. Dette er primært *ikke* fornybar kraftproduksjon. Trolig er det kullkraft og gasskraft som vekselvis vil sørge for denne forsyningen på mellomlang sikt, mens bildet er mer uklart på lengre sikt når de fleste konvensjonelle, fleksible produksjonsformer skal fases ut.

Disse ringvirkningene vil falle bort dersom elektrifisering på sokkelen alene gir incentiver til investeringer i ny, fornybar produksjonskapasitet, enten i Norge eller i utlandet. Hvis dette skal være tilfellet må elektrifisering påvirke kraftprisen tilstrekkelig til at den hopper til neste "trinn" på tilbudskurven i kraftmarkedet. Dette er nærmere diskutert i kapittel 3.4.6 og 3.4.7.

3.4 Resultater fra kraftmarkedssimuleringene

Våre scenarier gjenspeiler en stor variasjon i både utviklingstrekk og aktøradferd. I en verden hvor alle investeringer, produksjonstilpasninger og annen adferd er fullstendig markedsbasert, som i *Karbonmarked*, forventes det at markedsprisene er høye og at alle aktører på tvers av EU-land samspiller i letingen etter kostnadsminimerende løsninger. En verden med en mer nasjonalpolitisk vinkling vil imidlertid bære preg av ukoordinert adferd, mer områdespesifikke løsninger og lavere markedspriser (dog like høye samlede systemkostnader).

I dette kapittelet presenteres resultatene fra modellkjøringene. Det innledes med noen samlebilder på tvers av scenario for å tydeliggjøre de viktigste forskjellene, og følges opp med spesifikke resultater for hvert scenario presentert separat. Av særlig interesse her er utslippsvirkninger, altså hvordan elektrifisering slår ut i marginale produksjonstilpasninger og tilhørende marginale utslippsendringer.

3.4.1 Samleresultater – på tvers av scenario

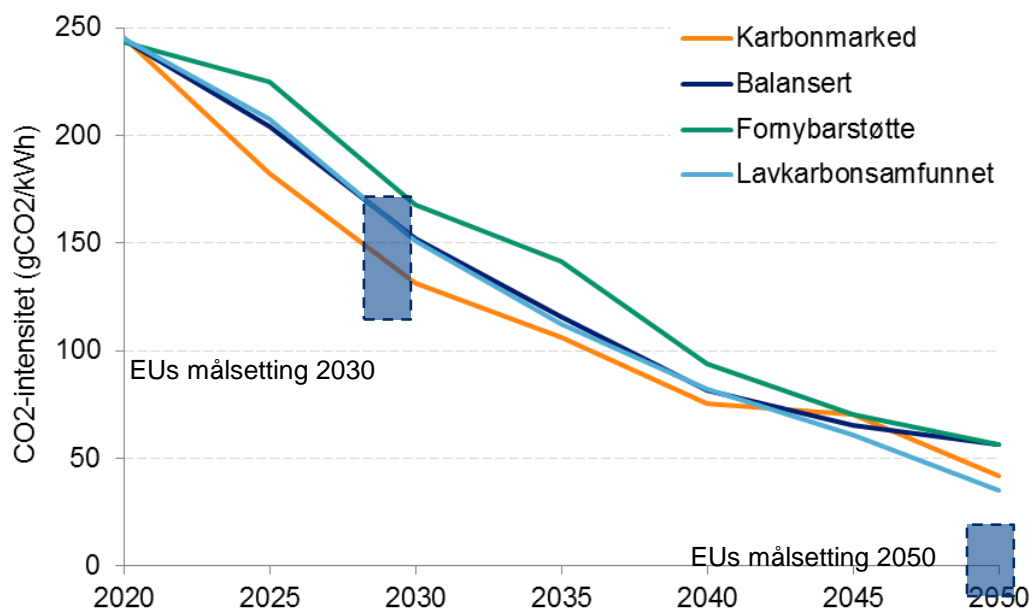
Tross at alle scenarioene har lik energipolitisk målsetting vil ulike virkemiddelbruk gi ulike tilpasningsbaner og kostnader for å nå dette målet. Virkningene som det ses nærmere på her er måloppnåelse, tilpasninger på forsyningssiden og kostnader for elektrisk kraft og CO₂-kvoter.

Utvikling i utslippsintensitet

Som tidligere nevnt er EUs ambisjon at de samlede utslipp fra kraftsektoren skal i 2050 ned til et nivå som er ~93-98 % av utslippsnivået fra denne sektoren i 1990. Kraftmarkedsscenarioene *Karbonmarked*, *Balansert* og *Fornybarstøtte* møter *nesten* denne ambisjonen (88 %), noe som tilsvarer et gjennomsnittlig utslippsnivå per produserte enhet på ca. 50 g CO₂/kWh. I *Lavkarbonsamfunnet* møtes EUs ambisjon fullt ut og gir 93 % reduksjon i utslippene fra kraftsektoren sammenlignet med 1990. Dette tilsvarer et gjennomsnittlig utslippsnivå per produserte enhet på ca. 30 gCO₂/kWh.

De ulike utslippsbanene er vist i Figur 22.

Figur 22 – Utslippsintensitet per enhet, gCO₂/kWh



Kilde: Pöyry

Tabell 20 – Gjennomsnittlig utslippsintensitet fra kraftproduksjon i Europa og Norden per scenario, gCO₂/kWh

| | Europa | Norden | Europa | Norden | Europa | Norden | Europa | Norden |
|------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 2025 | 182 | 34 | 204 | 36 | 225 | 46 | 208 | 37 |
| 2030 | 131 | 24 | 152 | 26 | 168 | 31 | 151 | 26 |
| 2035 | 107 | 13 | 116 | 14 | 142 | 17 | 113 | 14 |
| 2040 | 76 | 10 | 82 | 10 | 94 | 13 | 82 | 10 |
| 2045 | 71 | 10 | 65 | 10 | 71 | 10 | 61 | 9 |
| 2050 | 42 | 7 | 57 | 5 | 57 | 8 | 35 | 4 |

Kilde: Pöyry

Det er verdt å merke seg at *Balansert* og *Fornybarstøtte* ikke når helt ned til målet om 50 gCO₂/kWh. Grunnen er primært forsyningsikkerhet. Disse to scenarioene består av såpass mye fornybar produksjon at det simpelthen trengs en god del balansekraft for å sørge for at tilbudet i anstrengte perioder møter etterspørselen. Denne balansekraften er i første rekke konvensjonell gasskraft, da annen termisk grunnlast-produksjon som kjernekraft og CCS ikke får nok gjennomslag ettersom at fornybare energikilder foretrekkes. I *Karbonmarked* oppnås derimot et nivå på under 50 g CO₂/kWh, da CCS, som utvikles på rene kommersielle vilkår, er den primære kilden til balansekraft snarere enn konvensjonell gasskraft. I *Lavkarbonsamfunnet* havner vi på et utslippsnivå på ca. 30 gCO₂/kWh, som er «innenfor» EUs ambisjon.

Veien frem til 50 g CO₂/kWh varierer mellom scenarioene. I *Fornybarstøtte* kommer utslippsreduksjonene noe senere, hvilket henger sammen med lavere CO₂-priser som gir

mindre grad av brenselbytte enn i *Karbonmarked*, samtidig som fornybarutbyggingen frem til 2030 er lik i disse to scenarioene. I *Balansert* følger utslippskuttene en middelvei, der nedstengning av særlig CO₂-intensive kraftverk skjer senere enn i *Karbonmarked*, mens brenselbytte skjer tidligere enn *Fornybarstøtte*. I *Lavkarbonsamfunnet* faller utslippene i tråd med *Balansert*, før virkemiddelbruken skjerpes på sikt slik at man sikrer måloppnåelse.

Til sammenligning viser Tabell 21 utslippsintensitet for den marginale kraftproduksjonen. Dette er utslippsintensiteten til kraftproduksjonen som responderer på produksjonsendring i de modellerte scenarioene. Som ventet er den betydelig høyere enn den gjennomsnittlige utslippsintensiteten, da marginal kraftproduksjon primært kommer fra fossile kraftverk.

Tabell 21 – Marginale utslippsfaktorer fra kraftproduksjon per scenario, gCO₂/kWh

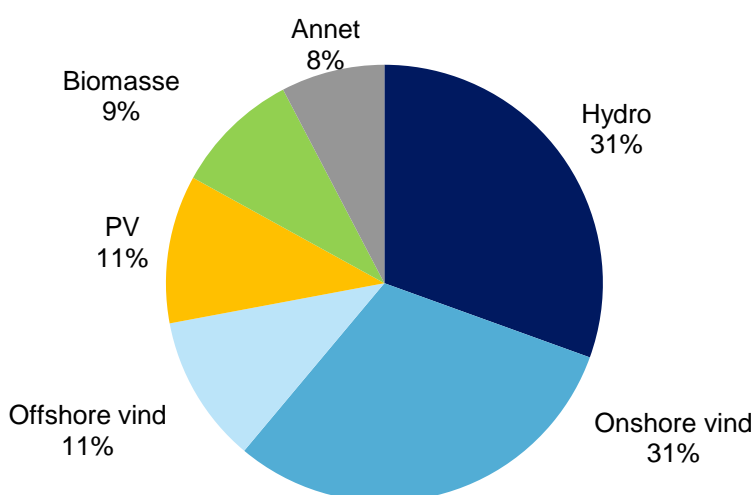
| | | | | |
|------|-----|-----|-----|-----|
| 2025 | 529 | 510 | 472 | 533 |
| 2030 | 403 | 409 | 400 | 434 |
| 2035 | 337 | 353 | 353 | 350 |
| 2040 | 299 | 308 | 322 | 309 |
| 2045 | 301 | 312 | 311 | 257 |
| 2050 | 122 | 251 | 244 | 107 |

Kilde: Pöyry

Fornybarandel i europeisk kraftsektor

Foruten utslippsmålet i Figur 22 over forventer vi også at EUs fornybarmål for 2030 (om lag 46% av all elektrisitetsetterspørsel dekkes av fornybar kraft) nås dette året. Dette tilsvarer ca. 1600 TWh med fornybar elektrisitet, som i scenarioene består av følgende teknologier:

Figur 23 – Fornybarandel 2030, prosent



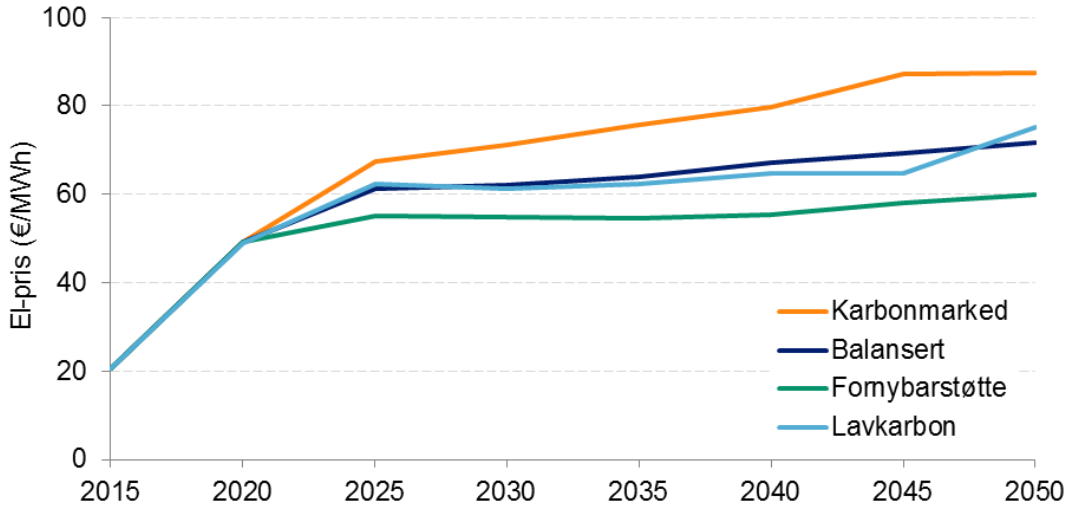
Kilde: Pöyry

Kraftpriser – svært ulike kostnader for elektrisitetsforsyning

Markedsprisen på elektrisk kraft reflekterer verdien på kraft om satt i markedet. Imidlertid kan kraftprodusenter også få betalt for sin kraft utenfor markedet. Slike betalingsmidler

omfatter fornybarstøtte, kapasitetspriser, betaling for ulike systemtjenester (balansekraft, reaktiv effekt) og direkte målrettet støtte. De fire scenarioene varierer hva gjelder bruken av utenommarkedslige betalingsmidler, hvor *Karbonmarked* antar ingen støttesystemer utenfor kraftmarkedet, mens *Fornybarstøtte* antar både omfattende fornybarstøtte og kapasitetsprising. De resulterende kraftprisene vises i Figur 24.

Figur 24 – Kraftpriser for NO4, EUR/MWh (reelle 2015-priser)



Kilde: Pöyry

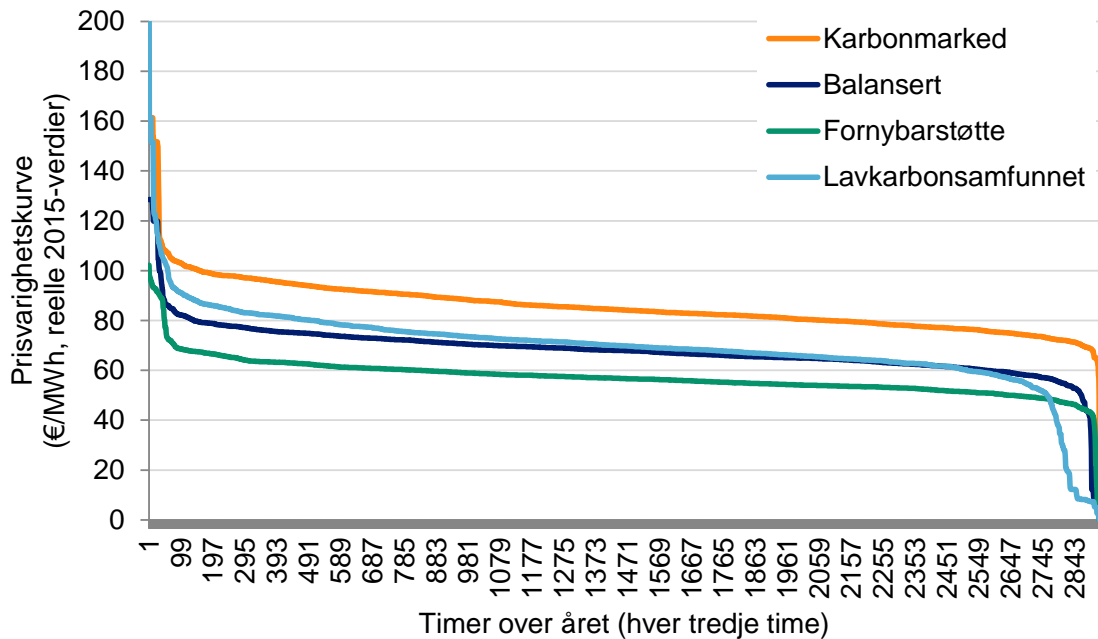
Kraftpris for 2015 er et gjennomsnitt av kraftprisen i NO4 i perioden januar-september 2015, og er kun ment som et referansepunkt (kilde: Nord Pool Spot).

Den vesentlig høyere prisen i *Karbonmarked* er en naturlig konsekvens av at alle insentiver for avkarboniseringstiltak ivaretas av markedsprisen – CO₂-prisen, som slår direkte inn på engrosprisen for kraft, er det eneste energipolitiske virkemiddelet for å oppnå utslippskutt. I *Fornybarstøtte* er prisen gjennomgående lavere, siden støtte til fornybar kraft gir insentiver til ny produksjonskapasitet til dels uavhengig av markedsprisen. Fornybar kraftproduksjon har oftest lave produksjonskostnader og null alternativkostnader (det er hensiktsmessig å produsere vindkraft når vinden blåser, uansett markedsforhold). I tillegg til støtte til fornybar kraft inneholder dette scenarioet også kapasitetsprising, som i praksis betyr at termiske kraftverk ikke trenger like høye markedspriser for å være økonomisk bærekraftig. Følgelig er markedsprisens rolle som investeringssignal noe utvannet. *Balansert* ligger naturlig nok midt i mellom disse prisbanene. Det samme gjør kraftprisen i *Lavkarbonsamfunnet*, selv om denne tar seg opp mot slutten når CO₂-prisen vokser betydelig (se Figur 14). I dette scenarioet når prisen allikevel ikke opp til *Karbonmarked* siden flere lavkarbonløsninger finansieres delvis utenfor markedet.

I alle scenarioer vokser kraftprisen frem mot 2025, for deretter å flate ut. Prisveksten på kort sikt er et resultat av et strammere kraftmarked (blant annet på grunn av kjernekraft-utfasinger i Tyskland, Norden og Frankrike) pluss økende CO₂-priser. Deretter trekker to drivkrefter i motsatt retning av hverandre: økte CO₂-priser trekker kraftprisene opp, mens stadig mer fornybar energi gjør at effekten av CO₂-prisen faller. I *Fornybarstøtte* flater kraftprisen ut ettersom CO₂-prisen ikke øker i særlig grad, mens ny fornybar energi kommer til.

Figur 25 viser prisvarighetskurver, der prisen er sortert etter størrelse. Varighetskurvene viser, foruten prisnivå, hvor ofte prissvingninger inntreffer og hvor store de er.

Figur 25 – Prisvarighetskurve 2050, EUR/MWh (reelle 2015-verdier)



Kilde: Pöyry

Figuren viser kraftpriser for området NO4. For alle scenarier ligger prisen for det meste i et «midtre» sjikt. Ekstremverdier er for det første ikke veldig ekstreme, og inntreffer heller ikke nevneverdig ofte. I *Balansert* og *Fornybarstøtte* forekommer nullpriser (utfall av innelåst kraft) veldig sjelden. Topprisene forekommer også sjelden, og overstiger ikke 130 EUR/MWh. I *Karbonmarked*, derimot, forekommer topplastpriser over 100 EUR/MWh – maksprisen i dette scenarier ligger på 161 EUR/MWh. I tillegg finnes en rekke tilfeller av svært lave priser. Grunnen til de større prissvingningene i dette scenarier er den økte overføringskapasiteten mellom Norge/Norden og Kontinentet, som gjør at prissvingninger på Kontinentet slår hardere inn på norske priser enn ellers.

I *Lavkarbonsamfunnet* ser man både svært høye og svært lave priser. Prisene går opp til 200 EUR/MWh i enkelte timer; i den andre enden av kurven finnes en rekke timer med priser under 10 EUR/MWh. Grunnen til at dette scenarier har mer prisvariasjon er det høyere innslaget av lite regulerbar kraftproduksjon.

Kraftproduksjon – lik på kort sikt, varierende på lang sikt

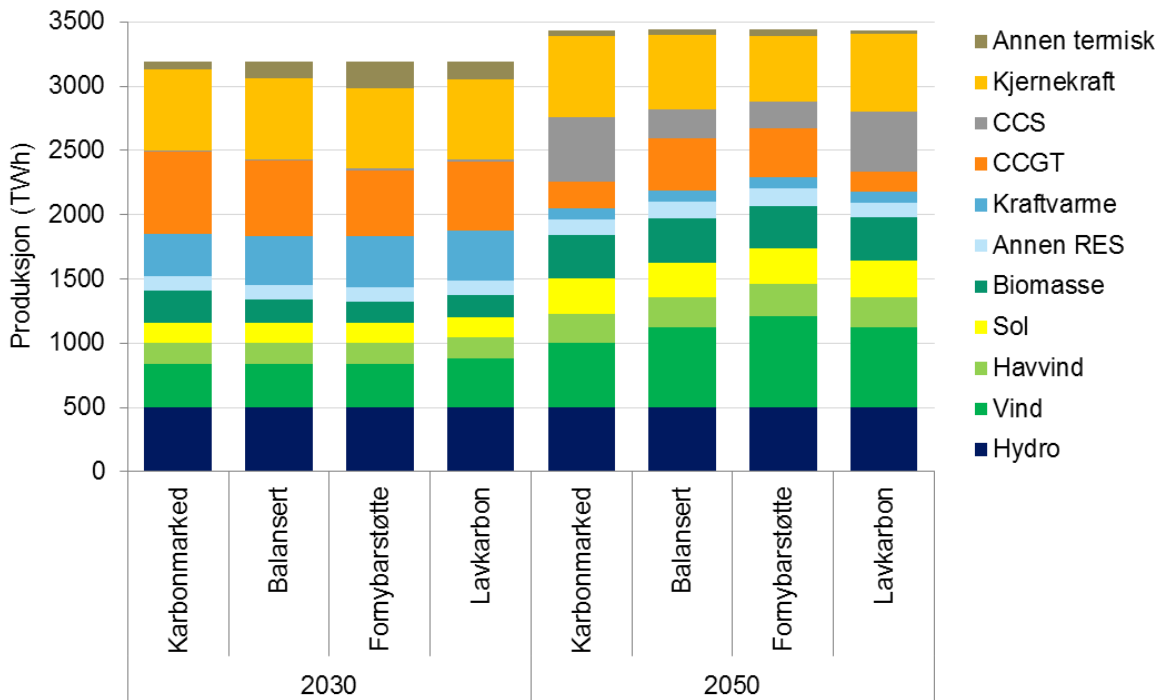
Sammensetningen av hvilke kilder produsert elektrisitet kommer fra er et utfall av følgende elementer:

- *markedspriser*; for et termisk kraftverk må prisen i markedet overstige kortsiktige produksjonskostnader (kjøp av brensel, kjøp av CO₂-kvoter og andre varierende kostnader);
- *fornybar uregelmessighet*; el-produksjon fra vannkraft, vindkraft, solkraft m.m. har svært lave produksjonskostnader (brensel er gratis og ingen CO₂ slippes ut), noe som betyr fornybar kraftproduksjon avhenger av tilgangen på energi (hvor mye det regner/blåser etc.);

- *ny produksjonskapasitet*; med tiden vil eksisterende produksjonskapasitet falle fra samtidig som nye kraftverk kommer til. Hva som kommer avhenger av markedspriser og eventuelle støtteformer utenfor markedet; og
- *volatilitet*; et marked med mye uregelmessig produksjonskapasitet trenger også fleksibel termisk kapasitet til å justere for produksjonssvingninger.

Kraftproduksjon for de tre scenarioene i år 2030 og 2050 er vist under. Det totale produksjonsnivået i de tre scenarioene er likt siden produksjon er lik etterspørsel.

Figur 26 – Kraftproduksjon 2030 og 2050 per scenario, TWh per år



Kilde: Pöyry

Hovedforskjellen mellom scenariene i 2030 er sammensetningen av fossilbasert kraftproduksjon. I *Karbonmarked* kommer fossilbasert kraft for det meste fra CCGT, i *Fornybarstøtte* står kullkraft (annen termisk) for et større innslag. Årsaken er forskjellen i CO₂-pris: Den høye CO₂-prisen i *Karbonmarked* trigger en større grad av brenselbytte – gasskraft blir mer konkurransedyktig vis-à-vis kullkraft. Denne effekten finnes ikke i like stor grad i *Fornybarstøtte*.

Produksjonsforskjeller i 2030 handler først og fremst om ulikheter i produksjon mellom *eksisterende* kilder. I 2050 stammer forskjellene også fra ulikheter i nye investeringer. I *Karbonmarked*, hvor kraftprisene er høye, konkurrerer termiske kilder som kjernekraft og CCS på samme premisser som fornybart. Teknologien med best utsikter til økonomisk gangbarhet velges – i land der det finnes begrensninger for kjernekraft og til dels fornybart (Tyskland) er CCS en mulig utvei. Derfor bygges relativt mye CCS i dette scenarioet. Det bygges også mye CCS i *Lavkarbonsamfunnet* på grunn av direkte støtte til teknologier som trengs for å oppnå EUs utslippsmålsetting.

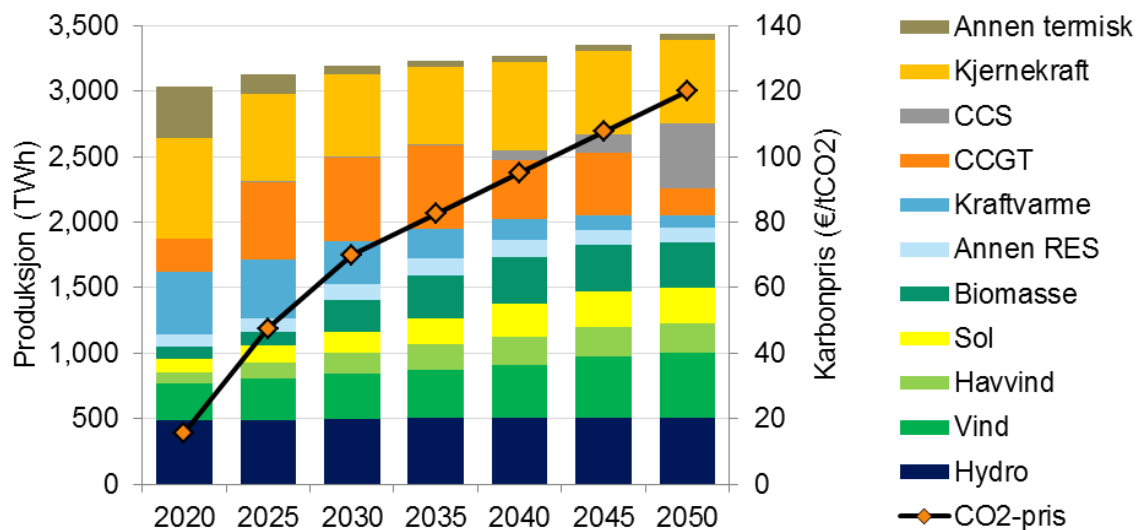
I *Balansert* og *Fornybarstøtte* har fornybar energi en større andel. Årsaken er først og fremst at så lenge nasjonal utforming er tillatt (som i *Fornybarstøtte*) forventer vi at nasjonale energimyndigheter først og fremst setter ambisiøse fornybarmål for 2050. Beslutningstakere setter langsiktige mål ved hjelp av støtte til moden teknologi (vindkraft i

nord-Europa, solkraft i sør-Europa), og skiftet mot mer umodne teknologier blir dermed mer begrenset enn i *Karbonmarked*. CCS og kjernekraft er i *Fornybarstøtte*-scenarioet ikke konkurransedyktige, selv om kjernekraft og CCS konkurrerer på linje med konvensjonell gasskraft i ulike kapasitetsmarkeder. Dersom kjernekraft og CCS i *Fornybarstøtte* hadde fått tilgang til målrettet støtte på linje med fornybare produksjonskilder ville derimot disse teknologienes andel trolig vært høyere.

3.4.2 Karbonmarked

Dette scenarioet beskriver en markedsbasert tilnærming til avkarbonisering, der kommersielle hensyn bestemmer hvilke investeringer som tas i ny produksjonskapasitet. En sentral drivkraft i dette scenarioet er at lavkarbonteknologier blir bygd der det er mest hensiktsmessig.¹⁸ Dermed kommer mesteparten av fornybar kraft i land der naturressursene er gode. Total produksjon per teknologi er vist i Figur 27 under.

Figur 27 – Produksjonsnivå (Karbonmarked), TWh per år



Kilde: Pöyry

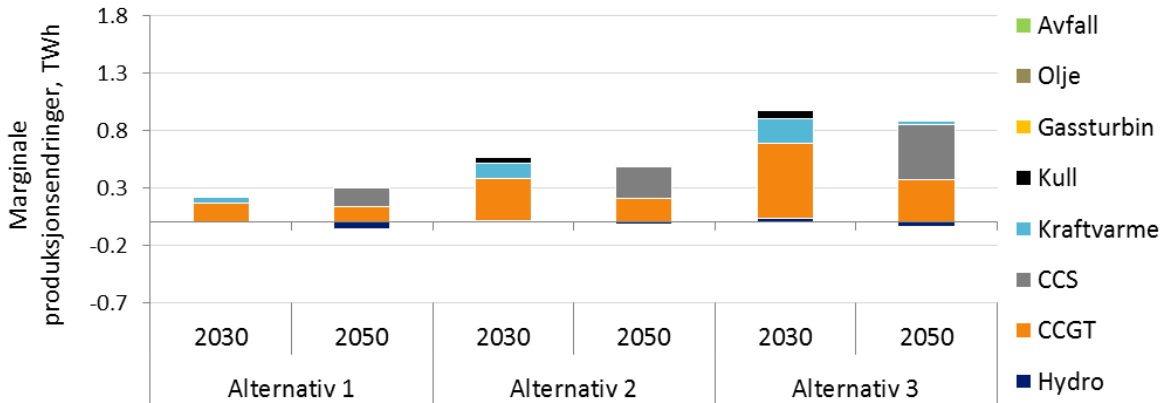
Fornybarandelen øker betydelig på sikt – fra ca. 30 % av total etterspørsel i 2020 til 57 % i 2050. Mesteparten av ny fornybar kraftproduksjon er vindkraft på land, men også solkraft vokser betydelig i takt med fallende kostnader og avtakende vindkraftproduktivitet som følge av konkurranseeffekt (de beste stedene bygges ut først). Kjernekraftkapasiteten faller etter 2020 når Sverige faser ut noen og Tyskland faser ut alle sine verk. Kjernekraftkapasiteten tar seg imidlertid opp med ny produksjonskapasitet i Finland og Frankrike i 2040. På sikt blir også CCS konkurransedyktig, noe som gir seg utslag i investeringer i denne teknologien på steder der fornybarpotensialet er begrenset og kjernekraft er utelukket (hovedsakelig Tyskland).

Marginale produksjonsendringer som følge av elektrifisering kommer fra produksjonskildene som ligger på marginen. Figur 28 under viser hvordan produksjonen endres i de ulike elektrifiseringsalternativene, sammenlignet med Alternativ 0 hvor det er ingen elektrifisering. Figuren viser marginale endringer i 2030 og 2050, det vil si marginale produksjonsendringer fra det europeiske kraftmarkedet som følge av økt uttak fra Johan Castberg. Figuren viser at det primært er tre forsyningskilder som øker produksjonen ved etterspørselshevingen

¹⁸ Det hensyntas at flere land har en politisk "smertegrense" for ny fornybar kraft.

som elektrifisering representerer: kombinerte kraft- og varmeverk (CHP), gasskraft og CCS (på lang sikt). Det finnes også noe kullkraft. Av disse kildene er det gasskraft som dominerer. Dette betyr at det stort sett er gasskraft som ligger på marginen. Kullkraft utgjør marginalkraft i noen land i 2030, men ettersom mye kullkraft er faset ut i 2040 så er denne kilden til marginal kraftproduksjon redusert.

Figur 28 – Marginal produksjonsendring ved elektrifisering (Karbonmarked), TWh



Kilde: Pöyry

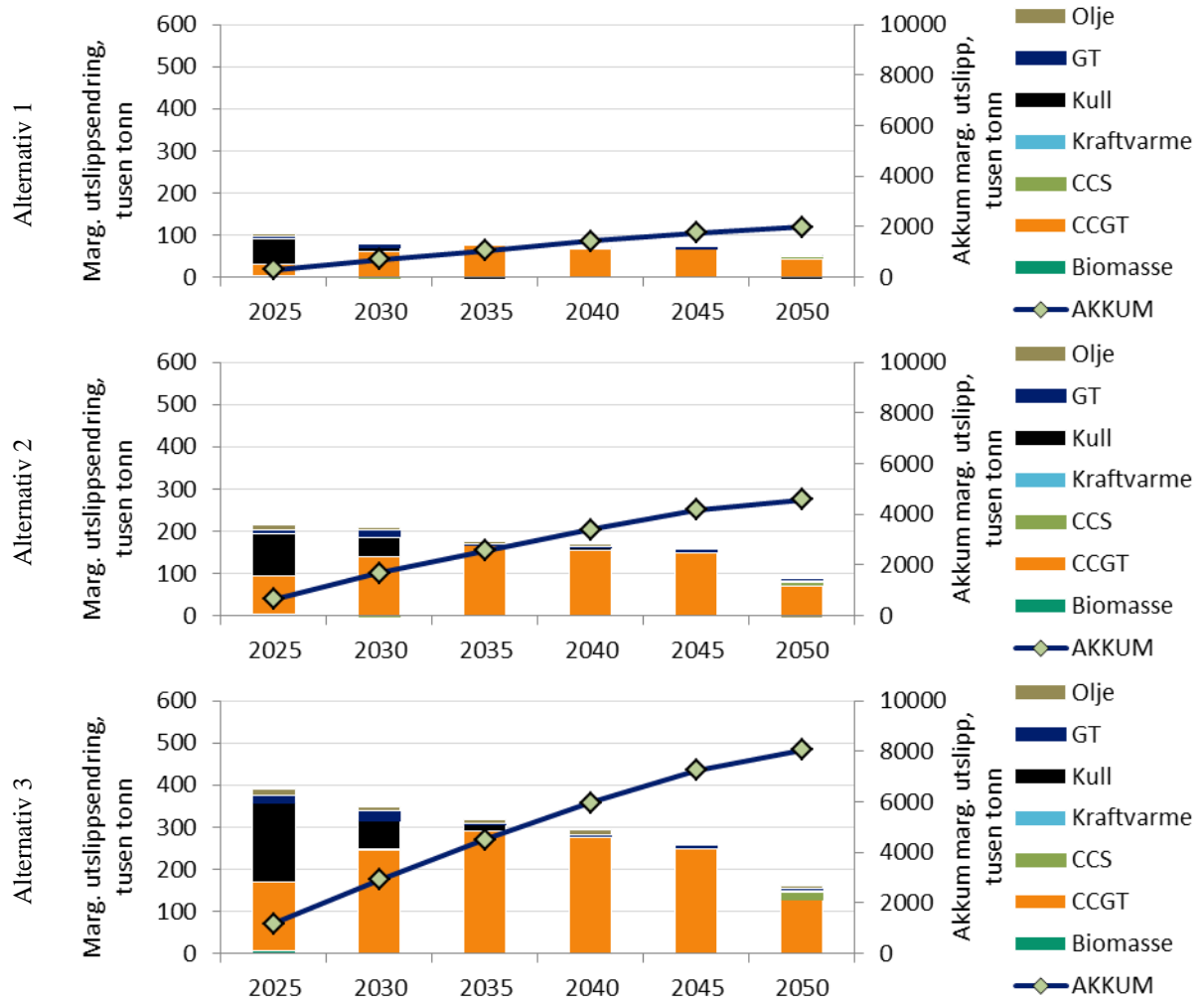
I tråd med hvordan de ulike forsyningskildene opererer, er det ikke overraskende at fornybar kraft ikke påvirkes. Produksjonskilder som vind og sol vil produsere avhengig av energitilgang – økt uttak fra nettet i Norge vil med andre ord ikke påvirke produksjonen i disse anleggene.¹⁹ Det samme resonnetet kan brukes på norsk fornybar kraft, selv om magasinbasert vannkraft har anledning til å justere produksjonen innen et år. Kjernekraft har også samme funksjon som fornybar elektrisk kraft. For å minimere kostnader må kjernekraften kjøres så optimalt som mulig hele tiden, upåvirket av svingninger i forbruk utenom de rent sesongmessige.

Dermed er det bare fossilkraftverkene igjen til å ta svingninger i forbruk av elektrisk kraft. Hvilke fossile kraftverk som benyttes er et økonomisk spørsmål. I tilfeller med høye CO₂-priser er det kostbart for kullkraftverk å justere produksjon, og mindre kostbart for gasskraft.

Marginale utslippsendringer i Europa reflekterer produksjonsendringene over. I Figur 29 under vises marginale utslippsendringer per år og akkumulert utslippsøkning fra kraftmarkedet for de ulike elektrifiseringsalternativene.

¹⁹ Unntaket er hvis økt uttak i nettet i Norge direkte fører til ny fornybar produksjonskapasitet. Dette tilfellet er modellert som en sensitivitet – se kapittel 3.4.6.

Figur 29 – Marginal utslippsvirkning (Karbonmarked), tusen tonn CO₂



Kilde: Pöyry

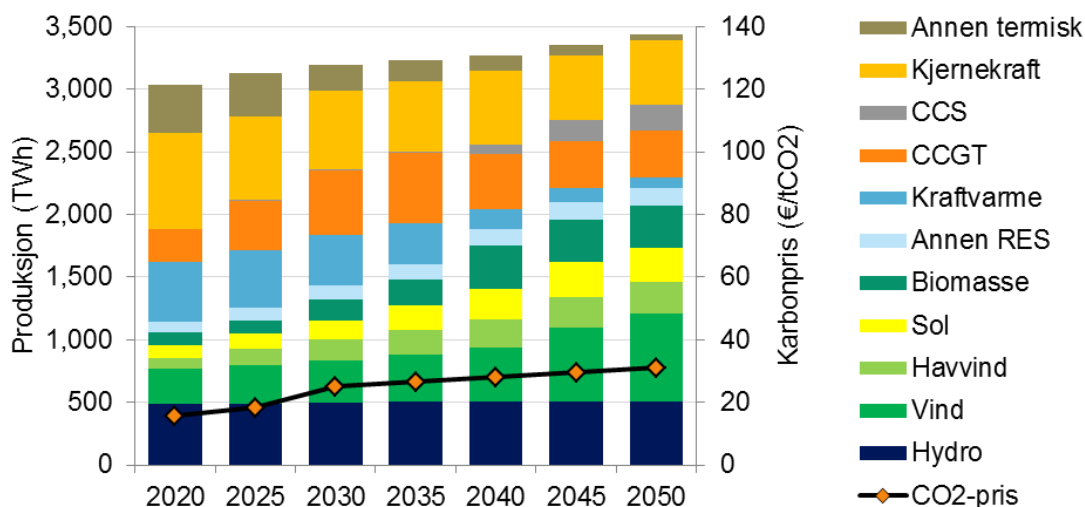
Figuren viser at de marginale utslippsøkningene fra kraftproduksjon i Europa ikke overraskende er høyest i Alternativ 3. Innledningsvis kommer en stor andel av utslippsøkningen fra kull. Dette henger sammen med at det er kullkraftverk som gir de største utslippene per kWh elektrisitet produsert (merk: brunkull er i tabellen over kategorisert som kullkraft). Etter hvert er det gasskraft som, i tråd med produksjonsendringer vist over, er den største bidragsyteren til økt utslipp fra kraftsektoren som følge av elektrifisering.

3.4.3 Fornybarstøtte

I *Fornybarstøtte* oppnås utslippskutt i kraftsektoren ved hjelp av ulike nasjonale støtteordninger i ulike land, hvor de fleste støttesystemene er noenlunde løsrevet fra markedet. Samtidig møtes utslippskuttene gjennom en ukoordinert innsats på medlemslandsnivå – hvert enkelt medlemsland former sin egen lavkarbon-politikk og tilhørende virkemiddel. Dermed blir rollen til pan-europeiske markedsbaserte virkemiddel, for eksempel kvotemarkedet, redusert.

Kraftproduksjon per år er vist i Figur 30 under sammen med CO₂-priser. Som tidligere drøftet er CO₂-prisen langt lavere enn i *Karbonmarked*, ettersom omfattende former for fornybarstøtte gir insentiv til avkarbonisering uten å behøve hjelp fra selve kraftmarkedet.

Figur 30 – Produksjonsnivå (Fornybarstøtte), TWh per år

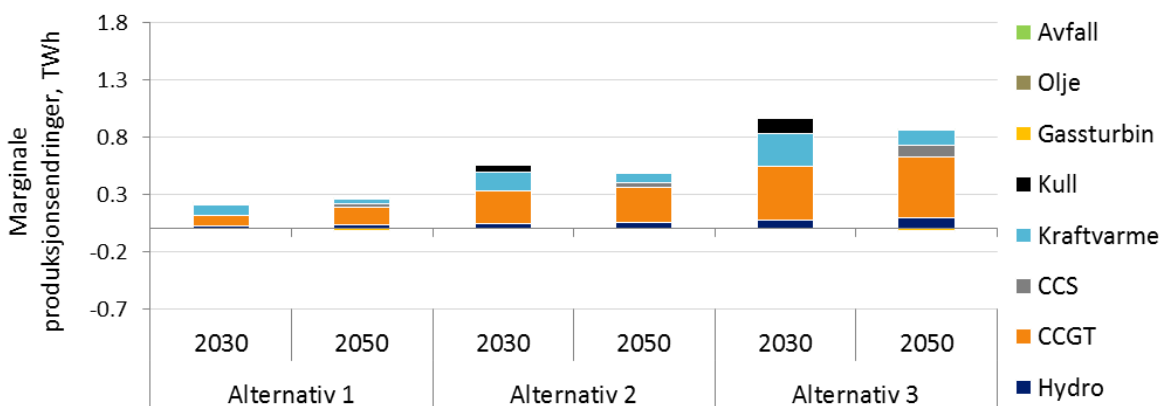


Kilde: Pöyry

Kjernekraftproduksjonen er noe mindre enn i *Karbonmarked*, mens fornybarandelen ligger på litt over 60 % av total etterspørsel. I dette scenarionet spiller CCS en mindre rolle, da markedsprisen ikke ligger på et nivå som forsvarliggjør investeringer i denne teknologien – den kapasiteten som finnes er allerede forpliktete pilotverk og enkelte støttede verk. CCGT er den viktigste kilden til fossil kraftproduksjon.

Marginale produksjonsendringer er noe annerledes enn i *Karbonmarked*. Forskjellen er primært CCS på lang sikt, som knapt står for noe marginalproduksjon i 2050. I 2030 er fordelingen relativt lik, med en noe høyere andel kullkraft.

Figur 31 – Marginal produksjonsendring ved elektrifisering (Fornybarstøtte), TWh



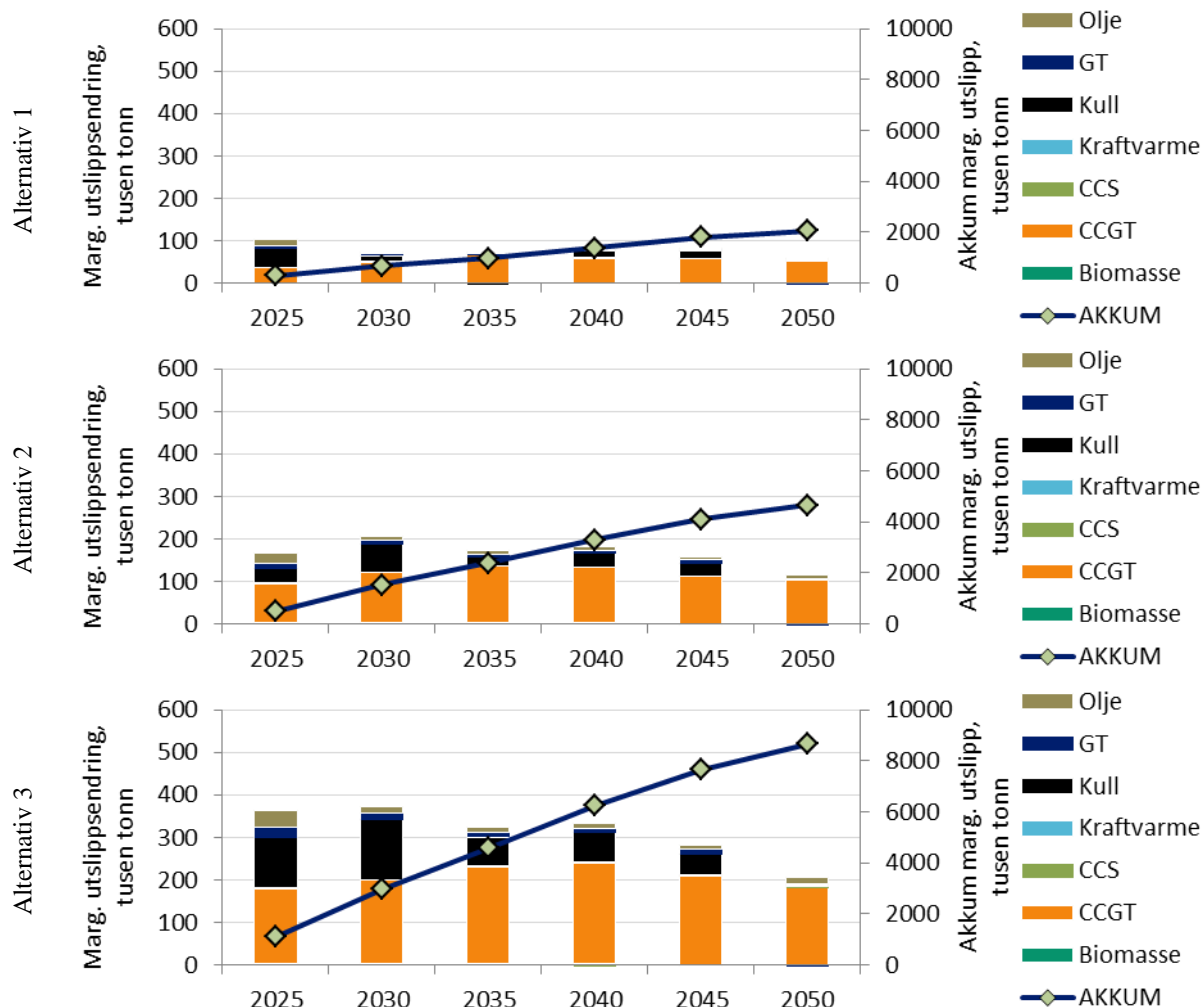
Kilde: Pöyry

At kullkraft står for noe mer marginal kraftproduksjon kan primært tilskrives at den er mer konkurransedyktig vis-à-vis gasskraften i dette scenarionet. Dermed lønner det seg å bruke mer kullkraft til produksjonsjustering, selv når man tar høyde for at kullkraft har høyere produksjonsjusteringskostnader enn gasskraft.

Ettersom produksjon av fossil kraftproduksjon øker, sammenlignet med tilfeller uten elektrifisering, vil samlet utslipp fra kraftsektoren i Europa være høyere enn tilfellet uten

elektrifisering. Disse endringsvirkningene vises i Figur 32 under, både marginale og akkumulerte utslippsendringer i Europa over prognoseperioden.

Figur 32 – Marginal utslippsvirkning (Fornybarstøtte), tusen tonn CO₂



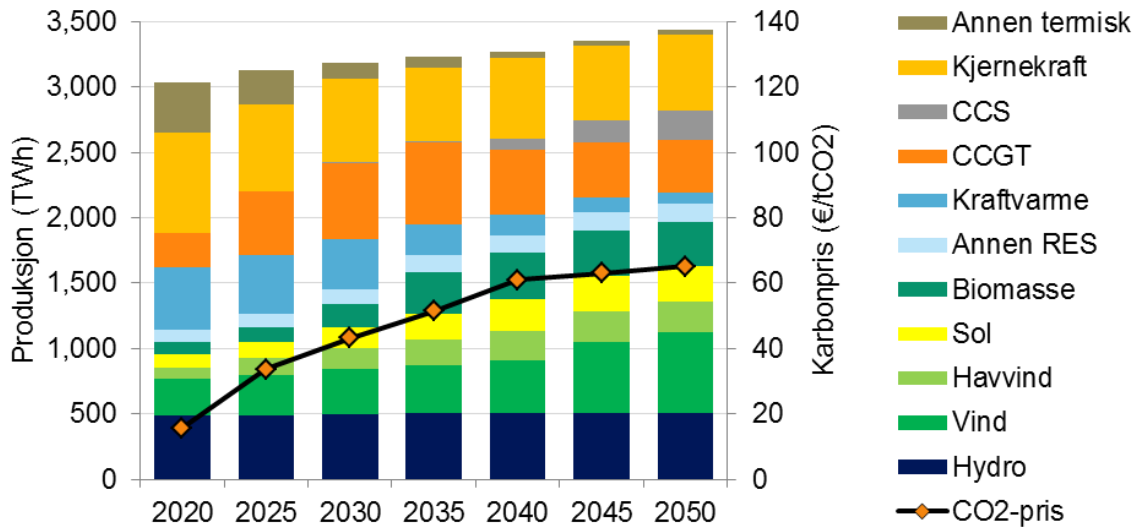
Kilde: Pöyry

Sammenlignet med *Karbonmarked*, er de akkumulerte utslippene fra kraftmarkedet noe lavere tidlig i perioden. Dette er som følge av at kullkraft i utgangspunktet har mindre ledig produksjonskapasitet, og dermed utgjør andre kilder en større andel av den marginale produksjonstilpasningen. Kullkraften bidrar derimot lenger utover i perioden i *Fornybarstøtte*, hvilket gjør at de akkumulerte utslippene i 2052 ender på et høyere nivå enn i *Karbonmarked*.

3.4.4 Balansert

Balansert er en verden der EU følger en pragmatisk energipolitikk; ambisjonen om en harmonisk og markedsbasert avkarbonisering er delvis avhjulpet av direkte støtte til mer umodne forsyningsteknologier. CO₂-prisen stiger mot 65 EUR/tCO₂. Dette er til dels et "valgt" nivå, der CO₂-prisen stiger til et nivå som gir tilnærmet maksimalt brenselbytte i 2050. Imidlertid trengs andre tiltak enn brenselbytte for å nå utslippsnivået. Det antas at tiltakene som får ekstra støtte er «optimale», det vil si at det er de billigste av de dyre prosjektene som realiseres.

Figur 33 – Produksjonsnivå (Balansert), TWh

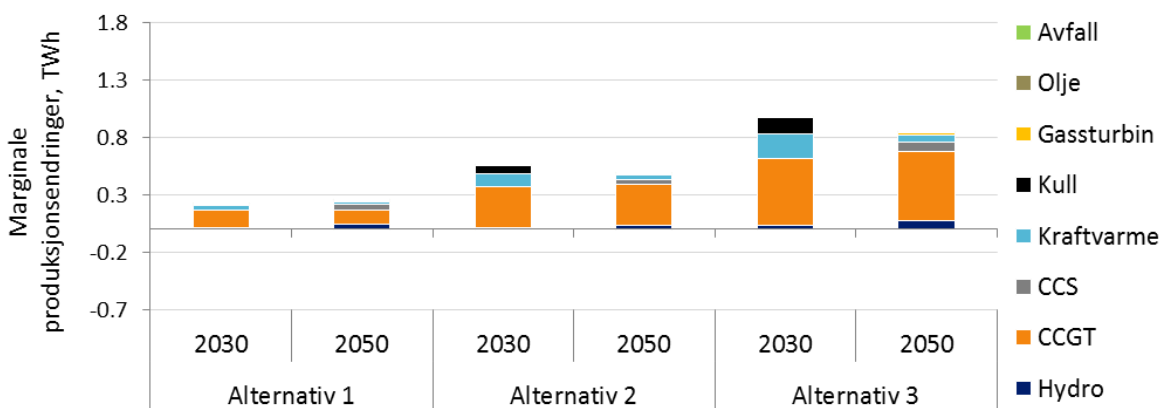


Kilde: Pöyry

Produksjonen er relativt lik tilfellet i *Fornybarstøtte*; fornybar kraftproduksjon utgjør ca. 60 % av total krafttterspørsel, samtidig som noe gasskraftverk blir værende på lang sikt for å justere de store mengdene uregelmessig kraftproduksjon. Scenarioet har noe mer lønnsom kjernekraftproduksjon og følgelig mindre produksjon fra fornybare kilder. Forskjeller er tydeligere fra *Karbonmarked*: i *Balansert* støtter ikke karbonprisen en større utbygging av CCS, hvilket gjør at andre teknologier må bære avkarboniseringen.

Marginale produksjonsendringer vises i Figur 34 under. I likhet med de to foregående scenariene er det nesten utelukkende fossil kraftproduksjon på Kontinentet som står for produksjonsendringen ved elektrifisering. Igjen er det gasskraft, CHP og noe kullkraft som dominerer. I likhet med *Fornybarstøtte*, men i motsetning til *Karbonmarked*, kommer det få produksjonsendringer i 2050 fra CCS.

Figur 34 – Marginal produksjonsendring ved elektrifisering (Balansert), TWh

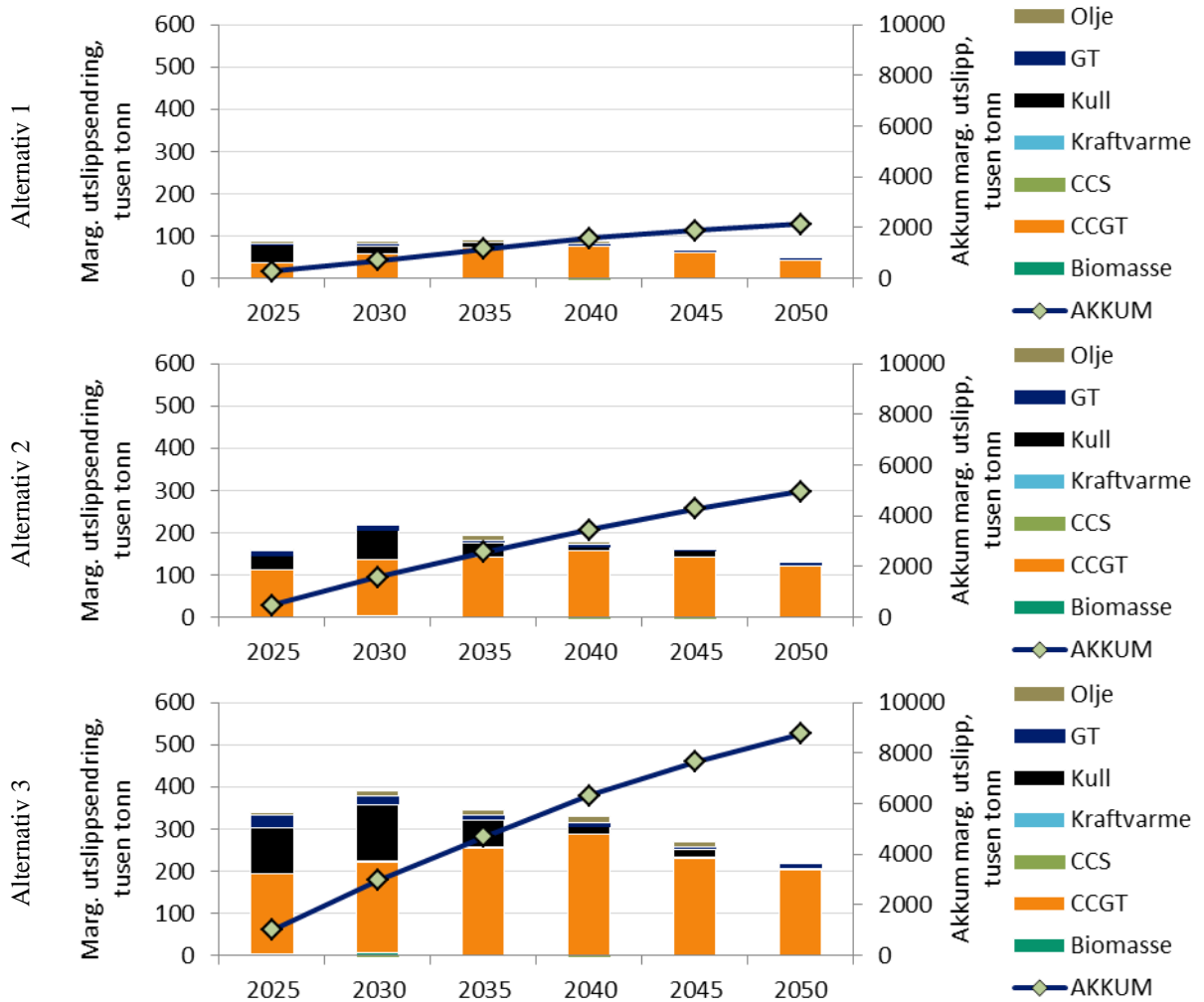


Kilde: Pöyry

Sammenlignet med de to andre scenarioene er den relative økningen i kullkraft og gasskraft mer balansert. I 2030 øker kullkraften mer enn i *Fornybarstøtte* og *Karbonmarked*, mens det motsatte er tilfellet i 2050.

Som i de to andre scenarioene er det totale utslippsnivået fra det europeiske kraftmarkedet høyere i tilfellene med elektrifisering enn uten elektrifisering, jf. Figur 35. Marginale utslippsøkninger henger sammen med marginale produksjonsendringer, noe som gjør at utslippsvirkningen avhenger av forholdet mellom gasskraft, kullkraft og kraft/varme (CHP).

Figur 35 – Marginal utslippsvirkning (Balansert), tusen tonn CO₂



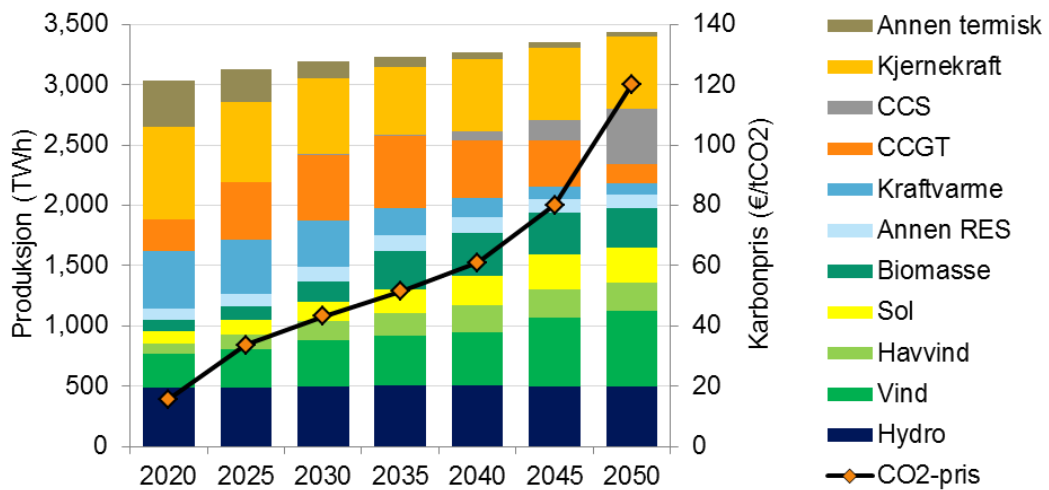
Kilde: Pöyry

Nivået på de *marginale utslippssendringene* er noe lavere enn i *Karbonmarked* og *Fornybarstøtte*. Den totale mengden produksjonsjustering som kommer fra kullkraft er på kort sikt mest lik som i *Fornybarstøtte*, selv om man i *Balansert* bruker mindre kullkraft, og på lang sikt relativt lik *Karbonmarked* der det etter hvert benyttes lite kullkraft. I likhet med *Karbonmarked*, tar kullkraft en betydelig andel av produksjonen i starten av prognoseperioden, mens det på lengre sikt er gasskraft som er den største bidragsyteren i *Balansert*.

3.4.5 Lavkarbonsamfunnet

Lavkarbonsamfunnet beskriver et fremtidsbilde der den europeiske kraftsektoren samlet sett klarer å nå EUs mål om 93 % utslippskutt i 2050. I utgangspunktet er dette et scenario med flerfoldig virkemiddelbruk – sterkt kvotesystem pluss andre støtteordninger for relativt dyre teknologier. Imidlertid skrur styrken på alle anvendte virkemidler opp mot slutten av perioden, for å realisere de dyreste tiltakene utover målsettingen i de tre basisscenarioene. CO₂-prisen stiger mot 120 EUR/tCO₂, og er følgelig avgrenset til nivået i *Karbonmarked*. Sammensetningen av samlet europeisk kraftproduksjon er vist i Figur 36 under.

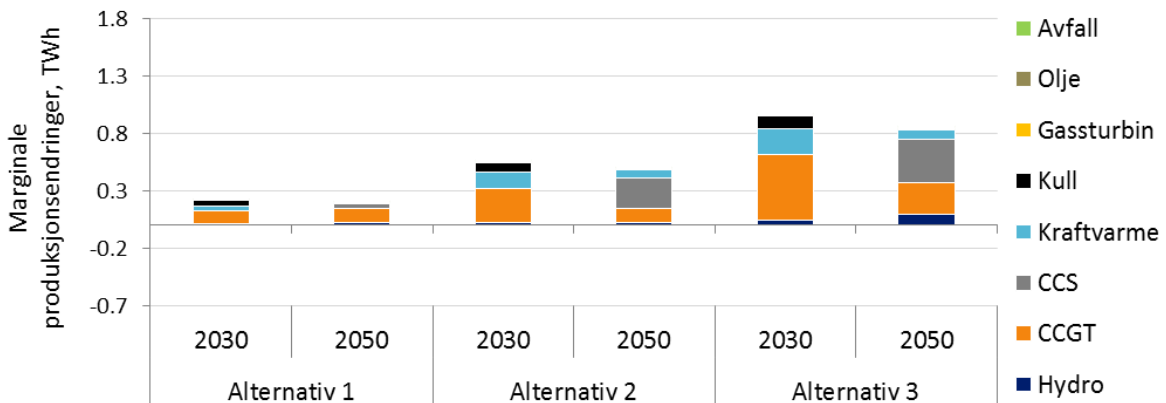
Figur 36 – Produksjonsnivå (Lavkarbonsamfunnet), TWh



Kilde: Pöyry

Produksjonssammensetningen i *Lavkarbonsamfunnet* minner i stor grad om sammensetningen i *Karbonmarked*, da CCS spiller en vesentlig rolle som marginal kraftproduksjon på lang sikt. I tillegg kommer noe mer CHP og mindre CCGT. Dette følger av at konvensjonell gasskraft er noe mindre tilgjengelig i dette scenarioet som følge av høyere klimamåloppnåelse. Fram mot 2030, er produksjonsendringene svært like som i *Balansert*.

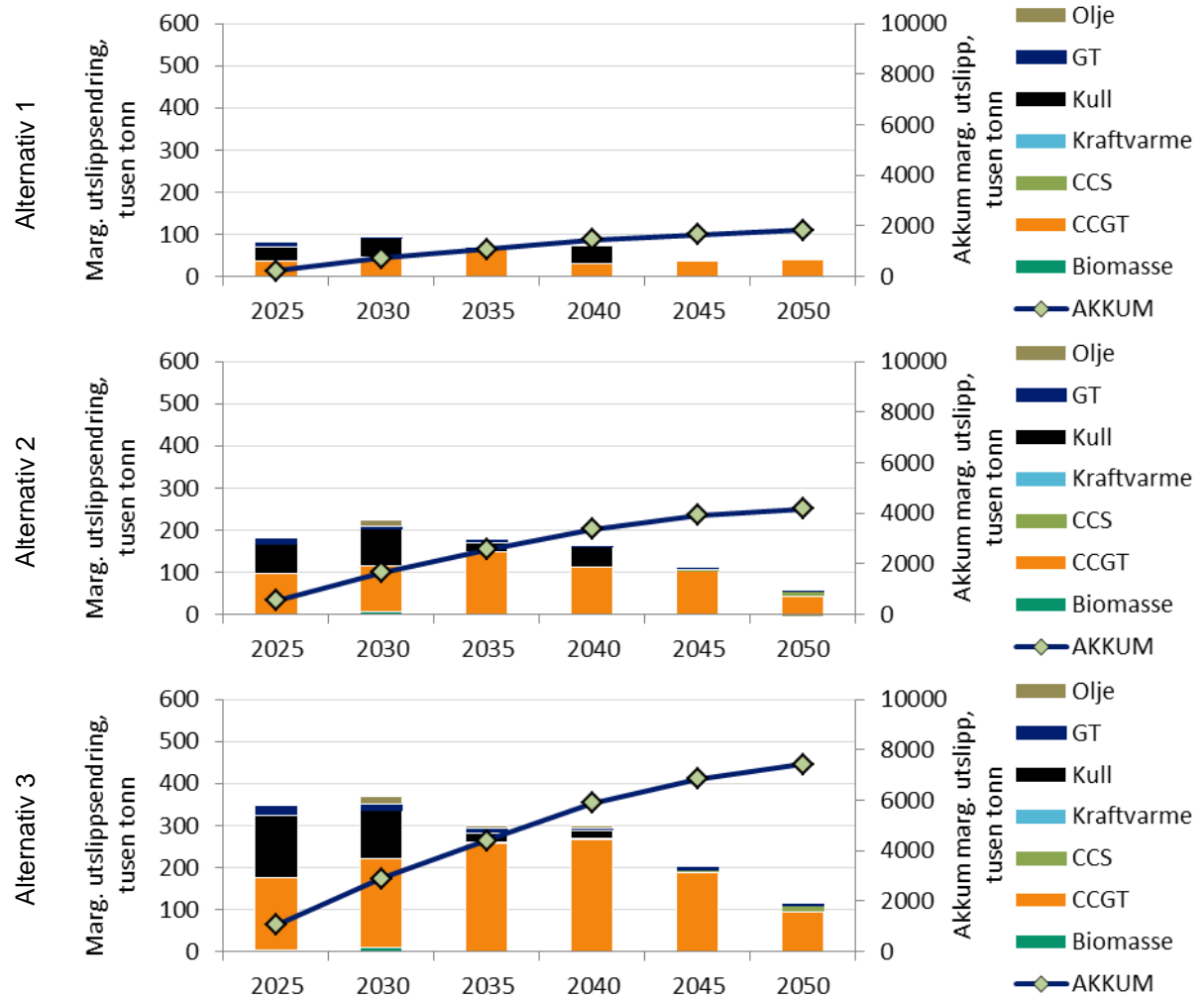
Figur 37 – Marginal produksjonsendring ved elektrifisering (Lavkarbonsamfunnet), TWh



Kilde: Pöyry

Lavkarbonsamfunnet følger samme logikk som de tre foregående scenarioene. Utslipp fra europeisk kraftproduksjon er samlet sett høyere i tilfellet *med* elektrifisering enn *uten* elektrifisering. Utslippsvirkningene vises i Figur 38 under.

Figur 38 – Marginal utslippsvirkning (Lavkarbonsamfunnet), tusen tonn CO₂



Kilde: Pöyry

Nivået på de *marginale utslippsendringene* tilsvarer en kombinasjon av *Karbonmarkedet* og *Balansert* i perioden før 2035, og deretter en kombinasjon av *Karbonmarkedet* og *Fornybarstøtte*. Mot 2050 er mesteparten av den termiske svingproduksjonen faset ut, og følgelig kommer mer produksjonsendring fra teknologier som CCS og biobasert CHP, noe som gir mindre utslippsvirkninger.

3.4.6 Sensitivitet – økt fornybar kraftproduksjon i Norge

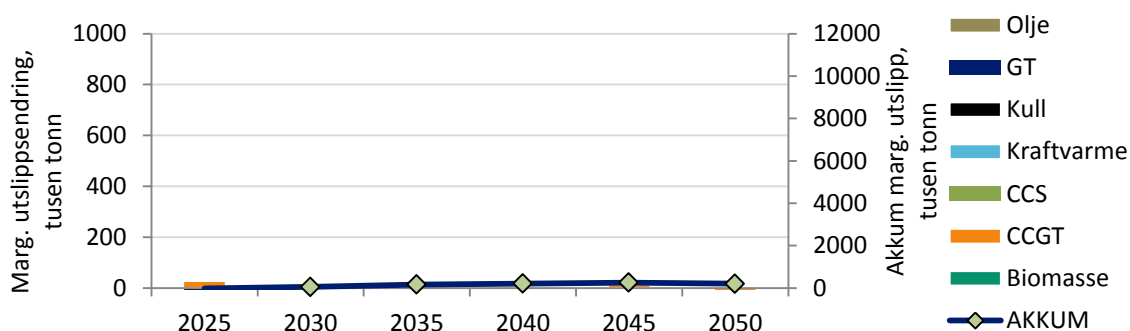
Det antas i de fire hovedscenarioene at økt uttak av elektrisitet som følge av elektrifisering på Johan Castberg ikke *alene* utløser investeringer i ny fornybar kraftproduksjon i Norge. Til det er uttaket, og prisvirkningen, for liten til å vippe et fornybart prosjekt fra marginalt ulønnsomt til marginalt lønnsomt. Dermed må en slik investering baseres på politiske eller andre ikke-kommersielle vurderinger – hvilket anses å være lite realistisk.

Denne sensitiviteten analyserer virkninger av en situasjon der elektrifisering av Johan Castberg likevel trigger ny produksjonskapasitet. I dette tilfellet antas det at det økte uttaket

fra Johan Castberg motsvares med en tilsvarende økning i vindkraftkapasiteten i Nord-Norge, altså der et vindkraftverk bygges ut med kapasitet som gjør det i stand til å møte det fulle kraftbehovet på Johan Castberg. Sensitiviteten er gjort for scenarioet *Balansert*²⁰.

Dersom ny produksjonskapasitet bygges ut i Norge som følge av elektrifisering, faller marginale produksjonsendringer på Kontinentet bort, ettersom nettoeksporten blir uendret vis-à-vis tilfellet uten elektrifisering (Alternativ 0). Den marginale produksjonsendringen vil følgelig bestå utelukkende av vindkraft. Marginale utslippsendringer blir således også marginale, som vist i Figur 39 under. Denne figuren er basert på Alternativ 3, altså med elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme.

Figur 39 – Marginale utslippsendringer i Sensitiviteten, tusen tonn CO₂



Kilde: Pöyry

Figuren over viser at marginale utslippsendringer fra kraftproduksjonstilpasninger er tilnærmet lik null. Grunnen til at utslippene ikke er eksakt lik null er værforhold – ved enkelte tilfeller vil et vindkraftverk ikke være i stand til å produsere på grunn av lav vind. I slike tilfeller må kraften til Johan Castberg komme annetsteds fra – dette er primært kullkraft på kort sikt og gasskraft på lengre sikt.

3.4.7 Effekt av mer omfattende elektrifisering

Forutsetningen om at prisvirkningen av elektrifisering ikke er tilstrekkelig til å utløse ny, fornybar produksjon vil ikke nødvendigvis holde dersom man vurderer en mer omfattende, samlet elektrifisering av norsk sokkel. Et høyere uttak av elektrisitet vil, alt annet likt, medføre større prisøkning. Hvorvidt økningen er tilstrekkelig til å utløse nye investeringer i kraftproduksjon avhenger av to faktorer:

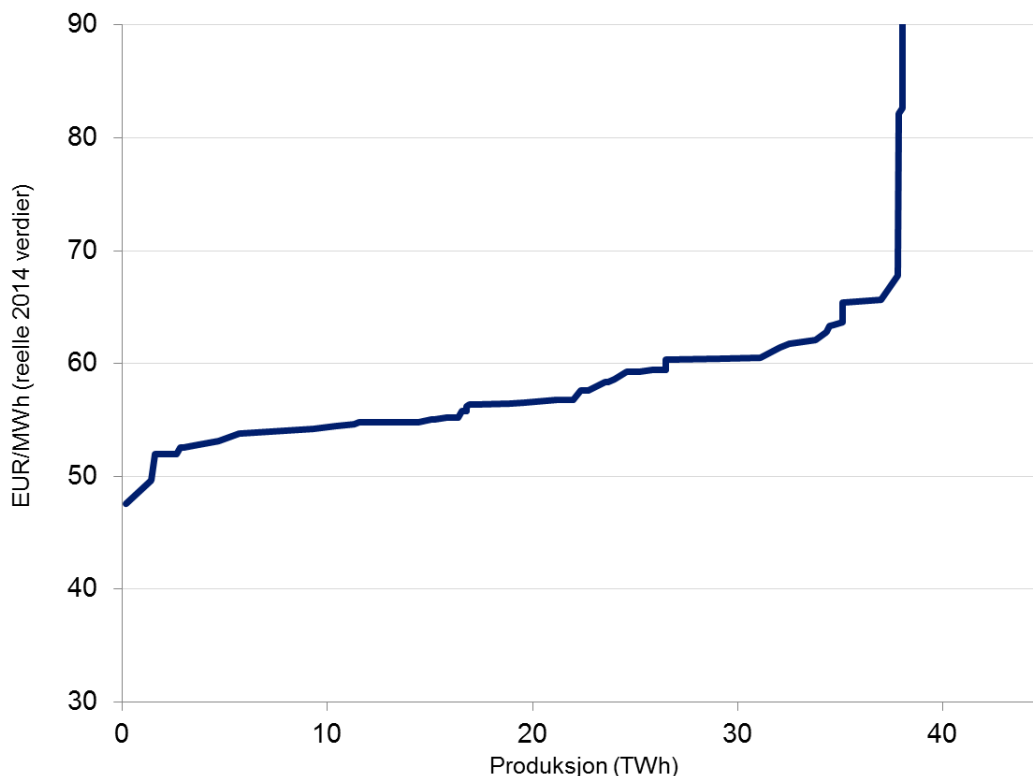
- hvilket nivå kraftprisen ligger på, og
- fasongen på tilbudskurven i det relevante prisområdet.

Figur 40 viser tilbudskurven for 2020 for Norge og Sverige for alle fornybare teknologier. Dette er i hovedsak landbasert vind i begge land og norsk vannkraft. Tilbudskurven er sammensatt av alle kjente planer og prosjekter for kraftutbygging, og gir en grafisk framstilling av hva som kan bygges ut av ny kraftproduksjon og hvilken kraftpris som kreves for at den skal bli bygd. En bratt tilbudskurve, som ved priser under 55 og over 65 EUR/MWh i figuren nedenfor, tilsier at store prisøkninger gir relativt lite ny kapasitet, mens en flatere kurve innebærer at små prisøkninger kan utløse store produksjonsøkninger. Det finnes derfor ikke noe entydig svar på hvor mye elektrifisering som kreves for å utløse ny, fornybar kraftproduksjon som gjelder uavhengig av kraftprisforventning. Ved å teste ulike

²⁰ I utgangspunktet har det lite å si hvilket kraftmarkedsscenario vi bruker i denne sammenhengen, da klimavirkningene uansett er like.

grader av elektrifisering i ett av kraftmarkedsscenarioene, kan man imidlertid få en indikasjon av effektene på et gitt prisnivå.

Figur 40 – Tilbudskurve for 2020 for ny, fornybar kraftutbygging i Norge og Sverige



Source: Pöyry, NVE, Energimyndigheten

I scenarioet *Balansert* er kraftprisen i perioden etter 2025 ca. 60 EUR/MWh. Det innebærer at de billigste prosjektene i tilbudskurven allerede vil ha blitt bygd ut, men det gjenstår fortsatt et betydelig potensial. Scenarioet legger til grunn at etterspørselen av elektrisitet fra norsk sokkel øker fra ca. 6 TWh i 2014 til ca. 10 TWh i 2030²¹, som vist i Figur 18. En økning tilsvarende etterspørselen fra Johan Castberg fra dette nivået ikke ha tilstrekkelig priseffekt til å utløse nye investeringer.

Pöyrys beregninger viser at etterspørselen fra elektrifisering i 2030 må øke med ytterligere 4 TWh til ca. 14 TWh for at man skal få en prisøkning som er stor nok til at ny fornybar kraft bygges ut. Ifølge tilbudskurven vil prisøkningen utløse ca. 3 TWh ny vindkraft i Sverige. For å utløse videre utbygging behøves det ytterligere 9 TWh ny etterspørsel, hvilket igjen vil utløse ca. 3 TWh ny vindkraft i Sverige.

Det er verdt å merke seg at etterspørselsøkningen fra elektrifisering som kreves for å utløse fornybar produksjon i det nordiske kraftsystemet i *Balansert*, er større enn den faktiske produksjonen den utløser. Den resterende etterspørselsøkningen vil uansett måtte dekkes inn av økt produksjon på Kontinentet, hvilket innebærer økt produksjon fra kraftverk drevet på fossile brensler. På dette prisnivået betyr det at først ved elektrifisering av 4 TWh etterspørsel vil det som følge av etterspørselsøkningen bygges 3 TWh vindkraft, og selv da vil 1 TWh av denne økningen måtte dekkes av fossile kraftverk på Kontinentet.

²¹ Det legges til grunn at Goliat, Martin Linge, Johan Sverdrup (fase 1), samt ett nytt, ikke spesifisert felt elektrifiseres (jfr. Kapittel 3.2.4, Figur 18).

Vi presiserer at denne beregningen er gyldig *kun* for det relevante kraftprinsnivået, og derfor kun ment å gi en indikasjon på hva som kreves for å utløse ny, fornybar kraftproduksjon. Dersom kraftprisen eksempelvis ligger vesentlig under dagens tilbudskurve, vil det være behov for betydelig høyere etterspørsels- og kraftprisøkninger for å motivere nye investeringer. Et annet forbehold ved beregningen er at den legger til grunn tilbudskurven for 2020. Fram mot 2030 er det tid til å utvikle nye prosjekter dersom prissignalene er positive, noe som kan gi en flatere tilbudskurve og dermed større volumer av ny produksjon på ulike prinsnivåer.

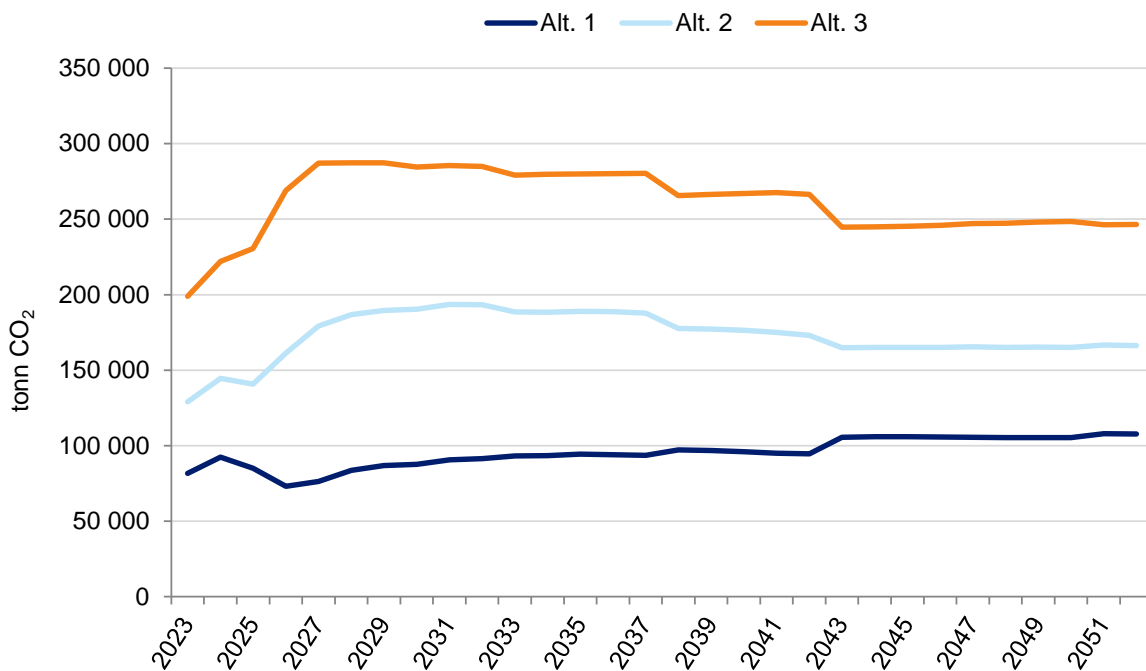
4. KLIMAANALYSE

I dette avsnittet gir vi en kortfattet oversikt over lokale versus globale utslippsvirkninger. Jf. diskusjonen i kapittel 2, så definerer vi lokale utslippsvirkninger som den utslippsreduksjonen man får på Johan Castberg dersom man velger elektrifisering snarere enn lokalgenerert gasskraft. Globale utslippsvirkninger inkluderer lokale utslippsvirkninger, men omfatter også de ringvirkninger elektrifisering gir i det globale kraftmarkedet.

4.1 Lokale utslippsvirkninger og energieffektivitet

Lokale utslippsvirkninger er definert som utslipp på plattformen. Basert på kraftbehovet illustrert i kapittel 2.1, er lokale utslippsvirkninger beregnet av Aker for alle elektrifiseringsalternativene for hele driftsperioden. Alternativ 3 gir ingen lokale utslipp (sett bort fra utslipp fra nødstrømsgenerator og fakling, noe som ikke er inkludert i denne analysen). Figur 41 viser potensiell reduksjon i lokalt utslipp av CO₂ som følge av ulike grader av elektrifisering. Kurven som viser potensiell reduksjon for Alternativ 3, dvs. elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme, viser dermed også utslippene for Alternativ 0, hvor kraften genereres lokalt av gassturbiner med varmegjenvinning.

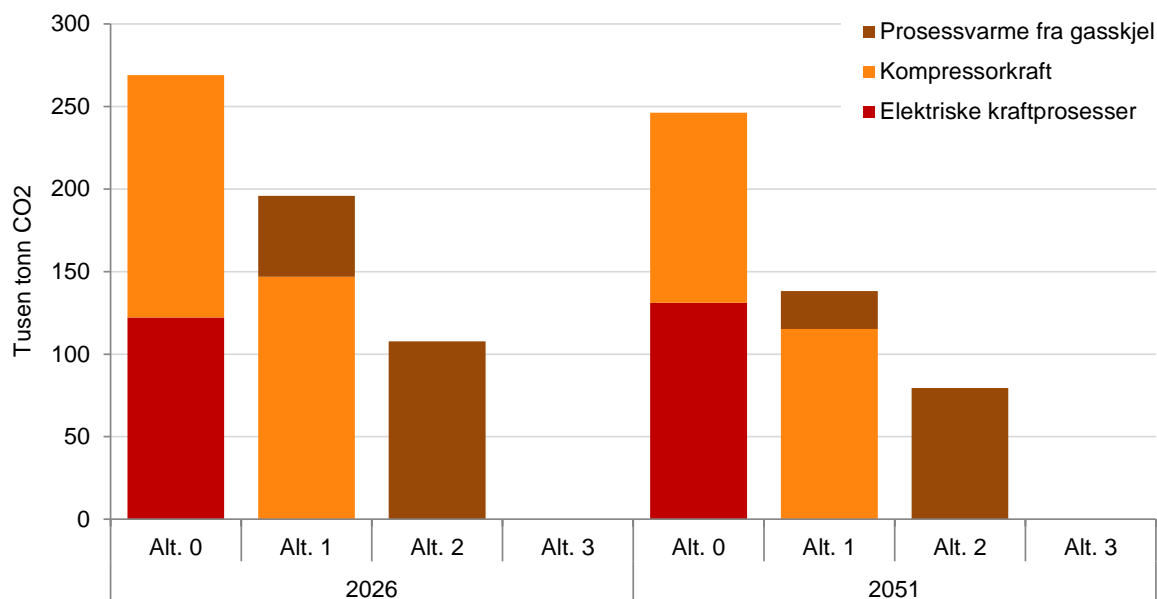
Figur 41 – Potensiell reduksjon i utslipp av CO₂, tonn



Kilde: Aker, Pöyry

Figur 42 viser CO₂-utslipp (i tonn per år) for to år i driftsperioden, (2026 og 2051), delt inn i utslipp fra elektriske kraftprosesser, mekaniske kraftprosesser og varmegenerering. I Alternativ 0 er det ingen utslipp forbundet med oppvarming, fordi hele varmebehovet dekkes av gjenvinning av varme fra eksosen fra gassturbinene. I Alternativ 1 og 2 dekkes varmebehovet delvis eller helt ved gassfyrte kjeler, mens det i Alternativ 3 dekkes fullt ut av elkjeler.

Figur 42 – Lokale CO₂-utslipp per prosess, tusen tonn CO₂



Kilde: Aker, Pöyry

Utslipp av CO₂ i Alternativ 0 er først og fremst knyttet til drift av to gassturbiner for drift av elektrisk utstyr og en for drift av kompressorer. Oppvarming av oljen for prosessering og andre prosesser skjer gjennom utnyttelse av overskuddsvarme fra turbinene.

I Alternativ 1 reduseres de lokale CO₂-utslippene ved at to gassturbiner erstattes med elektrisk kraft fra land. Siden den gjenværende turbinen som driver kompressorene ikke gir tilstrekkelig varmeoverskudd, må det installeres gassfyrte kjeler, noe som medfører noe utslipp av CO₂.

I Alternativ 2 reduseres de lokale utslippene ytterligere ved at også gassturbinen som driver kompressorene fjernes. Til gjengjeld blir det mer utslipp fra gassfyrte kjeler for å kompensere for bortfall av overskuddsvarme fra turbinene.

I Alternativ 3 er de lokale CO₂-utslippene fra produksjonsinnretningen redusert til null, ved at alt behov for kraft og varme dekkes med elektrisitet fra land.

For Alternativ 0 har Aker lagt til grunn en gjennomsnittlig virkningsgrad på de to gassturbin-generatorene som produserer elektrisitet på 35 prosent (ved 75 prosent belastning), mens det for gassturbinen som driver gassinjeksjonskompressorene er lagt til grunn en gjennomsnittlig virkningsgrad på 40 prosent. Karbonintensiteten for de tre gassturbinene varierer over driftsperioden fra 550 gCO₂/kWh til 558 gCO₂/kWh. Turbinene produserer i tillegg varme som kan utnyttes i prosessen, noe som bidrar til å øke energieffektiviteten. Når varmeproduksjonen hensyntas varierer karbonintensiteten fra 290 gCO₂/kWh til 321 gCO₂/kWh.

4.2 Globale utslippsvirkninger versus lokale virkninger

Lokale utslippsvirkninger er utslippsbesparelsen man får på Johan Castberg ved å erstatte gasskraft med fornybar kraft fra land. *Globale utslippsvirkninger* tar hensyn til både de lokale utslippsvirkningene og utslipp fra tilpasninger på kraftmarkedet som følge av elektrifisering.²² Dette kapitlet beskriver de globale utslippsvirkningene for elektrifiseringsalternativ 1, 2 og 3.

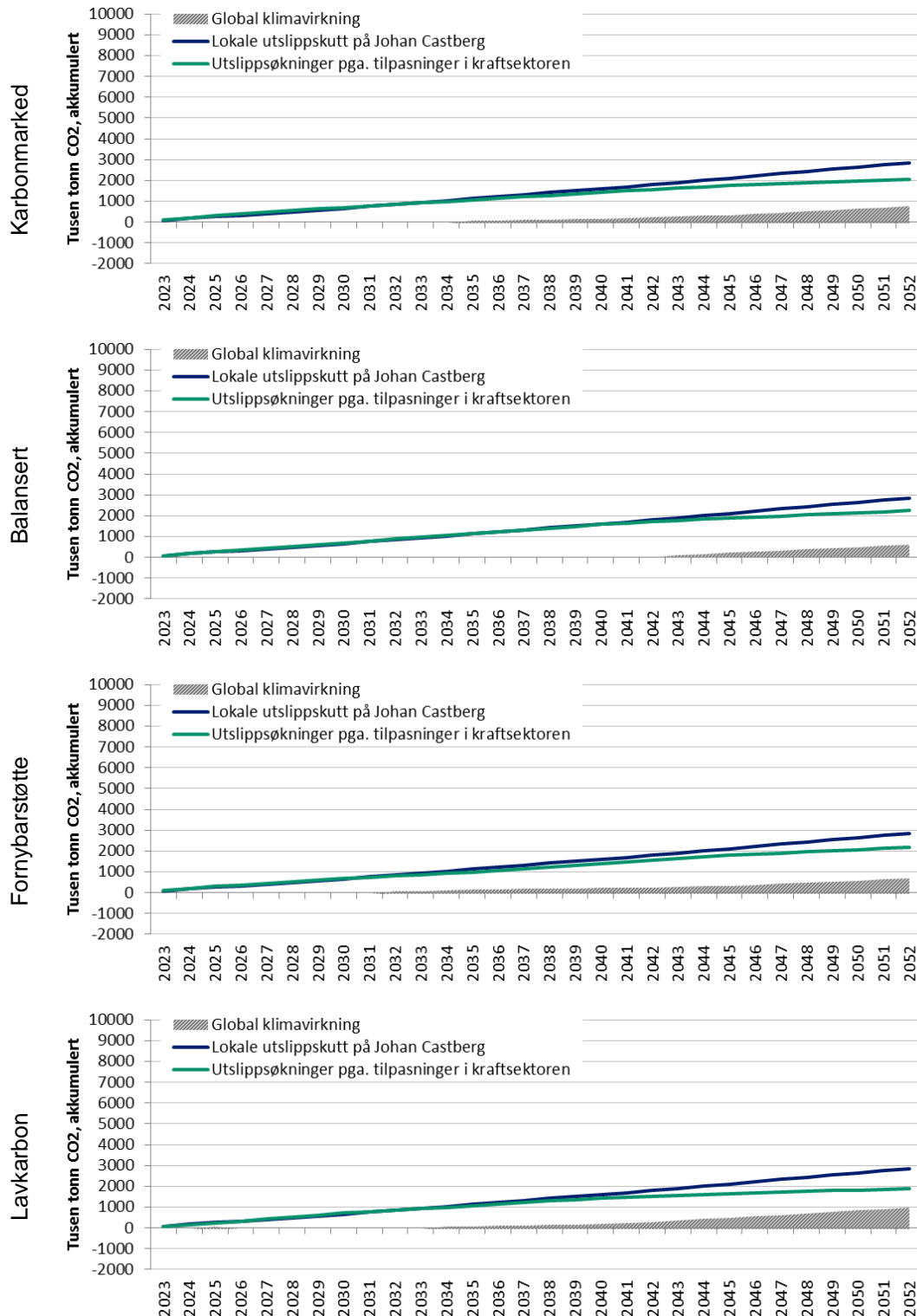
4.2.1 Alternativ 1 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr

Figur 43 viser de globale utslippsvirkningene for Alternativ 1 for alle kraftmarkeds-scenarioene. De to kurvene viser henholdsvis lokale utslippskutt og utslippsøkninger fra tilpasninger i det europeiske kraftmarkedet. Begge kurvene er vist i akkumulert form. De globale klimavirkningene, dvs. den akkumulerte forskjellen mellom lokale klimakutt og utslippsvirkningene i kraftmarkedet er vist som et grått skravert felt. Så lenge det grå feltet viser positive verdier i 2052, er utslippsbesparelsene lokalt større enn utslippsøkningene fra kraftmarkedet, og man har samlet sett fått et positivt klimabidrag fra selve energiforsyningen ved elektrifisering

Grafene viser at Alternativ 1 er et positivt klimatiltak. Den globale klimavirkningen er imidlertid relativt liten – akkumulert over feltets levetid er utslippsbesparelsen i størrelsesorden 0,6 til 1,0 millioner tonn CO₂, noe som tilsvarer mellom 21 og 34 prosent av det lokale utslippskuttet, avhengig av scenario. Høyest er utslippsbesparelsen i *Lavkarbonsamfunnet*. Til sammenligning er total utslippsmengde fra EU ETS hvert år i størrelsesorden 1800 millioner tonn CO₂. Grunnen til at utslippsbesparelsene er noe høyere i *Lavkarbonsamfunnet* er at CCS – spesielt mot slutten av perioden – står for en større andel av marginal kraftproduksjon her enn i de andre scenarioene, der kull spiller en større rolle.

²² Vi gjentar for ordens skyld at dette er en partiell utslippsanalyse som bare tar for seg kraftmarkedet. De utslippskvoter som evt. spares ved elektrifisering kan brukes et annet sted, og netto utslippsvirkning blir dermed null.

Figur 43 – Klimavirkninger, Alternativ 1

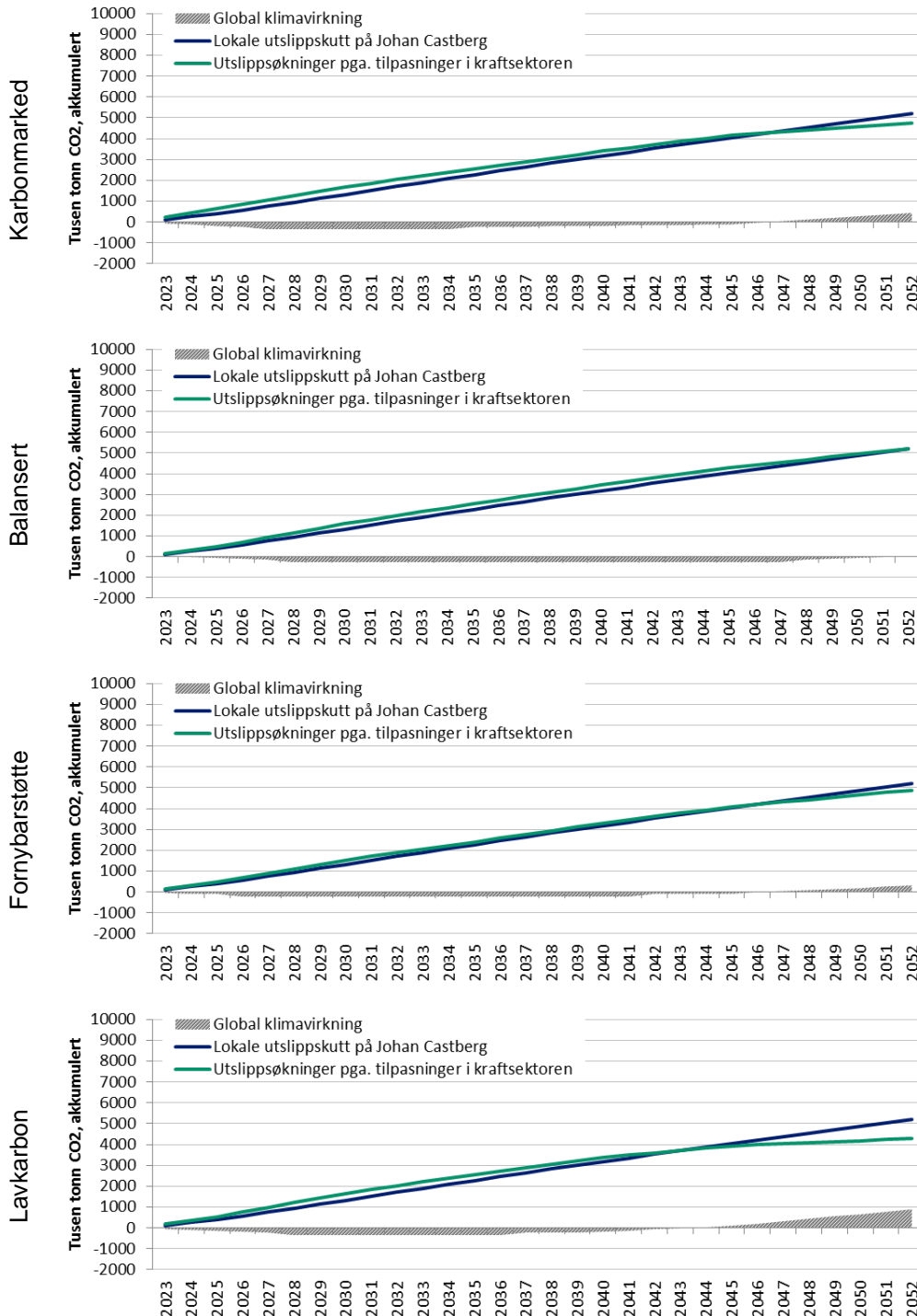


Kilde: Pöyry

4.2.2 Alternativ 2 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr og gassinjeksjon

Figur 44 under viser globale klimavirkninger for Alternativ 2. Også for dette alternativet har elektrifisering en positiv klimavirkning, men virkningen er mindre enn for Alternativ 1. Akkumulert utslippskutt er 0 til 0,9 millioner tonn CO₂, noe som tilsvarer 0 til 17 prosent av det lokale utslippskuttet, avhengig av scenario. Igjen er det økt innslag av CCS i produksjonsmiksen som forklarer hvorfor utslippskuttet er størst i Lavkarbonsamfunnet.

Figur 44 – Klimavirkninger, Alternativ 2

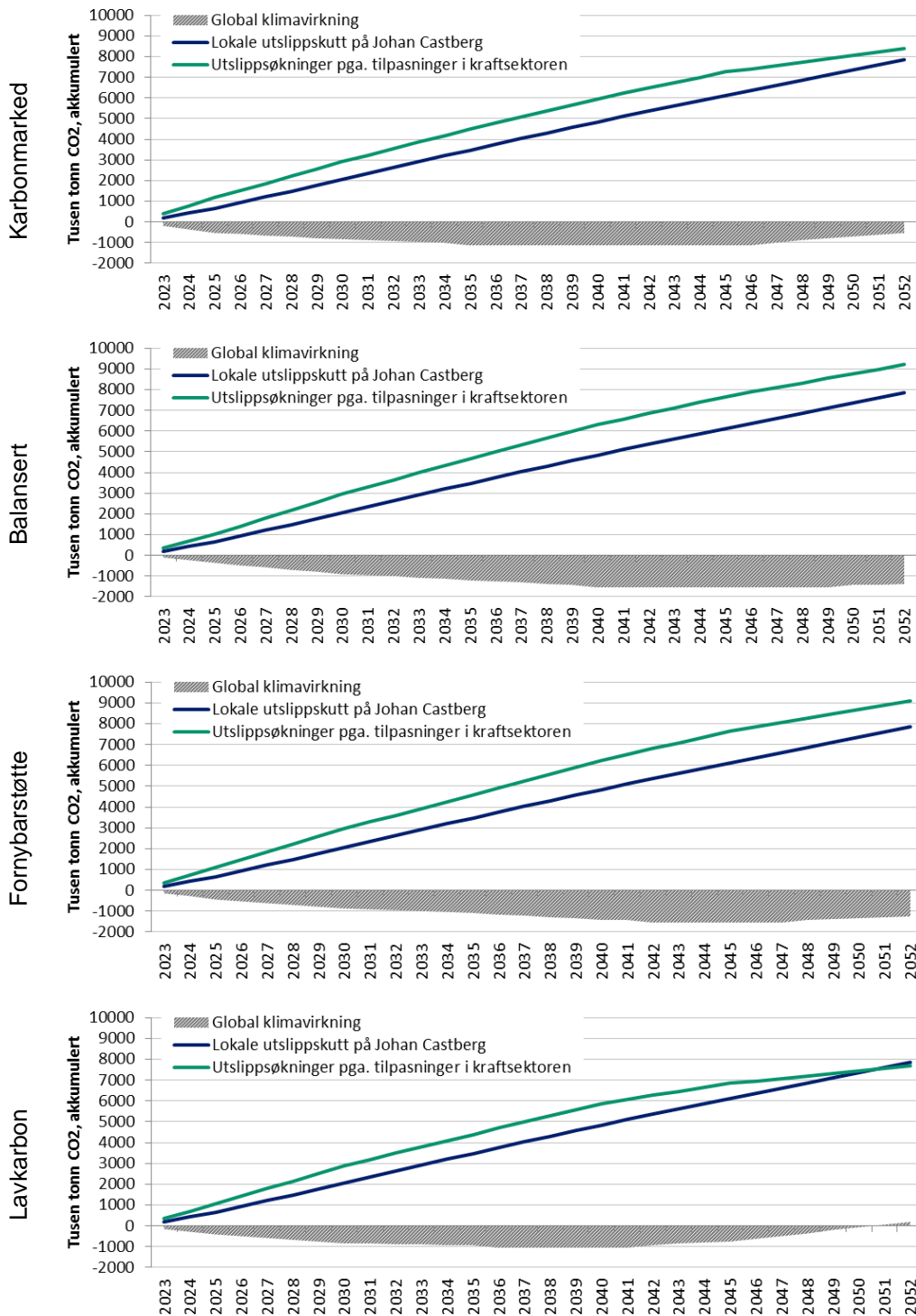


Kilde: Pöyry

4.2.3 Alternativ 3 – Elektrifisering av elektrisk drevet utstyr, gassinjeksjon og varme

Figur 45 viser at den akkumulerte globale klimavirkningen for Alternativ 3 i 2052 er negativ for scenarioene *Karbonmarked*, *Balansert* og *Fornybarstøtte*, og positiv kun for *Lavkarbonsamfunnet*. De akkumulerte endringene er fremdeles små, og varierer fra -1,4 til 0,2 millioner tonn CO₂, noe som tilsvarer -18 til 2 prosent av det lokale utslippskuttet.

Figur 45 – Klimavirkninger, Alternativ 3

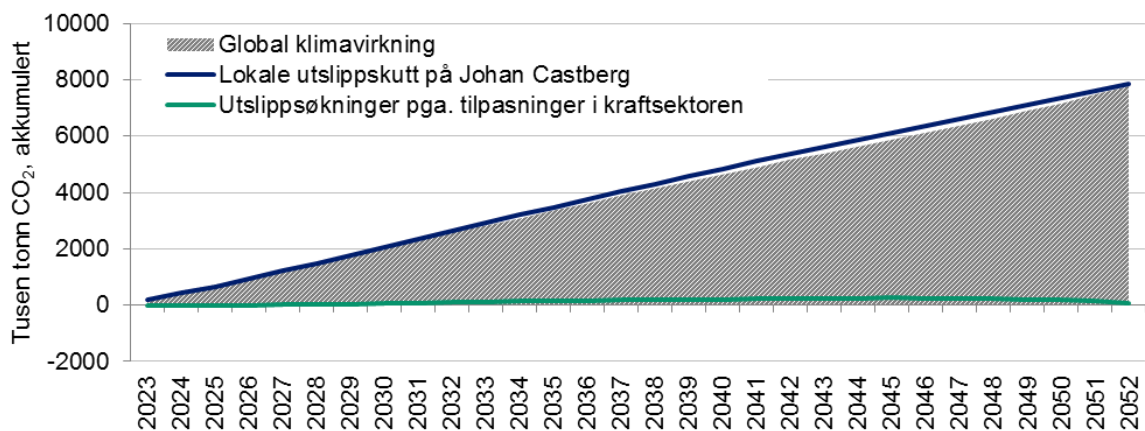


Kilde: Pöyry

4.2.4 Sensitivitet – Alternativ 3, forutsatt økning i norsk fornybar produksjonskapasitet

I Figur 46 viser vi utslippsvirkningene dersom vi forutsetter at forbruksøkningen fra Johan Castberg utløser investeringer i ny fornybar produksjon i Norge, jfr. kapittel 3.4.6. Ikke uventet er de globale klimavirkningene i dette tilfellet langt mer positive enn i de foregående. Utslippsøkninger fra kraftmarkedet er små – marginal produksjon er, ved scenariodesign, stort sett fornybar. Den akkumulerte globale klimavirkning en (grått skravert felt) er således tilnærmet lik lokale utslippskutt.

Figur 46 – Klimavirkninger (Alternativ 3, forutsatt økt fornybar produksjonskapasitet)



Kilde: Pöyry

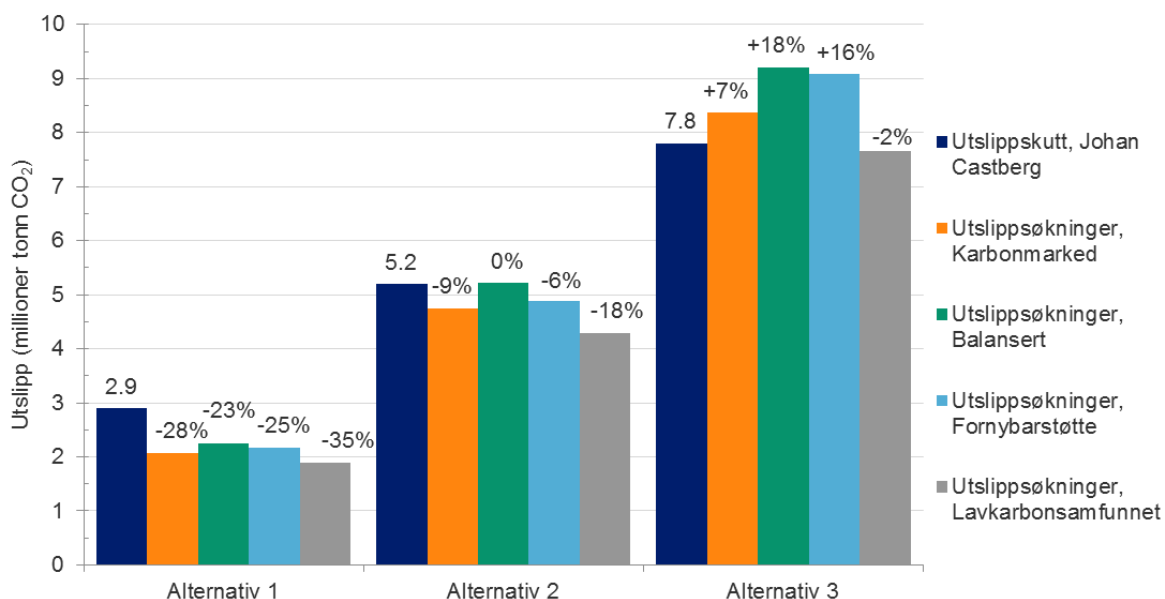
4.2.5 Oppsummering, globale klimavirkninger

De akkumulerte lokale utslippskuttene som oppstår som følge av elektrifisering av Johan Castberg-feltet varierer fra 2,9 til 7,8 millioner tonn, avhengig av elektrifiseringsalternativ. Diskusjonen over viser imidlertid at store deler av de lokale kuttene oppveies av utslippsøkninger i det europeiske kraftmarkedet som oppstår når forbruket øker. Den akkumulerte globale klimavirkningen av elektrifisering av Johan Castberg varierer fra -1,4 til 1,0 millioner tonn CO₂, og er i alle kraftmarkedsscenarioene høyest for Alternativ 1.

Dersom man forutsetter at elektrifisering av Johan Castberg utløser ny fornybar produksjonskapasitet, blir den globale klimavirkningen langt høyere. Som diskutert i kapittel 3.4.6 og 3.4.7 er en slik forutsetning lite realistisk gitt de kraftmarkedsutsiktene som danner grunnlag for denne rapporten.

En samlet oversikt for elektrifiseringsalternativene er gitt i Figur 47.

Figur 47 – Klimavirkninger i prosent av utslippskutt



Kilde: Pöyry. NB. Blå søyle (utslippskutt) er baseline.

4.3 Livsløpsanalyse-betraktning

I denne studien ser vi kun på utslippsvirkninger fra energiforsyning til Johan Castberg i perioden olje og gass utvinnes. Det oppstår også utslippsvirkninger knyttet til fasene i forkant og etterkant av selve produksjonsvirksomheten. Det vil for eksempel være marginale utslippsvirkninger knyttet til både installering og avvikling av nødvendig infrastruktur.

I en Pöyry-studie (2011)²³ som omhandlet klimavirkninger ved elektrifisering av Utsira-høyden, fant man at utslipp fra disse fasene er små sammenlignet med utslipp fra den operative fasen. I tilfellet med lokal gasskraft utgjorde de ca. 3 prosent av akkumulert utslippsmengde over feltets levetid. Utslipp knyttet til installasjon og avvikling var noe høyere ved elektrifisering enn ved lokal gasskraft (+7,5 prosent). Ved begge løsninger – lokal gasskraft eller elektrifisering – vil det være utslipp knyttet til utvikling og transport av energiforsyningsutstyr. I elektrifiseringsalternativene får man imidlertid noe høyere utslipp som primært kan tilskrives legging og fjerning av kabler.

Det er ikke gjort livsløpsanalysebetraktninger for Johan Castberg, men det er liten grunn til å tro at forskjellene vil være vesentlig større.

4.4 Andre merknader

4.4.1 Utslipp fra frigjort gass

Elektrifisering av gassfelt innebærer at gass som ellers ville vært brukt til kraftproduksjon på installasjonen frigis til andre formål. På Johan Castberg er planen å benytte gass som trykkstøtte fram til og med 2041. I de siste 10 årene av feltets levetid planlegger Statoil å

²³ Pöyry (2011): «CO₂-emissions effect of electrification – Dagny, Draupne and Luno».

utvinne gassen for eksport. Statoil estimerer at total ekstra gasseksport ved Alternativ 3 gir et frislipp av gass på i underkant av 500 millioner Sm³ pr år i årene 2042 – 2051.

Den økte mengden gass som kan eksporteres fra Johan Castberg som følge av elektrifisering vil være liten sett i forhold til europeisk og global gassetterspørsel. Den forventes ikke å påvirke markedsbalansen så mye at det gir prisvirkninger, noe som i neste omgang kunne gi endringer i gassforbruk eller i fordelingen mellom brenselstyper. Det er derfor sannsynlig at gassen fra Johan Castberg vil fortrenge annen gass i markedet, og således ikke påvirke de årlige utslippene av CO₂ innenfor driftsperioden.

Sett i et svært langt tidsperspektiv, vil imidlertid den sparte gassen kunne føre til at verdens olje- og gassreserver varer lenger og dermed forårsake utslipp en gang i fremtiden. Hvorvidt det skjer, vil imidlertid være avhengig av verdens fremtidige energibalanse.

Dersom den økte gassmengden fra Johan Castberg hadde vært stor nok til å påvirke markedsbalansen, ville den globale klimavirkningen vært avhengig av hvilket brensel gassen fortrenget. Hvis den fortrenget brensel med høyere karbonintensitet enn gass, slik som kull eller olje, ville klimavirkningen vært positiv. Hvis den derimot fortrenget brensel med lavere karbonintensitet, som for eksempel biobrensel til oppvarmingsformål, ville man fått en negativ klimavirkning. En vesentlig forutsetning for denne type negative virkning er at frigjort gass ender opp utenfor kvotehandelssystemet.

4.4.2 Klimaeffekt som følge av frigjorte kvoter fra elektrifisering

Utslipp fra kraftproduksjon på norsk sokkel inngår i EUs kvotehandelssystem (EU ETS). I praksis betyr det at dersom utslipp fra Johan Castberg faller, så frigjøres kvoter som kan bli kjøpt og "brukt" av andre sektorer. Selv om elektrifisering av Johan Castberg isolert sett gir positive globale klimavirkninger (lokale utslippsreduksjoner minus utslippsøkninger i kraftmarkedet større enn null), "låses" klimaeffekten av taket på CO₂-utslipp definert i EU ETS. Det er imidlertid to forhold som kompliserer dette bildet noe.

Det første gjelder ubrukte kvoter. I dag er det et stort overskudd av kvoter i EU ETS. Når det likevel er en pris på kvoter, betyr det at aktørene i kvotemarkedet forventer en innstramning av kvotemarkedet over tid, og at kvotene kan spares og brukes etter 2020. Mange ubrukte kvoter betyr at det på kort sikt ikke nødvendigvis er et en-til-en forhold mellom reduserte utslipp en plass i systemet og økte utslipp en annen plass i systemet. Effekten forsterkes av at EU har innført en mekanisme som tillater kommisjonen å "trekke" overskuddskvoter fra markedet for å innføre dem igjen på et senere tidspunkt, når overskuddet er mindre. Denne mekanismen kalles MSR – Market Stability Reserve.

Samtidig er kvotetaket i EU ETS politisk bestemt. Det betyr at politikerne kan justere taket og dermed stramheten i kvotesystemet framover for å sikre at kvoteprisen gir tilstrekkelige insentiver for nødvendige klimavennlige investeringer. Den økonomiske situasjonen i EU vil ha stor innflytelse på kvotetaket. Det er liten vilje til å stramme inn i perioder med stor arbeidsledighet og lav økonomisk vekst, tvert imot kan kvotereserver bli frigitt for å dempe prispress på kvoter hvis den økonomiske veksten er svak.

Politiske tiltak som endrer rammene for kvotesystemet midt inne i en periode kan redusere næringslivets tillit til systemet. Sannsynligheten for innstramminger er derfor større etter 2020 enn i årene før. Man kan se for seg en situasjon der omfattende elektrifisering sammen med andre klimatiltak bidrar til å løfte troen på hva som er mulig å få til, og dermed påvirker politikerne til en ekstra innstramning av kvotetaket i EU ETS. Dersom slike dynamisk-politiske prosesser finner sted, blir det heller ikke noe en-til-en forhold mellom reduksjoner og økninger av utslipp innenfor EU ETS over tid.

4.4.3 Klimaanslysens anvendbarhet for andre elektrifiseringsprosjekter

Analysen presentert i denne rapporten viser hvordan økt uttak ifm. elektrifisering på Johan Castberg medfører endringer i kraftforsyningen i det europeiske kraftsystemet. Så lenge elektrifisering ikke eksplisitt medfører nye investeringer i norsk fornybar kapasitet, eller gir økninger i produksjonen fra eksisterende verk, så blir det termiske kraftverk med ledig kapasitet på Kontinentet som øker sin produksjon. Følgelig blir den lokale klimagevinsten av elektrifisering motvirket av utslippsøkninger fra mer termisk kraftproduksjon andre steder.

Denne virkningen vil gjelde uavhengig av hvor på sokkelen elektrifiseringsprosjektet finner sted, så lenge økt uttak kommer fra sentralnettet. Årsaken er at det i realiteten ikke finnes ledig produksjonskapasitet i norsk kraftforsyning på kort sikt, ettersom vann- og vindkraftverk produserer basert på tilgjengelighet av sine respektive energikilder som er vann og vind. Riktignok finnes det ledig produksjonskapasitet på gasskraftverket på Kårstø, men det vil uansett være et tilfelle av at gasskraft erstatter gasskraft.

Effekten kan bli en annen hvis mange felt på sokkelen elektrifiseres innenfor et avgrenset tidsrom. I så fall kan det tenkes at det økte kraftuttaket blir såpass høyt at norske kraftpriser svinger opp til et nivå som trigger investering i ny, fornybar produksjonskapasitet. Dette er nærmere beskrevet i kapitlene 3.3 og 3.4.6.

5. TILTAKSKOSTNAD

I dette kapittelet presenteres tiltakskostnadsanalysen. Den bygger på forutsetningene gjort i kapittel 2 og 3: den tekniske utbyggingsløsningen og kraftbehovet definert av Statoil, kostnadsestimatene av den valgte løsningen gjort av Rambøll og Pöyry basert på teknisk informasjon fra Statoil, og kraftmarkedsutviklingen analysert av Pöyry.

Tiltakskostnader ved elektrifisering forteller hva det koster å oppnå en reduksjon i lokale CO₂-utslipp på ett tonn. Ved beregning av tiltakskostnader legger vi til grunn lokale utslippsvirkninger på feltet, i tråd med metoden som benyttes av Oljedirektoratet, og forutsetter at den elektriske kraften som erstatter gassturbinene i sin helhet kommer fra fornybare kilder (jf. Kapittel 2.4). Det betyr at begrepet tiltakskostnad ikke gjenspeiler globale klimavirkninger.

Tiltakskostnadene sammenlignes med summen av de scenariospesifikke markedsprisene for CO₂-kvoter og CO₂-avgiften for norsk sokkel²⁴, som utgjør alternativkostnaden til elektrifisering. Denne er beregnet til å variere fra 647 NOK/tonn CO₂ (Fornybarstøtte) til 1149 NOK/tonn CO₂ i karbonmarked scenariet (inkludert den særnorske avgiften 478,7 NOK/tonn CO₂ som er holdt konstant over hele perioden). For scenarioene Balansert og lavkarbonsamfunnet er kostnaden henholdsvis 865 og 966 NOK/tonn CO₂. En slik sammenligning gir et bilde av hvor kostnadseffektivt miljøtiltaket er. Kostnadene for CO₂ utgjør en terskelverdi: dersom tiltakskostnaden er lavere enn summen av CO₂-kostnaden, er elektrifisering i det gjeldende tilfellet samfunnsøkonomisk lønnsomt (det mest kostnadseffektive tiltaket). I motsatt tilfelle, der tiltakskostnaden er høyere enn CO₂-kostnaden, er ikke elektrifisering et samfunnsøkonomisk lønnsomt klimatiltak.

Beregningene er gjort både for 5 prosent og 6 prosent diskonteringsrente, i henhold til gjeldende metoder (jamfør kapittel 2.4). Gjennom tre sensitivitetsanalyser beskrives henholdsvis betydningen av at det ikke blir gasseksport i 2043, at elektrifiseringen utløser ny lokal vindkraftproduksjon, og at ny kraftlinje/transformatorstasjon blir klassifisert som ordinært istedenfor industrirelatert sentralnett.

Figurene i de kommende kapitlene viser at CO₂-kostnaden i alle tilfeller er vesentlig lavere enn tiltakskostnaden. Elektrifisering er dermed ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt i noen av kraftmarkedsscenarioene, gitt forutsetningene i studien. Ingen av sensitivitetene endrer den overordnede konklusjonen.

5.1 5 % diskonteringsrente

Figur 48 viser tiltakskostnaden for 5 prosent diskonteringsrente for den valgte FPSO-løsningen. Tiltakskostnaden er høyest i Alternativ 1. Dette innebærer at investeringskostnaden i dette alternativet er høyest relativt til den reduksjonen i utslipp som oppnås. I Alternativ 2 og 3 gir videre investering større gevinst i form av reduserte utslipp.

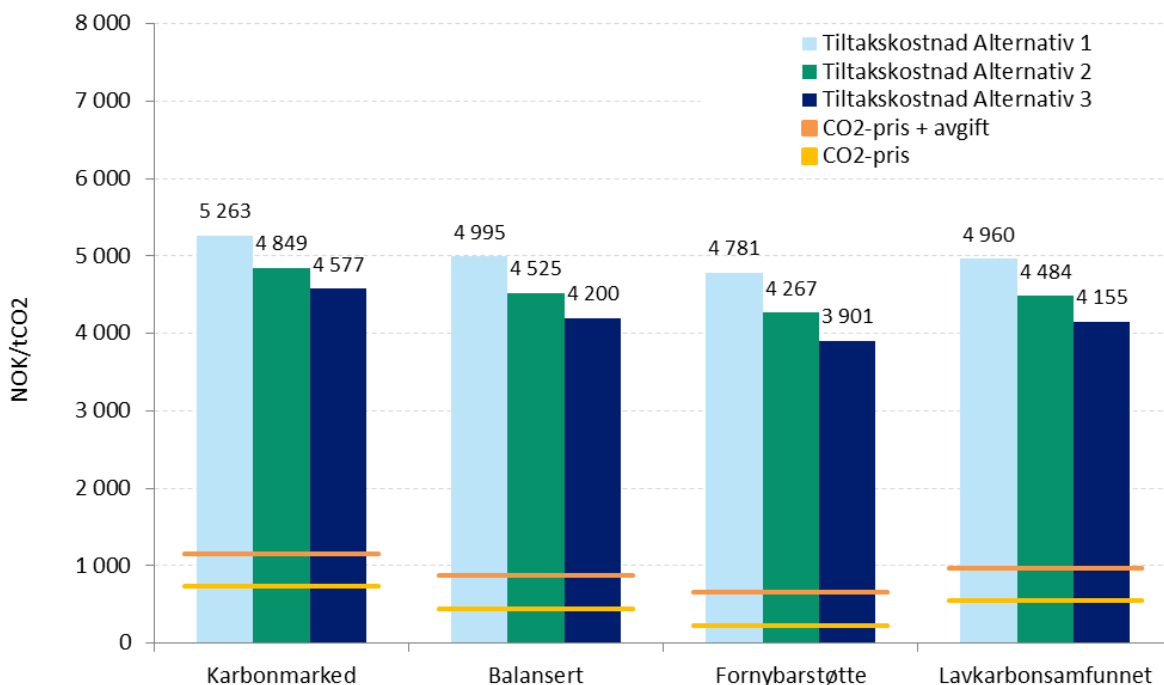
Likevel er kostnadene for elektrifisering langt høyere per tonn redusert utslipp enn CO₂-kostnaden. Det vil således ikke være samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere i noen av de analyserte alternativene eller kraftmarkedsscenarioene.

Avstanden mellom CO₂-kostnad og tiltakskost forblir stor uansett kraftmarkedsscenario, til tross for at kraftprisen og CO₂-prisen varierer i stor grad mellom scenarioene. Det er dermed ikke utviklingen i karbon- og kraftmarkedet som er de vesentlige årsakene til den

²⁴ I denne analysen er CO₂-prisene beregnet som gjennomsnittlig CO₂-pris gjennom produksjonsperioden, mens CO₂-avgiften holdes konstant på 2015-nivå, dvs. 427 kr per tonn CO₂. Utviklingen i CO₂-pris for de fire fremtidige kraftmarkedsscenarioene er vist i Figur 14. Beregning av tiltakskostnad er basert på lokale utslippsvirkninger der det forutsettes at den elektriske energien er produsert fra fornybare kilder, jf. metodebeskrivelsen i kapittel 2.4. Lokale utslippsvirkninger er vist i Figur 41.

lave samfunnsøkonomiske lønnsomheten – det er heller at høye investeringskostnader må til for å dekke en relativt lav utslippsreduksjon.

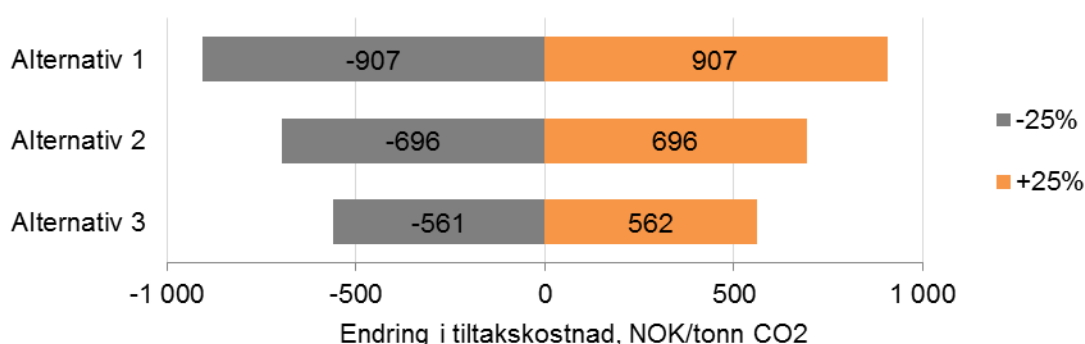
Figur 48 – Tiltakskost ved 5 % diskontering, NOK per tonn CO₂



Kilde: Pöyry

Beregningene av tiltakskostnadene illustrert ovenfor er basert på estimerte kostnader, og er følgelig utsatt for estimatusikkerhet. Basert på metodeverket er estimeringsusikkerheten for denne type estimater omtrent +/- 25 prosent. For å kunne vurdere betydningen av at de faktiske kostnadene kan bli både høyere og lavere enn estimert, har vi derfor beregnet effekten på tiltakskostnaden som følge av at investeringskostnadene både økes og reduseres med 25%, jf. Figur 49.

Figur 49 – Endring i tiltakskostnad som følge av +/-25% endret investeringskostnad, NOK/tCO₂



Kilde: Pöyry

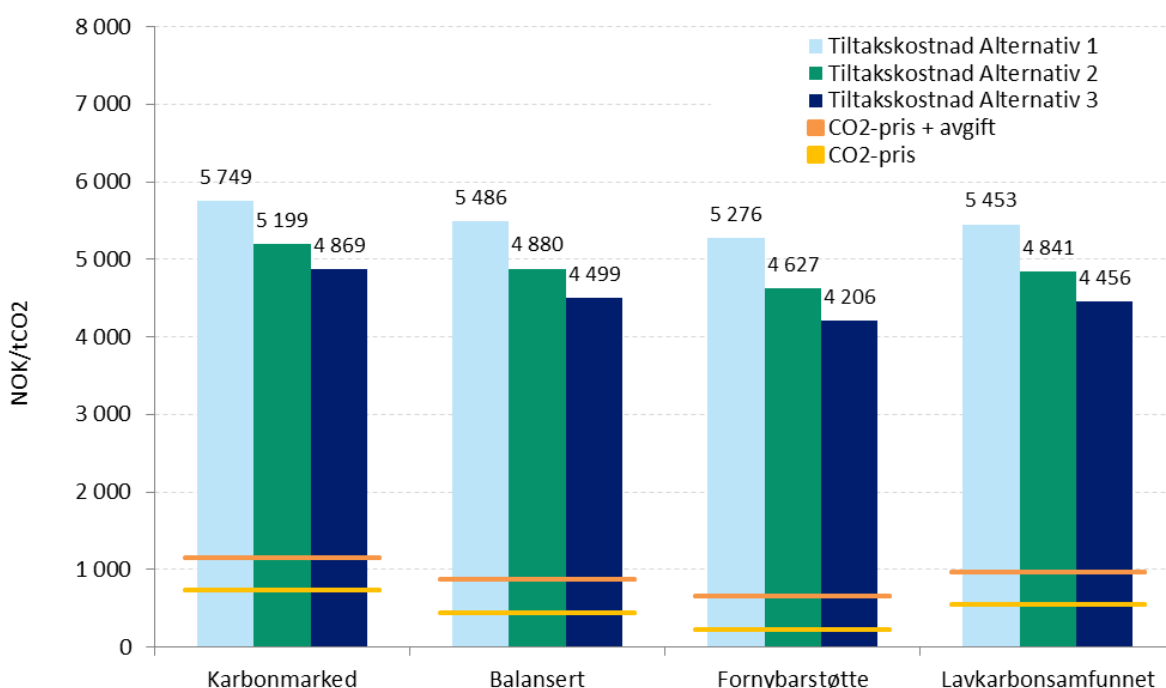
Beregningene viser at ingen av elektrifiseringsalternativene vil være et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak selv om investeringskostnaden skulle vise seg å bli 25% lavere enn estimert.

Skulle investeringskostnaden vise seg å bli høyere enn estimert, vil spriket mellom tiltakskostnaden og CO₂-kostnaden øke ytterligere.

5.2 6 % diskonteringsrente

Tiltakskostnader ved 6 prosent diskonteringsrente er vist i Figur 50 under. Siden det ikke er lønnsomt å elektrifisere ved en diskonteringsrente på 5 prosent, blir elektrifisering følgelig ikke et samfunnsøkonomisk lønnsomt klimatiltak når diskonteringsrenten settes til 6 prosent.

Figur 50 – Tiltakskost ved 6 % diskontering, NOK per tonn CO₂

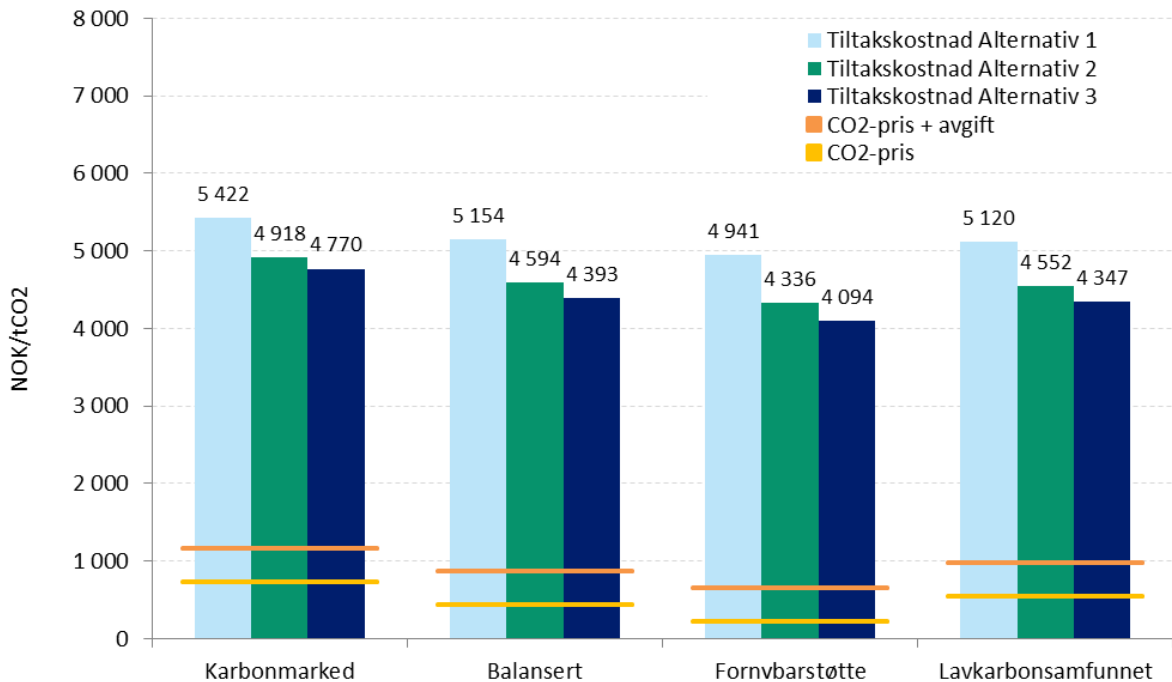


Kilde: Pöyry

5.3 Ingen gass eksport fra Johan Castberg

Tiltakskostnader i tilfellet der det ikke eksporteres gass fra og med 2043 er beregnet med en diskonteringsrente på 5 prosent. Resultatet viser at tiltakskostnaden overgår CO₂-kostnaden også i dette tilfellet, jf. Figur 51. Dermed er ikke elektrifisering å anse som et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak under forutsetningen om at det ikke eksporteres gass.

Figur 51 – Tiltakskost ved ingen gasseksport, NOK per tonn CO₂



Kilde: Pöyry

5.4 Ny kraftproduksjon som følge av elektrifisering

En kunne tenke seg at den økte etterspørselen etter elektrisk kraft som følge av elektrifisering vil utløse en økning i den lokale kraftproduksjonen. I dette tilfellet antas det derfor at elektrifiseringen utløser økt lokal vindkraftproduksjon tilsvarende elektrisitetsbehovet på Johan Castberg.

En økning i den lokale vindkraftproduksjonen vil ha marginale effekter på kraftprisen. Den årlige kraftprisen reduseres mellom 0,1 og 0,2 EUR/MWh som følge av den lokale produksjonsøkningen. Ved å anta en årlig reduksjon av kraftprisen på 0,2 EUR/MWh i kraftmarkedsscenario Balansert, vil dette gi en samlet besparelse i driftskostnaden over driftsperioden på 49 mNOK i Alternativ 3. Dette tilsvarer en reduksjon av den aggregerte strømkostnaden i Alternativ 3 på 0,3 prosent, og har således marginal betydning for tiltakskostnaden.

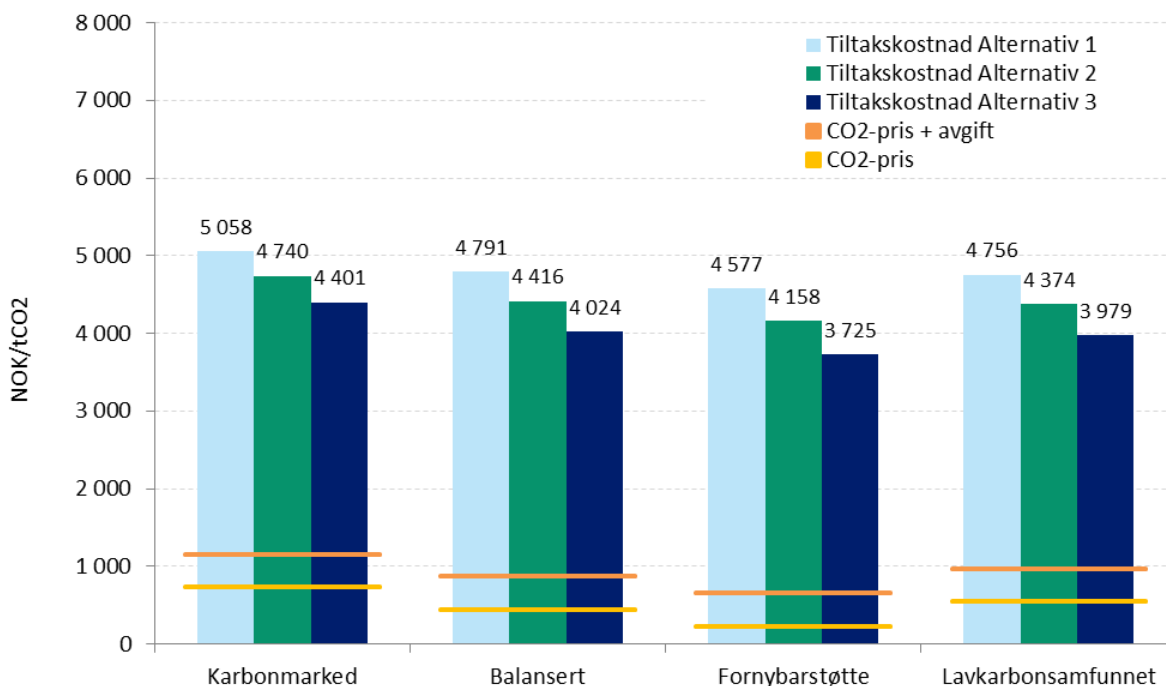
5.5 Ny kraftlinje og transformatorstasjon ikke klassifisert som industrirelatert investering

Ved elektrifisering av Johan Castberg vil det måtte bygges en kraftlinje fra Skaidi til Hyggevatn. I Alternativ 1 og 2 må det bygges nye bryterfelt i eksisterende transformatorstasjon, mens det i Alternativ 3 også vil måtte bygges en ny transformatorstasjon. Det er foreløpig usikkert om disse kostnadene vil tilfalle Statoil eller Statnett. Hvem som blir kostnadsansvarlig part, eller en eventuell kostnadsfordelingsnøkkel mellom partene, er avhengig av om investeringene klassifiseres som ordinære eller industrirelaterte. Investeringene vil bli klassifisert som industrirelaterte dersom Statoils forbruk representerer mer enn 80 prosent av total effektbelastning, mens det vil bli klassifisert som ordinært dersom Statoils behov utgjør mindre enn 80 prosent.

I de foregående tiltakskostnadsberegningene er det forutsatt at disse kostnadene i sin helhet vil tilfalle Johan Castberg-prosjektet. I tiltakskostnadsberegningen nedenfor er det

imidlertid forutsatt at kostnadene i sin helhet vil tilfalle Statnett. Kostnadene er beregnet med en diskonteringsrente på 5 prosent.

Figur 52 – Tiltakskost når ny kraftlinje og transformatorstasjon klassifiseres som ordinært sentralnett



Kilde: Pöyry

Figuren viser at klassifiseringen av kraftlinje og transformatorstasjon ikke har noen innvirkning på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Tiltakskosten forblir vesentlig høyere enn CO₂-kostnaden.

[Denne siden skal være blank]

6. KONKLUSJON

Elektrifisering av Johan Castberg er et klimatiltak som ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre. Gitt forutsetningene som er lagt til grunn viser analysen i denne rapporten at dette feltet ikke er kostnadseffektivt å elektrifisere.

Tiltakskostanalysen – som tar utgangspunkt i lokale utslippsbesparelser og forutsetter at kraft fra land kommer fra fornybare kilder – viser at elektrifisering koster et sted mellom 3 900 og 5 300 NOK pr. tonn reduksjon i lokale CO₂-utslipp ved en teknisk løsning som beskrevet i denne rapporten. Uansett hvilke av elektrifiseringsalternativene og utviklingsretningene for kraftmarkedet og CO₂ kostnad som legges til grunn, er tiltakskostnad betydelig høyere enn CO₂-kostnaden.

Pöyrys beregninger viser at lokale utslippskutt i stor grad vil bli oppveid av, eller overgått av, økte CO₂-utslipp fra den europeiske kraftsektoren. Den globale klimavirkningen av å elektrifisere Johan Castberg er derfor langt lavere enn den lokale, eller negativ (netto utslippsøkning). Netto utslippsreduksjon akkumulert over feltets levetid er beregnet til å være mellom -1,4 og 1,0 millioner tonn, avhengig av elektrifiseringsalternativ og kraftmarkeds-scenario. Dersom den globale klimavirkningen hadde vært lagt til grunn i beregningen av tiltakskostnad, ville miljøkostnadseffektiviteten vært langt lavere enn tiltakskostnadsberegningen viser.

Disse konklusjonene er ikke direkte overførbare til andre elektrifiseringsprosjekter. Det er egenskaper ved Johan Castberg-prosjektet som tilsier at det kan være mindre egnet for elektrifisering enn andre felt kan vise seg å være. Johan Castberg ligger relativt langt fra land. Sentralnettet i Finnmark har lite rom for økt uttak, og det må derfor gjøres store investeringer i sjøkabler og nettutvikling hvis Johan Castberg skal full-elektrifiseres. Videre genereres det ikke inntekter fra salg av frigjort gass før i 2043, ti år før feltet skal avvikles. Klimaeffekten av tiltaket påvirkes også av at gassturbinene som er planlagt brukt på Johan Castberg dersom man ikke elektrifiserer har relativt høy virkningsgrad, ettersom man kan utnytte all spillvarme. Utslippseffekten av å "erstatte" disse turbinene med kraft generert av CCGT på Kontinentet, er dermed begrenset.

Kun i en situasjon der elektrifisering utløser investeringer i ny fornybar kraftproduksjon i Norge, vil den globale klimavirkningen være tilnærmet lik lokale utslippskutt. Kraftprisøkningen som følge av elektrifisering er imidlertid for liten til å utløse slike investeringer i noen av de analyserte kraftmarkeds-scenarioene.

Virkingen kan bli en annen dersom man analyserer kraftmarkedstilpasningene som følge av elektrifisering av et større antall felt under ett. Som et eksempel er det vist for *Balansert* scenario at det kreves en etterspørselsøkning på 4 TWh fra elektrifisering (utover de 4 TWh som til grunn i hovedanalysen) for at det skal lønne seg å bygge ut ny, fornybar produksjon i Norden.

[Denne siden skal være blank]

VEDLEGG 1 RAMBØLLS KOSTNADSESTIMAT

Figur V 1 – Kostnadsestimat Transformatorstasjon

| | | Onshore grid re-strengthening (Transformer station) | | | | | | | | | | |
|--|------------|---|------|-----------------|------------------|----|-------|----------------|----|---|------------------------------|----------------------------|
| Description | Norm | | | Rate NOK/Mhr | Qty Option 1 & 2 | | | Qty Option 3 | | | Estimated cost Option 1&2 | Estimated cost Option 3 |
| | NOK/unit | Mhrs/unit | % | | m ² | no | t | m ² | no | t | kNOK | kNOK |
| Estimate 1 | | | | | | | | | | | 56 241 | 141 479 |
| Preliminary | | | 12 % | | | | | | | | 4 415 | 11 105 |
| Project Management/Administration | | | 15 % | | | | | | | | 4 088 | 10 283 |
| Engineering | | | 20 % | 800 | | | - | | | | 5 450 | 13 710 |
| Procurement | | | | | | | | | | | 15 100 | 39 400 |
| Rental of breaker field in existing grid (1&2) | | | | | | | | | | | 0 | na |
| New breaker field (1&2) | 15 000 000 | | | | | 1 | | | | | 15 000 | na |
| Material and Bulk (1&2) | 100 000 | | | | | 1 | | | | | 100 | na |
| EQ inside Transformator station (3) | 3 000 000 | | | | | | | 1 | | | na | 3 000 |
| Material and Bulk (3) | 400 000 | | | | | | | 1 | | | na | 400 |
| New breaker field (3) | 12 000 000 | | | | | | | | 3 | | na | 36 000 |
| Construction | | | | | | | | | | | 12 000 | 29 000 |
| Civil Work/Building extension (1&2) | 60 000 | 40 | | | 50 | | 2 000 | | | | 3 000 | na |
| Civil Work/preparation around building | 3 000 | | | | 3 000 | | | | | | 9 000 | na |
| Civil Work/New building (3) | 50 000 | 40 | | | | | | 400 | | - | na | 20 000 |
| Civil Work/preparation around building | 3 000 | | | | | | | 3 000 | | | na | 9 000 |
| Commissioning | | 250 | | 600 | | 1 | | | 1 | | 150 | 150 |
| Owners cost | | | 5 % | | | | | | | | 2 060 | 5 182 |
| Contingency | | | 30 % | | | | | | | | 12 979 | 32 649 |

Figur V 2 Kostnadsestimat Omformerstasjon

| Onshore HVDC converter station | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|----------|-----------|------|------|--------------|-------|---------|--------------|-------|---------|--------------|--------|---------|----------------|----------------|------------------|
| Description | Norm | | | Rate | Qty Option 1 | | | Qty Option 2 | | | Qty Option 3 | | | Estimated cost | Estimated cost | Estimated cost |
| | NOK/unit | Mhrs/unit | % | | NOK/Mhr | Unit | no | Mhr | Unit | no | Mhr | Unit | no | Mhr | Option 1 | Option 2 |
| | | | | | | | | | | | | | | kNOK | kNOK | kNOK |
| Estimate 2 | | | | | | | | | | | | | | 763 427 | 885 088 | 1 026 888 |
| Preliminary | | | 12 % | | | | | | | | | | | 67 740 | 78 535 | 91 117 |
| Project Management/Administration | | | 10 % | | | | | | | | | | | 43 423 | 50 343 | 58 408 |
| Engineering | | | 20 % | | | | | | | | | | | 86 846 | 100 686 | 116 817 |
| Procurement | | | | | | | | | | | | | | 207 006 | 254 543 | 310 718 |
| Equipment Aibel(based on MEL) (1) | - | | | | | | | | | | | | | 86 678 | | |
| Equipment ABB (based on MEL) (1) | | | | | | | | | | | | | | 80 803 | | |
| Bulk (1) | | | | | | | | | | | | | | 33 496 | | |
| Equipment Aibel(based on MEL) (2) | | | | | | | | | | | | | | | 98 373 | |
| Equipment ABB(based on MEL) (2) | | | | | | | | | | | | | | | 107 568 | |
| Bulk (2) | | | | | | | | | | | | | | | 41 188 | |
| Equipment Aibel(based on MEL) (3) | - | | | | | | | | | | | | | | | 111 627 |
| Equipment ABB(based on MEL) (3) | | | | | | | | | | | | | | | | 139 763 |
| Bulk (3) | | | | | | | | | | | | | | | | 50 278 |
| Freight | | | | | | | | | | | | | | 6 029 | 7 414 | 9 050 |
| Construction | | | | | | | | | | | | | | 222 130 | 243 089 | 266 484 |
| Equipment Aibel(based on MEL) (1) | | 70 | | 600 | | | 29 435 | | | | | | | 17 661 | | |
| Equipment ABB (based on MEL) (1) | | 70 | | 600 | t | 392 | 27 440 | | | | | | | 16 464 | | |
| Bulk (1) | | | | 600 | | | 28 000 | | | | | | | 16 800 | | |
| Equipment Aibel(based on MEL) (2) | | 70 | | 600 | | | | | | 31 816 | | | | | 19 090 | |
| Equipment ABB(based on MEL) (2) | | 70 | | 600 | t | | 497 | 34 790 | | | | | | 20 874 | | |
| Bulk (2) | | | | 600 | | | | 30 000 | | | | | | 18 000 | | |
| Equipment Aibel(based on MEL) (3) | | 70 | | 600 | | | | | | | | 35 390 | | | | 21 234 |
| Equipment ABB(based on MEL) (3) | | 70 | | 600 | | | | | | | t | 633 | 44 310 | | | 26 586 |
| Bulk (3) | | | | 600 | | | | | | | | | 35 000 | | | 21 000 |
| Civil Work/New converter station (1) | 42 000 | 40 | | 600 | m2 | 2 770 | 110 800 | | | | | | | 116 340 | | |
| Civil Work/New converter station (2) | 42 000 | 40 | | 600 | | | | m2 | 3 032 | 121 280 | | | | | 127 344 | |
| Civil Work/New converter station (3) | 42 000 | 40 | | 600 | | | | | | | m2 | 3 268 | 130 720 | | | 137 256 |
| Civil Work/Fin Fan Coolers | | | | | | | | | | | | | | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| Civil Work/preparation around building | 3 000 | | | | m2 | 6 000 | | m2 | 6 000 | | m2 | 6 000 | | 18 000 | 18 000 | 18 000 |
| Siteprep trench and foundation | | | | | | | | | | | | | | 13 534 | 14 634 | 15 626 |
| Temporary facilities | | | | | | | | | | | | | | 22 331 | 24 147 | 25 782 |
| Commissioning | | | 10 % | 600 | | | 8 487 | | | 9 661 | | | 11 470 | 5 092 | 5 796 | 6 882 |
| Owners cost | | | 5 % | | | | | | | | | | | 31 612 | 36 650 | 42 521 |
| Contingency | | | 15 % | | | | | | | | | | | 99 577 | 115 446 | 133 942 |

Figur V 3 – Kostnadsestimat Fiberoptisk kabel

| RAMBOLL | | Fiber optic cable onshore | | | | PÖYRY | | | |
|-----------------------------------|------|---------------------------|------|-----|----------|-----------|------|---------|----------------|
| Description | Qty | | | | Norm | | | Rate | Estimated cost |
| | Unit | no | Days | Mhr | NOK/unit | Mhrs/unit | % | NOK/Mhr | kNOK |
| Estimate 7 | | | | | | | | | 19 060 |
| Preliminary | | | | | | | 12 % | | 1 441 |
| Project Management/Administration | | | | - | | | 15 % | | 1 334 |
| Engineering | | | | - | | | 20 % | | 1 779 |
| Procurement | | | | | | | | | 138 |
| Fiber cable | km | 10 | | | 13 800 | | | | 138 |
| Civil work | | | | | | | | | 8 500 |
| Culvert fiber cable onshore | km | 4 | 100 | | 10 000 | | | | 1 000 |
| Landfall (civil work) | ea | 1 | | | | | | | 5 000 |
| Laying cable onshore | km | 10 | 250 | | 10 000 | | | | 2 500 |
| Commissioning | | | | | | | 3 % | | 255 |
| Owners cost | | | | | | | 5 % | | 672 |
| Contingency | | | | | | | 35 % | | 4 941 |

Figur V 4 – Kostnadsestimat HVDS-kabel (land)

| Description | Norm | | | Rate | Qty Option 1 | | | Qty Option 2 | | | Qty Option 3 | | | Estimated cost Option 1 | Estimated cost Option 2 | Estimated cost Option 3 |
|---|-----------|-----------|------|---------|--------------|------|----|--------------|------|----|--------------|------|----|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| | NOK/unit | Mhrs/unit | % | NOK/Mhr | km | Days | No | km | Days | No | km | Days | No | kNOK | kNOK | kNOK |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Estimate 3 | | | | | | | | | | | | | | 45 553 | 48 724 | 49 120 |
| Preliminary | | | 12 % | | | | | | | | | | | 3 810 | 4 075 | 4 108 |
| Project Management/Administration | | | 10 % | | | | - | | | - | | | | 2 442 | 2 612 | 2 634 |
| Engineering | | | 20 % | | | | - | | | - | | | | 4 885 | 5 225 | 5 267 |
| Procurement | | | | | | | | | | | | | | 12 750 | 14 450 | 14 663 |
| Land cable (AC Power cable) 630mm ² /80kV | 2 550 000 | | | | 5 | | | | | | | | | 12 750 | - | - |
| Land cable (AC Power cable) 1000mm ² /80kV | 2 890 000 | | | | | | | 5 | | | | | | - | 14 450 | - |
| Land cable (AC Power cable) 1200mm ² /80kV | 2 932 500 | | | | | | | | | | 5 | | | - | - | 14 663 |
| Civil work | | | | | | | | | | | | | | 11 333 | 11 333 | 11 333 |
| Installation/culvert power cable onshore to landfall | 666 667 | | | 2 000 | 5 | | | 5 | | | 5 | | | 3 333 | 3 333 | 3 333 |
| Landfall (civil work) | 8 000 000 | | | | | | 1 | | | | | | 1 | 8 000 | 8 000 | 8 000 |
| Commissioning | | | 3 % | | | | | | | | | | | 340 | 340 | 340 |
| Owners cost | | | 5 % | | | | | | | | | | | 1 778 | 1 902 | 1 917 |
| Contingency | | | 22 % | | | | | | | | | | | 8 214 | 8 786 | 8 858 |

Figur V 5 – Kostnadsestimat HVDC-kabel (sjø)

| Description | Norm | | | Rate | Qty Option 1 | | | Qty Option 2 | | | Qty Option 3 | | | Estimated cost Option 1 | Estimated cost Option 2 | Estimated cost Option 3 | |
|---|------------|-----------|------|---------|--------------|-----|------|--------------|------|-----|--------------|-----|----|-------------------------|-------------------------|-------------------------|--------|
| | NOK/unit | Mhrs/unit | % | NOK/Mhr | km | | | km | | | km | | | kNOK | kNOK | kNOK | |
| | | | | | Days | No | Days | No | Days | No | Days | No | | | | | |
| Estimate 3 | | | | | | | | | | | | | | 2 561 559 | 2 889 525 | 2 929 560 | |
| Preliminary | | | 12 % | | | | | | | | | | | 214 249 | 241 680 | 245 028 | |
| Project Management/Administration | | | 10 % | | | | - | | | | | | | 137 339 | 154 923 | 157 070 | |
| Engineering | | | 20 % | | | | - | | | | | | | 274 678 | 309 846 | 314 139 | |
| Procurement | | | | | | | | | | | | | | 1 287 900 | 1 459 620 | 1 481 085 | |
| Sea cable, static (single core centric 630mm ²) | 2 550 000 | | | | | 502 | | | | | | | | 1 280 100 | | | |
| Sea cable, static (single core centric 1000mm ²) | 2 890 000 | | | | | | | 502 | | | | | | - | 1 450 780 | | |
| Sea cable, static (single core centric 1200mm ²), additional insulation | 2 932 500 | | | | | | | | | | 502 | | | - | | 1 472 115 | |
| Sea cable, dynamic. Incl connection. (single core centric 630mm ²) | 3 900 000 | | | | | 2 | | | | | | | | 7 800 | | | |
| Sea cable, dynamic. Incl connection. (single core centric 1000mm ²) | 4 420 000 | | | | | | | 2 | | | | | | - | 8 840 | | |
| Sea cable, dynamic. Incl connection. (single core centric 1200mm ²) | 4 485 000 | | | | | | | | | | 2 | | | - | | 8 970 | |
| Marine transport/Civil work | | | | | | | | | | | | | | 83 000 | 87 000 | 87 000 | |
| Sea cable, static & dynamic (single core centric 630mm ²)HVDC | 1 000 000 | | | | | 504 | 31 | | | | | | | 31 000 | | | |
| Sea cable, static & dynamic (single core centric 1000mm ²)HVDC | 1 000 000 | | | | | | | 504 | 35 | | | | | | 35 000 | | |
| Sea cable, static & dynamic (single core centric 1200mm ²)HVDC, additional insulation | 1 000 000 | | | | | | | | | 504 | 35 | | | | | 35 000 | |
| Trenching | 600 000 | | | | | 403 | 45 | | 403 | 45 | | 403 | 45 | | 27 000 | 27 000 | 27 000 |
| Splice incl in days | 10 000 000 | | | | | | | | | | | | | 10 000 | 10 000 | 10 000 | |
| Rock dumping incl supply boats | 1 000 000 | | | | | 101 | 13 | | 101 | 13 | | 101 | 13 | | 13 000 | 13 000 | 13 000 |
| Hang off to Host platform | 2 000 000 | | | | | | | | | | | | | 2 000 | 2 000 | 2 000 | |
| Commissioning | | | 3 % | | | | | | | | | | | 2 490 | 2 610 | 2 610 | |
| Owners cost | | | 5 % | | | | | | | | | | | 99 983 | 112 784 | 114 347 | |
| Contingency | | | 22 % | | | | | | | | | | | 461 920 | 521 062 | 528 281 | |

Figur V 6 – Kostnadsestimat Power Host

| Description | | Norm | | Rate | Qty Option 1 | | | | Qty Option 2 | | | | Qty Option 3 | | | | Estimated cost | Estimated cost | Estimated cost | |
|--|--|-----------|-----------|-------|--------------|------|---------|---------|--------------|------|---------|---------|--------------|------|---------|---------|----------------|----------------|----------------|-----------|
| | | NOK/unit | Mhrs/unit | %/day | NOK/Mhr | Unit | no | Mhr | kNOK | Unit | no | Mhr | kNOK | Unit | no | Mhr | kNOK | Option 1 | Option 2 | Option 3 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | kNOK | kNOK | kNOK |
| Estimate 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 2 261 479 | 2 845 085 | 3 172 168 |
| Preliminary | | | | 12 % | 800 | | | 88 832 | | | | 114 072 | | | | 127 464 | | 182 869 | 230 061 | 256 519 |
| Project Management/Administration | | | | | 800 | | | 88 832 | | | | 114 072 | | | | 127 464 | | 71 066 | 91 258 | 101 971 |
| Engineering | | | 80 | | 750 | | | 592 216 | | | | 760 480 | | | | 849 760 | | 444 162 | 570 360 | 637 320 |
| Procurement Equipment | | | | | | | 478 | | | | 670 | | | | 840 | | | 124 957 | 166 820 | 205 369 |
| Main Power | | | | | | t | 254 | | | t | 393 | | | t | 521 | | | 39 500 | 61 116 | 81 022 |
| Emergency Power | | | | | | t | 13 | | | t | 14 | | | t | 15 | | | 3 864 | 4 226 | 4 528 |
| Main Control | | | | | | t | 11 | | | t | 12 | | | t | 13 | | | 10 522 | 11 076 | 11 999 |
| Power Support | | | | | | t | 22 | | | t | 26 | | | t | 33 | | | 17 994 | 21 265 | 26 991 |
| Process Utilities | | | | | | t | 24 | | | t | 32 | | | t | 42 | | | 10 337 | 13 957 | 18 318 |
| Platform Utilities | | | | | | t | 80 | | | t | 118 | | | t | 141 | | | 25 441 | 37 620 | 44 953 |
| Mustering | | | | | | t | 13 | | | t | 13 | | | t | 13 | | | 3 750 | 3 900 | 3 900 |
| Crane | | | | | | t | 62 | | | t | 62 | | | t | 62 | | | 13 550 | 13 660 | 13 660 |
| Procurement Bulk | | | | | | | 6 925 | | | | 8 836 | | | | 9 782 | | | 318 670 | 403 124 | 442 693 |
| Hull incl. Mooring | | 30 000 | | | | t | 4 764 | | | t | 6 062 | | | t | 6 726 | | | 142 920 | 181 880 | 201 780 |
| Primary steel | | 21 000 | | | | t | 842 | | | t | 1 074 | | | t | 1 202 | | | 12 682 | 22 554 | 25 242 |
| Secondary steel | | 23 000 | | | | t | 324 | | | t | 413 | | | t | 462 | | | 7 452 | 9 499 | 10 626 |
| Outfitting steel | | 33 000 | | | | t | 442 | | | t | 597 | | | t | 655 | | | 14 586 | 19 701 | 21 615 |
| Electro | | 350 000 | | | | t | 71 | | | t | 87 | | | t | 94 | | | 24 850 | 30 450 | 32 900 |
| Safety | | 140 000 | | | | t | 37 | | | t | 44 | | | t | 48 | | | 5 180 | 6 160 | 6 720 |
| HVAC | | 120 000 | | | | t | 62 | | | t | 75 | | | t | 55 | | | 7 440 | 9 000 | 6 600 |
| Instrument/telecom | | 400 000 | | | | t | 48 | | | t | 59 | | | t | 64 | | | 19 200 | 23 600 | 25 600 |
| Architectural | | 200 000 | | | | t | 156 | | | t | 195 | | | t | 217 | | | 31 200 | 39 000 | 43 400 |
| Piping | | 290 000 | | | | t | 154 | | | t | 194 | | | t | 213 | | | 44 660 | 56 260 | 61 770 |
| Correction protection | | 140 000 | | | | t | 25 | | | t | 36 | | | t | 46 | | | 3 500 | 5 040 | 6 440 |
| Construction | | | | | | | 636 595 | | | | 819 260 | | | | 917 160 | | | 381 957 | 491 556 | 550 296 |
| Equipment (based on MEL) | | | 50 | | 600 | t | 478 | | 23 885 | t | 670 | | 33 500 | t | 840 | | 42 000 | 14 331 | 20 100 | 25 200 |
| Hull incl. Mooring | | | 70 | | 600 | t | 4 764 | | 333 480 | t | 6 062 | | 424 340 | t | 6 726 | | 470 820 | 200 088 | 254 604 | 282 492 |
| Primary steel | | | 70 | | 600 | t | 842 | | 58 940 | t | 1 074 | | 75 180 | t | 1 202 | | 84 140 | 35 364 | 45 108 | 50 484 |
| Secondary steel | | | 80 | | 600 | t | 324 | | 25 920 | t | 413 | | 33 040 | t | 462 | | 36 960 | 15 552 | 19 824 | 22 176 |
| Outfitting steel | | | 100 | | 600 | t | 442 | | 44 200 | t | 597 | | 59 700 | t | 655 | | 65 500 | 26 520 | 35 820 | 39 300 |
| Electro | | | 300 | | 600 | t | 71 | | 21 300 | t | 87 | | 26 100 | t | 94 | | 28 200 | 12 780 | 15 660 | 16 920 |
| Safety | | | 150 | | 600 | t | 37 | | 5 550 | t | 44 | | 6 600 | t | 48 | | 7 200 | 3 330 | 3 960 | 4 320 |
| HVAC | | | 150 | | 600 | t | 62 | | 9 300 | t | 75 | | 11 250 | t | 55 | | 8 250 | 5 500 | 6 750 | 4 950 |
| Instrument/telecom | | | 400 | | 600 | t | 48 | | 19 200 | t | 59 | | 23 600 | t | 64 | | 25 600 | 11 520 | 14 160 | 15 360 |
| Architectural | | | 170 | | 600 | t | 156 | | 26 520 | t | 195 | | 33 150 | t | 217 | | 36 890 | 15 912 | 19 890 | 22 134 |
| Piping | | | 200 | | 600 | t | 154 | | 30 800 | t | 194 | | 38 800 | t | 213 | | 42 600 | 18 480 | 23 280 | 25 560 |
| Correction protection | | | 1500 | | 600 | t | 25 | | 37 500 | t | 36 | | 54 000 | t | 46 | | 69 000 | 22 500 | 32 400 | 41 400 |
| Marine transport and installation | | | | | | | | | | | | | | | | | | 144 900 | 144 900 | 144 900 |
| Transport topside(Barge and tugs) | | 585 000 | | | | d | 20 | | | d | 20 | | | d | 20 | | | 11 700 | 11 700 | 11 700 |
| Transport spare floater(Barge and tugs) | | 585 000 | | | | d | 20 | | | d | 20 | | | d | 20 | | | 11 700 | 11 700 | 11 700 |
| Installation topside(HLV) | | 5 000 000 | | | | d | 5 | | | d | 5 | | | d | 5 | | | 25 000 | 25 000 | 25 000 |
| Installation spare floater,(HLV) | | 4 500 000 | | | | d | 15 | | | d | 15 | | | d | 15 | | | 67 500 | 67 500 | 67 500 |
| Anchor vessel | | 200 000 | | | | d | 15 | | | d | 15 | | | d | 15 | | | 3 000 | 3 000 | 3 000 |
| Hook up and final installation | | 250 000 | | | | d | 8 | | | d | 8 | | | d | 8 | | | 2 000 | 2 000 | 2 000 |
| Flotel | | 400 000 | | | | d | 60 | | | d | 60 | | | d | 60 | | | 24 000 | 24 000 | 24 000 |
| Commissioning | | | | | 600 | | | 63 660 | | | | 81 926 | | | | 91 716 | | 38 196 | 49 156 | 55 030 |
| Owners cost(Incl Logistic) | | | | 10 % | | | | | | | | | | | | | | 102 407 | 128 834 | 143 645 |
| Contingency | | | | 6 % | | | | | | | | | | | | | | 452 296 | 569 017 | 634 434 |
| | | | | 25 % | | | | | | | | | | | | | | | | |

Figur V 7 – Kostnadsestimat Power Host (topside)

| RAMBOLL | | Host platform Topside | | | | | | | | | | | | PÖYRY | | | | | |
|------------------------------------|-----------|-----------------------|-------|------|--------------|-------|---------|-----|--------------|-------|---------|-----|--------------|---------|--------|-----|------------------|------------------|------------------|
| Description | Norm | | | Rate | Qty Option 1 | | | | Qty Option 2 | | | | Qty Option 3 | | | | Estimated cost | Estimated cost | Estimated cost |
| | NOK/unit | Mhrs/unit | %/day | | NOK/Mhr | Unit | no | Mhr | kNOK | Unit | no | Mhr | kNOK | Unit | no | Mhr | kNOK | Option 1 | Option 2 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | kNOK | kNOK | kNOK |
| Estimate 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | 1 495 813 | 1 901 551 | 2 137 053 |
| Preliminary | | | 12 % | | % | 90 | | | % | 90 | | | % | 90 | | | 120 955 | 153 764 | 172 808 |
| Project Management/Administration | | | | | % | 85 | | | % | 85 | | | % | 85 | | | 63 959 | 82 132 | 91 774 |
| Engineering | | | | | % | 85 | | | % | 85 | | | % | 85 | | | 377 538 | 484 806 | 541 722 |
| Procurement Equipment | | | | | | 478 | | | | 670 | | | | 840 | | | 124 957 | 166 820 | 205 369 |
| Main Power | | | | | t | 254 | | | t | 393 | | | t | 521 | | | 39 500 | 61 116 | 81 022 |
| Emergency Power | | | | | t | 13 | | | t | 14 | | | t | 15 | | | 3 864 | 4 528 | 4 528 |
| Main Control | | | | | t | 11 | | | t | 12 | | | t | 13 | | | 10 522 | 11 076 | 11 999 |
| Power Support | | | | | t | 22 | | | t | 26 | | | t | 33 | | | 17 994 | 21 265 | 26 991 |
| Process Utilities | | | | | t | 24 | | | t | 32 | | | t | 42 | | | 10 337 | 13 957 | 18 318 |
| Platform Utilities | | | | | t | 80 | | | t | 118 | | | t | 141 | | | 25 441 | 37 620 | 44 953 |
| Mustering | | | | | t | 13 | | | t | 13 | | | t | 13 | | | 3 750 | 3 900 | 3 900 |
| Crane | | | | | t | 62 | | | t | 62 | | | t | 62 | | | 13 550 | 13 660 | 13 660 |
| Procurement Bulk | | | | | | 2 161 | | | | 2 774 | | | | 3 056 | | | 175 750 | 221 264 | 240 913 |
| Primary steel | 21 000 | | | | t | 842 | | | t | 1 074 | | | t | 1 202 | | | 17 682 | 22 554 | 25 242 |
| Secondary steel | 23 000 | | | | t | 324 | | | t | 413 | | | t | 462 | | | 7 452 | 9 499 | 10 626 |
| Outfitting steel | 33 000 | | | | t | 442 | | | t | 597 | | | t | 655 | | | 14 586 | 19 701 | 21 615 |
| Electro | 350 000 | | | | t | 71 | | | t | 87 | | | t | 94 | | | 24 850 | 30 450 | 32 900 |
| Safety | 140 000 | | | | t | 37 | | | t | 44 | | | t | 48 | | | 5 180 | 6 160 | 6 720 |
| HVAC | 120 000 | | | | t | 62 | | | t | 75 | | | t | 55 | | | 7 440 | 9 000 | 6 600 |
| Instrument/telecom | 400 000 | | | | t | 48 | | | t | 59 | | | t | 64 | | | 19 200 | 23 600 | 25 600 |
| Architectural | 200 000 | | | | t | 156 | | | t | 195 | | | t | 217 | | | 31 200 | 39 000 | 43 400 |
| Piping | 290 000 | | | | t | 154 | | | t | 194 | | | t | 213 | | | 44 660 | 56 260 | 61 770 |
| Correction protection | 140 000 | | | | t | 25 | | | t | 36 | | | t | 46 | | | 3 500 | 5 040 | 6 440 |
| Construction | | | | | | | 303 115 | | | | 394 920 | | | 446 340 | | | 181 869 | 236 952 | 267 804 |
| Equipment (based on MEL) | | 50 | | 600 | t | 478 | 23 885 | | t | 670 | 33 500 | | t | 840 | 42 000 | | 14 331 | 20 100 | 25 200 |
| Primary steel | | 70 | | 600 | t | 842 | 58 940 | | t | 1 074 | 75 180 | | t | 1 202 | 84 140 | | 35 364 | 45 108 | 50 484 |
| Secondary steel | | 80 | | 600 | t | 324 | 25 920 | | t | 413 | 33 040 | | t | 462 | 36 960 | | 15 552 | 19 824 | 22 176 |
| Outfitting steel | | 100 | | 600 | t | 442 | 44 200 | | t | 597 | 59 700 | | t | 655 | 65 500 | | 26 520 | 35 820 | 39 300 |
| Electro | | 300 | | 600 | t | 71 | 21 300 | | t | 87 | 26 100 | | t | 94 | 28 200 | | 12 780 | 15 660 | 16 920 |
| Safety | | 150 | | 600 | t | 37 | 5 550 | | t | 44 | 6 600 | | t | 48 | 7 200 | | 3 330 | 3 960 | 4 320 |
| HVAC | | 150 | | 600 | t | 62 | 9 300 | | t | 75 | 11 250 | | t | 55 | 8 250 | | 5 580 | 6 750 | 4 950 |
| Instrument/telecom | | 400 | | 600 | t | 48 | 19 200 | | t | 59 | 23 600 | | t | 64 | 25 600 | | 11 520 | 14 160 | 15 360 |
| Architectural | | 170 | | 600 | t | 156 | 26 520 | | t | 195 | 33 150 | | t | 217 | 36 890 | | 15 912 | 19 890 | 22 134 |
| Piping | | 200 | | 600 | t | 154 | 30 800 | | t | 194 | 38 800 | | t | 213 | 42 600 | | 18 480 | 23 280 | 25 560 |
| Correction protection | | 1500 | | 600 | t | 25 | 37 500 | | t | 36 | 54 000 | | t | 46 | 69 000 | | 22 500 | 32 400 | 41 400 |
| Marine transport and installation | | | | | | | | | | | | | | | | | 65 700 | 65 700 | 65 700 |
| Transport topside(Barge and tugs) | 585 000 | | | | d | 20 | | | d | 20 | | | d | 20 | | | 11 700 | 11 700 | 11 700 |
| Installation topside(HLV) | 5 000 000 | | | | d | 5 | | | d | 5 | | | d | 5 | | | 25 000 | 25 000 | 25 000 |
| Anchor vessel | 200 000 | | | | d | 15 | | | d | 15 | | | d | 15 | | | 3 000 | 3 000 | 3 000 |
| Hook up and final installation | 250 000 | | | | d | 8 | | | d | 8 | | | d | 8 | | | 2 000 | 2 000 | 2 000 |
| Flotel | 400 000 | | | | d | 60 | | | d | 60 | | | d | 60 | | | 24 000 | 24 000 | 24 000 |
| Commissioning | | | 10 % | 600 | | | 30 312 | | | | 39 492 | | | | 44 634 | | 18 187 | 23 695 | 26 780 |
| Owners cost(Incl Logistic) | | | 6 % | | | | | | | | | | | | | | 67 735 | 86 108 | 96 772 |
| Contingency | | | 25 % | | | | | | | | | | | | | | 299 163 | 380 310 | 427 411 |

Figur V 8 – Kostnadsestimat Power Host (understell)

| RAMBOLL | | Host platform Hull | | | | | | | | | | | | PÖYRY | | | | | |
|--|-----------|--------------------|-------|------|--------------|-------|---------|-----|--------------|---------|---------|-----|--------------|---------|---------|-----|----------------|----------------|----------------|
| Description | Norm | | | Rate | Qty Option 1 | | | | Qty Option 2 | | | | Qty Option 3 | | | | Estimated cost | Estimated cost | Estimated cost |
| | NOK/unit | Mhrs/unit | %/day | | NOK/Mhr | Unit | no | Mhr | kNOK | Unit | no | Mhr | kNOK | Unit | no | Mhr | kNOK | Option 1 | Option 2 |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | kNOK | kNOK | kNOK |
| Estimate 4 | | | | | | | | | | | | | | | | | 765 666 | 943 533 | 1 035 114 |
| Preliminary | | | 12 % | | | | | | | | | | | | | | 61 914 | 76 296 | 83 702 |
| Project Management/Administration | | | | | % | 10 | | | % | 10 | | | % | 10 | | | 7 107 | 9 126 | 10 197 |
| Engineering | | | | | % | 15 | | | % | 15 | | | % | 15 | | | 66 624 | 85 554 | 95 598 |
| Procurement Bulk | | | | | | 4 764 | | | | 6 062 | | | | 6 726 | | | 142 920 | 181 860 | 201 780 |
| Hull incl. Mooring | 30 000 | | | | t | 4 764 | | | t | 6 062 | | | t | 6 726 | | | 142 920 | 181 860 | 201 780 |
| Construction | | | | | | | 333 480 | | | 424 340 | | | | 470 820 | | | 200 088 | 254 604 | 282 492 |
| Hull incl. Mooring | | 70 | | 600 | t | 4 764 | 333 480 | | t | 6 062 | 424 340 | | t | 6 726 | 470 820 | | 200 088 | 254 604 | 282 492 |
| Marine transport and installation | | | | | | | | | | | | | | | | | 79 200 | 79 200 | 79 200 |
| Transport spare floater(Barge and tugs) | 585 000 | | | | d | 20 | | | d | 20 | | | d | 20 | | | 11 700 | 11 700 | 11 700 |
| Installation spare floater.(HLV) | 4 500 000 | | | | d | 15 | | | d | 15 | | | d | 15 | | | 67 500 | 67 500 | 67 500 |
| Commissioning | | | 10 % | 600 | | | 33 348 | | | 42 434 | | | | 47 082 | | | 20 009 | 25 460 | 28 249 |
| Owners cost(Incl Logistic) | | | 6 % | | | | | | | | | | | | | | 34 672 | 42 726 | 46 873 |
| Contingency | | | 25 % | | | | | | | | | | | | | | 153 133 | 188 707 | 207 023 |

Figur V 9 – Kostnadsestimat AC-kabler fra Power Host til FPSO

| Description | Norm | | | Rate | Qty Option 1 | | | Qty Option 2 | | | Qty Option 3 | | | Estimated cost | Estimated cost | Estimated cost |
|---|-----------|-----------|------|---------|--------------|------|----|--------------|------|----|--------------|------|----|----------------|----------------|----------------|
| | NOK/unit | Mhrs/unit | % | €/hr | km | Days | No | km | Days | No | km | Days | No | Option 1 | Option 2 | Option 3 |
| | | | | NOK/Mhr | | | | | | | | | | kNOK | kNOK | kNOK |
| Estimate 5 | | | | | | | | | | | | | | 99 425 | 178 227 | 260 375 |
| Preliminary | | | 12 % | | | | | | | | | | | 8 822 | 15 814 | 23 103 |
| Project Management/Administration | | | 15 % | | | | - | | | - | | | - | 7 821 | 14 020 | 20 482 |
| Engineering | | | 26 % | | | | - | | | - | | | - | 13 556 | 24 301 | 35 502 |
| Procurement | | | | | | | | | | | | | | 39 780 | 79 560 | 121 095 |
| Dynamic Cable (Option 1)1000mm ² | 4 420 000 | | | | 9 | | | | | | | | | 39 780 | | |
| Dynamic Cable (Option 2)1000mm ² | 4 420 000 | | | | | | | 18 | | | | | | | 79 560 | |
| Dynamic Cable (Option 3)1000mm ² isolation | 4 485 000 | | | | | | | | | | 27 | | | | | 121 095 |
| Marine transport and installation | | | | | | | | | | | | | | 12 000 | 13 500 | 15 000 |
| Cable installation | 1 000 000 | | | | | 8 | | | 9 | | | 10 | | 8 000 | 9 000 | 10 000 |
| Trenching | 500 000 | | | | 4 | 8 | | | 8 | 9 | | 12 | 10 | 4 000 | 4 500 | 5 000 |
| Commissioning | | | 3 % | | | | | | | | | | | 360 | 405 | 450 |
| Owners cost | | | 5 % | | | | | | | | | | | 4 117 | 7 380 | 10 782 |
| Contingency | | | 15 % | | | | | | | | | | | 12 968 | 23 247 | 33 962 |

[Denne siden skal være blank]

Figur V 10 – Kostnadsestimat FPSO (Alternativ 0)

| Johan Castberg - Base Case 0 | | | | |
|---|--------|---------|------|------------------|
| WBS | Weight | Norms | | Estimate |
| Base Case 0 | t | NOK/t | % | kNOK |
| Preliminary cost/ Contractor Management | | | 25 % | 609 668 |
| Engineering | 5 389 | 60 000 | | 323 340 |
| Procurement Equipment | 2 137 | | | 1 088 864 |
| Gas compression and reinjection | 689 | | | 372 663 |
| Well stream pipeline system | - | | | - |
| Heating medium | 518 | | | 104 560 |
| Fuel gas | 37 | | | 15 772 |
| Main power high voltage | 686 | | | 440 618 |
| Power distribution | - | | | - |
| Turret | 207 | | | 155 250 |
| Procurement Bulk | 3 252 | | | 555 202 |
| Structure | 1 474 | 33 000 | | 48 642 |
| Electro | 260 | 350 000 | | 91 000 |
| Safety | 107 | 140 000 | | 14 980 |
| HVAC | - | 120 000 | | - |
| Instrument | 183 | 400 000 | | 73 200 |
| Architectural | 91 | 200 000 | | 18 200 |
| Piping | 1 000 | 290 000 | | 290 000 |
| Correction Protection | 137 | 140 000 | | 19 180 |
| Fabrication and Installation cost | 5 389 | 79 500 | | 428 426 |
| Hook up/commissioning Topside | | | 10 % | 42 843 |
| Owners cost (Incl logistic) | | | 6 % | 182 901 |
| Contingency | | | 25 % | 807 811 |
| Sum 50/50 estimate | | | | 4 039 053 |
| Benchmarking MNOK/t | | | | 0,75 |

Figur V 11 – Kostnadsestimat FPSO (Alternativ 1)

| Johan Castberg - Case 1 | | | | |
|---|--------|---------|------|------------------|
| WBS | Weight | Norms | | Estimate |
| Case 1 | t | NOK/t | % | kNOK |
| Preliminary cost/ Contractor Management | | | 25 % | 452 796 |
| Engineering | 4 578 | 60 000 | | 274 686 |
| Procurement Equipment | 1 538 | | | 606 967 |
| Gas compression and reinjection | 689 | | | 311 186 |
| Well stream pipeline system | - | | | 10 798 |
| Heating medium | 455 | | | 72 824 |
| Fuel gas | 37 | | | 15 772 |
| Main power high voltage | 117 | | | 16 387 |
| Power distribution | - | | | - |
| Turret | 240 | | | 180 000 |
| Procurement Bulk | 3 040 | | | 529 176 |
| Structure | 1 342 | 33 000 | | 44 286 |
| Electro | 240 | 350 000 | | 84 000 |
| Safety | 125 | 140 000 | | 17 500 |
| HVAC | - | 120 000 | | - |
| Instrument | 183 | 400 000 | | 73 200 |
| Architectural | 79 | 200 000 | | 15 800 |
| Piping | 963 | 290 000 | | 279 270 |
| Correction Protection | 108 | 140 000 | | 15 120 |
| Fabrication and Installation cost | 4 578 | 79 500 | | 363 959 |
| Hook up/commissioning Topside | | | 10 % | 36 396 |
| Owners cost (Incl logistic) | | | 6 % | 135 839 |
| Contingency | | | 25 % | 599 955 |
| Sum 50/50 estimate | | | | 2 999 773 |
| Benchmarking MNOK/t | | | | 0,66 |

Figur V 12 – Kostnadsestimat FPSO (Alternativ 2)

| Johan Castberg - Case 2 | | | | |
|---|--------|---------|------|------------------|
| WBS | Weight | Norms | | Estimate |
| Case 2 | t | NOK/t | % | kNOK |
| Preliminary cost/ Contractor Management | | | 25 % | 615 237 |
| Engineering | 5 905 | 60 000 | | 354 288 |
| Procurement Equipment | 2 001 | | | 916 901 |
| Gas compression and reinjection | 1 078 | | | 617 264 |
| Well stream pipeline system | - | | | 13 986 |
| Heating medium | 425 | | | 56 927 |
| Fuel gas | 37 | | | 12 631 |
| Main power high voltage | 205 | | | 23 344 |
| Power distribution | - | | | - |
| Turret | 257 | | | 192 750 |
| Procurement Bulk | 3 904 | | | 673 382 |
| Structure | 1 754 | 33 000 | | 57 882 |
| Electro | 289 | 350 000 | | 101 150 |
| Safety | 132 | 140 000 | | 18 480 |
| HVAC | - | 120 000 | | - |
| Instrument | 206 | 400 000 | | 82 400 |
| Architectural | 95 | 200 000 | | 19 000 |
| Piping | 1 297 | 290 000 | | 376 130 |
| Correction Protection | 131 | 140 000 | | 18 340 |
| Fabrication and Installation cost | 5 905 | 79 500 | | 469 432 |
| Hook up/commissioning Topside | | | 10 % | 46 943 |
| Owners cost (Incl logistic) | | | 6 % | 184 571 |
| Contingency | | | 25 % | 815 188 |
| Sum 50/50 estimate | | | | 4 075 942 |
| Benchmarking MNOK/t | | | | 0,69 |

Figur V 13 – Kostnadsestimat FPSO (Alternativ 3)

| Johan Castberg - Case 3 | | | | |
|---|--------|---------|------|------------------|
| WBS | Weight | Norms | | Estimate |
| Case 3 | t | NOK/t | % | kNOK |
| Preliminary cost/ Contractor Management | | | 25 % | 709 755 |
| Engineering | 6 553 | 60 000 | | 393 174 |
| Procurement Equipment | 2 210 | 378 543 | | 1 118 723 |
| Gas compression and reinjection | 1 078 | | | 771 580 |
| Well stream pipeline system | - | | | 21 913 |
| Heating medium | 425 | | | 57 319 |
| Fuel gas | 11 | | | 4 438 |
| Main power high voltage | 390 | | | 56 473 |
| Power distribution | 38 | | | 4 500 |
| Turret | 270 | | | 202 500 |
| Procurement Bulk | 4 343 | | | 754 070 |
| Structure | 1 870 | 33 000 | | 61 710 |
| Electro | 279 | 350 000 | | 97 650 |
| Safety | 243 | 140 000 | | 34 020 |
| HVAC | - | 120 000 | | - |
| Instrument | 288 | 400 000 | | 115 200 |
| Architectural | 167 | 200 000 | | 33 400 |
| Piping | 1 351 | 290 000 | | 391 790 |
| Correction Protection | 145 | 140 000 | | 20 300 |
| Fabrication and Installation cost | 6 553 | 79 500 | | 520 956 |
| Hook up/commissioning Topside | | | 10 % | 52 096 |
| Owners cost (Incl logistic) | | | 6 % | 212 926 |
| Contingency | | | 25 % | 940 425 |
| Sum 50/50 estimate | | | | 4 702 124 |
| Benchmarking MNOK/t | | | | 0,72 |

Figur V 14 –Vektestimater Power Host

| RAMBOLL | | Johan Castberg - Host Platform Alt.1 | | | | | | | | | | | PÖYRY | | | |
|-----------------------|--------------------|--|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-------------|------------|--------------|------------|------------|-----------------|--------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Conct. Unit | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | | Structure | | | | Total Weight |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Incl. | Aroh. | Piping | Corr. Prof. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | Total Structure | |
| B0000 | Topsides | | 416 | 69 | 35 | 61 | 48 | 153 | 154 | 23 | 542 | 842 | 324 | 332 | 1 499 | 2 457 |
| | Main Power | A16 | 254 | 24 | 5 | 15 | 12 | 38 | 44 | 15 | 153 | | | | | |
| | Emergency Power | A17 | 13 | 3 | 2 | 1 | 1 | 10 | 3 | 1 | 21 | | | | | |
| | Main Control | A21 | 11 | 8 | 6 | 5 | 10 | 25 | 7 | 0 | 61 | | | | | |
| | Power Support | A22 | 22 | 11 | 5 | 3 | 7 | 20 | 5 | 1 | 52 | | | | | |
| | Process Utilities | A23 | 24 | 3 | 6 | 1 | 7 | 8 | 29 | 2 | 56 | | | | | |
| | Platform Utilities | A24 | 80 | 20 | 9 | 36 | 10 | 51 | 65 | 3 | 194 | | | | | |
| | Mustering | A43 | 13 | 0 | 2 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 5 | | | | | |
| PC | Crane | A55 | 62 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 |
| | Shelter | | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 10 | 10 | 15 |
| BH000 | Helideck | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 |
| BS000 | Hull | - | 92 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 196 | 238 | 436 | 3 930 | 195 | 111 | 4 236 | 4 764 |
| Total Topsides | | | 588 | 73 | 38 | 62 | 48 | 168 | 350 | 263 | 887 | 4 772 | 519 | 553 | 5 846 | 7 401 |
| | | | 8% | 1% | 0% | 1% | 1% | 2% | 5% | 4% | 13% | 64% | 7% | 7% | 79% | 100% |

| RAMBOLL | | Johan Castberg - Host Platform Alt.2 | | | | | | | | | | | PÖYRY | | | |
|-----------------------|--------------------|--|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-------------|--------------|--------------|------------|------------|-----------------|--------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Conct. Unit | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | | Structure | | | | Total Weight |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Incl. | Aroh. | Piping | Corr. Prof. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | Total Structure | |
| B0000 | Topsides | | 607 | 85 | 42 | 74 | 59 | 192 | 194 | 34 | 678 | 1 074 | 413 | 487 | 1 974 | 3 259 |
| | Main Power | A16 | 393 | 28 | 5 | 17 | 13 | 50 | 50 | 24 | 187 | | | | | |
| | Emergency Power | A17 | 14 | 3 | 2 | 1 | 2 | 11 | 3 | 1 | 23 | | | | | |
| | Main Control | A21 | 12 | 9 | 6 | 5 | 11 | 27 | 8 | 0 | 66 | | | | | |
| | Power Support | A22 | 26 | 13 | 6 | 4 | 9 | 24 | 6 | 1 | 63 | | | | | |
| | Process Utilities | A23 | 32 | 5 | 8 | 1 | 9 | 10 | 39 | 3 | 75 | | | | | |
| | Platform Utilities | A24 | 118 | 26 | 12 | 45 | 14 | 66 | 87 | 5 | 255 | | | | | |
| | Mustering | A43 | 13 | 1 | 3 | 1 | 1 | 4 | 1 | 1 | 10 | | | | | |
| PC | Crane | A55 | 62 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 |
| | Shelter | | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 10 | 10 | 15 |
| BH000 | Helideck | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 |
| BS000 | Hull | - | 114 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 303 | 555 | 5 003 | 248 | 141 | 5 393 | 6 062 |
| Total Topsides | | | 783 | 88 | 43 | 76 | 69 | 186 | 443 | 339 | 1 241 | 6 077 | 661 | 739 | 7 477 | 9 501 |
| | | | 8% | 1% | 0% | 1% | 1% | 2% | 5% | 4% | 13% | 64% | 7% | 8% | 79% | 100% |

| RAMBOLL | | Johan Castberg - Host Platform Alt.3 | | | | | | | | | | | PÖYRY | | | |
|-----------------------|--------------------|--|------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|------------|-------------|--------------|--------------|------------|------------|-----------------|---------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Conct. Unit | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | | Structure | | | | Total Weight |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Incl. | Aroh. | Piping | Corr. Prof. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | Total Structure | |
| B0000 | Topsides | | 778 | 92 | 46 | 54 | 64 | 214 | 213 | 44 | 725 | 1 202 | 452 | 545 | 2 209 | 3 712 |
| | Main Power | A16 | 521 | 26 | 3 | 42 | 11 | 54 | 43 | 31 | 210 | | | | | |
| | Emergency Power | A17 | 15 | 3 | 2 | 1 | 2 | 12 | 3 | 1 | 24 | | | | | |
| | Main Control | A21 | 13 | 10 | 7 | 2 | 12 | 30 | 9 | 1 | 70 | | | | | |
| | Power Support | A22 | 33 | 17 | 8 | 5 | 11 | 29 | 8 | 1 | 79 | | | | | |
| | Process Utilities | A23 | 42 | 6 | 10 | 3 | 11 | 14 | 51 | 3 | 98 | | | | | |
| | Platform Utilities | A24 | 141 | 29 | 13 | 1 | 16 | 71 | 98 | 6 | 234 | | | | | |
| | Mustering | A43 | 13 | 1 | 3 | 1 | 1 | 4 | 1 | 1 | 10 | | | | | |
| PC | Crane | A55 | 62 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 2 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 65 |
| | Shelter | | 0 | 1 | 1 | 1 | 0 | 3 | 0 | 0 | 5 | 0 | 0 | 10 | 10 | 15 |
| BH000 | Helideck | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 100 | 100 |
| BS000 | Hull | - | 143 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 277 | 335 | 614 | 5 585 | 226 | 158 | 5 969 | 6 726 |
| Total Topsides | | | 882 | 95 | 47 | 66 | 84 | 217 | 489 | 381 | 1 347 | 6 787 | 688 | 813 | 8 288 | 10 817 |
| | | | 9% | 1% | 0% | 1% | 1% | 2% | 5% | 4% | 13% | 64% | 6% | 8% | 78% | 100% |

| Case | Eq. | Electro | Safety | HVAC | Incl. | Aroh. | Piping | Corr. Prof. | Primary | Secondary | Outfitting | Total Weight |
|-------|-----|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|---------|-----------|------------|--------------|
| Alt.1 | 569 | 73 | 36 | 62 | 48 | 156 | 350 | 263 | 4 772 | 519 | 553 | 7 401 |
| Alt.2 | 783 | 88 | 43 | 75 | 59 | 195 | 443 | 339 | 6 077 | 661 | 739 | 9 501 |
| Alt.3 | 882 | 95 | 47 | 55 | 64 | 217 | 489 | 381 | 6 787 | 688 | 813 | 10 617 |

| RAMBOLL | | Johan Castberg - Host Cases | | | | | | | | | | | PÖYRY | | | |
|---------|-------------|--|-----|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|------------|-----------|-----------|------------|-----------------|--------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Case | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | | Structure | | | | Total Weight |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Incl. | Aroh. | Piping | Corr. Prof. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | Total Structure | |
| Alt.1 | Topsides | N/A | 478 | 71 | 36 | 62 | 48 | 156 | 154 | 25 | 551 | 842 | 334 | 442 | 1 509 | 2 537 |
| Alt.1 | Hull | N/A | 92 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 196 | 238 | 436 | 3 930 | 195 | 111 | 4 236 | 4 764 |
| Alt.2 | Topsides | N/A | 669 | 85 | 43 | 75 | 59 | 195 | 194 | 36 | 686 | 1 074 | 413 | 597 | 2 084 | 3 439 |
| Alt.2 | Hull | N/A | 114 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 250 | 303 | 555 | 5 003 | 248 | 141 | 5 393 | 6 062 |
| Alt.3 | Topsides | N/A | 839 | 93 | 47 | 55 | 64 | 217 | 213 | 46 | 733 | 1 202 | 452 | 655 | 2 319 | 3 892 |
| Alt.3 | Hull | N/A | 143 | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 277 | 335 | 614 | 5 585 | 226 | 158 | 5 969 | 6 726 |

Figur V 15 – Vektestimert FPSO

| RAMBOLL | | Johan Castberg - FPSO Alt.0 | | | | | | | | | | PÖYRY | | | | |
|----------------|-------------------|--|-------|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|------------|---------|-----------|------------|--------------|-----------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Const. Unit | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | Structure | | | | Total Weight | |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Inst. | Arch. | Piping | Corr. Prot. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | | Total Structure |
| A00 | Topside | | 1 930 | 260 | 97 | 0 | 183 | 91 | 960 | 112 | 1 723 | | | 1 349 | 1 349 | 5 002 |
| | Compression | A07 | 959 | 55 | 73 | 0 | 81 | 27 | 494 | 28 | 757 | | | | | |
| | Main Power | A16 | 832 | 19 | 1 | 0 | 6 | 16 | 28 | 30 | 108 | | | | | |
| | Power Support | A22 | 54 | 26 | 11 | 0 | 16 | 13 | 12 | 2 | 80 | | | | | |
| | Process Utilities | A23 | 555 | 160 | 12 | 0 | 80 | 35 | 446 | 44 | 778 | | | | | |
| T00 | Turret | A29 | 207 | | | | | | | 20 | 25 | 55 | 100 | 25 | 125 | 367 |
| Total Topsides | | | 2 137 | 260 | 107 | 0 | 183 | 91 | 1 000 | 137 | 1 778 | 100 | 0 | 1 374 | 1 474 | 5 389 |
| | | | 40 % | 5 % | 2 % | 0 % | 3 % | 2 % | 19 % | 3 % | 33 % | 2 % | 0 % | 25 % | 27 % | 100 % |

| RAMBOLL | | Johan Castberg - FPSO Alt.1 | | | | | | | | | | PÖYRY | | | | |
|----------------|-------------------|--|-------|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|------------|---------|-----------|------------|--------------|-----------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Const. Unit | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | Structure | | | | Total Weight | |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Inst. | Arch. | Piping | Corr. Prot. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | | Total Structure |
| A00 | Topside | | 1 260 | 240 | 110 | 0 | 183 | 79 | 933 | 72 | 1 616 | | | 1 162 | 1 162 | 4 077 |
| | Compression | A07 | 959 | 55 | 73 | 0 | 81 | 27 | 494 | 28 | 757 | | | | | |
| | Main Power | A16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | Power Support | A22 | 117 | 51 | 14 | 0 | 24 | 19 | 19 | 5 | 132 | | | | | |
| | Process Utilities | A23 | 492 | 134 | 23 | 0 | 78 | 33 | 420 | 39 | 727 | | | | | |
| T00 | Turret | A29 | 240 | | | | | | | 30 | 36 | 81 | 150 | 30 | 180 | 501 |
| Total Topsides | | | 1 637 | 240 | 126 | 0 | 183 | 79 | 963 | 108 | 1 887 | 150 | 0 | 1 192 | 1 342 | 4 677 |
| | | | 34 % | 5 % | 3 % | 0 % | 4 % | 2 % | 21 % | 2 % | 37 % | 3 % | 0 % | 26 % | 29 % | 100 % |

| RAMBOLL | | Johan Castberg - FPSO Alt.2 | | | | | | | | | | PÖYRY | | | | |
|----------------|-------------------|--|-------|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|------------|---------|-----------|------------|--------------|-----------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Const. Unit | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | Structure | | | | Total Weight | |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Inst. | Arch. | Piping | Corr. Prot. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | | Total Structure |
| A00 | Topside | | 1 744 | 289 | 115 | 0 | 206 | 95 | 1 257 | 88 | 2 050 | | | 1 539 | 1 539 | 5 333 |
| | Compression | A07 | 1 078 | 94 | 86 | 0 | 112 | 52 | 835 | 43 | 1 222 | | | | | |
| | Main Power | A16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | Power Support | A22 | 206 | 74 | 1 | 0 | 17 | 11 | 17 | 8 | 128 | | | | | |
| | Process Utilities | A23 | 461 | 121 | 28 | 0 | 77 | 32 | 425 | 37 | 700 | | | | | |
| T00 | Turret | A29 | 257 | | | | | | | 40 | 43 | 100 | 175 | 40 | 215 | 572 |
| Total Topsides | | | 2 981 | 289 | 132 | 0 | 298 | 96 | 1 297 | 131 | 2 168 | 175 | 0 | 1 679 | 1 764 | 6 306 |
| | | | 34 % | 5 % | 2 % | 0 % | 3 % | 2 % | 22 % | 2 % | 36 % | 3 % | 0 % | 27 % | 30 % | 100 % |

| RAMBOLL | | Johan Castberg - FPSO Alt.3 | | | | | | | | | | PÖYRY | | | | |
|----------------|-------------------|--|-------|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|------------|---------|-----------|------------|--------------|-----------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Const. Unit | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | Structure | | | | Total Weight | |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Inst. | Arch. | Piping | Corr. Prot. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | | Total Structure |
| A00 | Topside | | 1 940 | 279 | 223 | 0 | 288 | 167 | 1 301 | 95 | 2 353 | | | 1 620 | 1 620 | 5 913 |
| | Compression | A07 | 1 078 | 94 | 131 | 0 | 112 | 52 | 835 | 43 | 1 267 | | | | | |
| | Main Power | A16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | | | | | |
| | Power Support | A22 | 427 | 74 | 81 | 0 | 101 | 84 | 75 | 17 | 412 | | | | | |
| | Process Utilities | A23 | 435 | 111 | 31 | 0 | 75 | 31 | 391 | 35 | 674 | | | | | |
| Modul | HVDC | A22 | - | - | - | - | - | - | - | - | | | - | - | - | |
| T00 | Turret | A29 | 270 | | | | | | | 50 | 50 | 120 | 200 | 50 | 250 | 640 |
| Total Topsides | | | 2 259 | 279 | 243 | 0 | 288 | 167 | 1 351 | 146 | 2 473 | 200 | 0 | 1 670 | 1 670 | 6 662 |
| | | | 34 % | 4 % | 4 % | 0 % | 4 % | 3 % | 21 % | 2 % | 35 % | 3 % | 0 % | 25 % | 29 % | 100 % |

| Case | Eq. | Electro | Safety | HVAC | Inst. | Arch. | Piping | Corr. Prot. | Primary | Secondary | Outfitting | Total Weight |
|-----------|-------|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|---------|-----------|------------|--------------|
| Base case | 2 137 | 260 | 107 | 0 | 183 | 91 | 1 000 | 137 | 100 | 0 | 1 374 | 5 389 |
| Alt.1 | 1 637 | 240 | 126 | 0 | 183 | 79 | 963 | 108 | 150 | 0 | 1 192 | 4 677 |
| Delta | -499 | -20 | 19 | 0 | 0 | -12 | -37 | -29 | 50 | 0 | -181 | -812 |

| Case | Eq. | Electro | Safety | HVAC | Inst. | Arch. | Piping | Corr. Prot. | Primary | Secondary | Outfitting | Total Weight |
|-----------|-------|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|---------|-----------|------------|--------------|
| Base case | 2 137 | 260 | 107 | 0 | 183 | 91 | 1 000 | 137 | 100 | 0 | 1 374 | 5 389 |
| Alt.2 | 2 001 | 289 | 132 | 0 | 206 | 95 | 1 297 | 131 | 175 | 0 | 1 579 | 5 905 |
| Delta | -136 | 29 | 25 | 0 | 23 | 4 | 297 | -6 | 75 | 0 | 205 | 516 |

| Case | Eq. | Electro | Safety | HVAC | Inst. | Arch. | Piping | Corr. Prot. | Primary | Secondary | Outfitting | Total Weight |
|-----------|-------|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|---------|-----------|------------|--------------|
| Base case | 2 137 | 260 | 107 | 0 | 183 | 91 | 1 000 | 137 | 100 | 0 | 1 374 | 5 389 |
| Alt.3 | 2 209 | 279 | 243 | 0 | 288 | 167 | 1 351 | 146 | 200 | 0 | 1 670 | 6 662 |
| Delta | 72 | 19 | 136 | 0 | 105 | 76 | 351 | 9 | 100 | 0 | 296 | 1 273 |

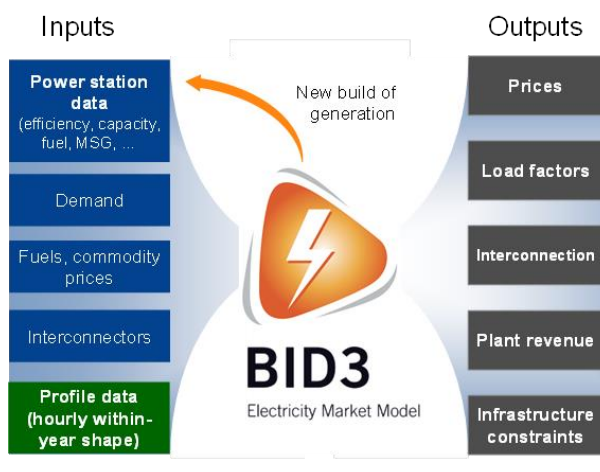
| RAMBOLL | | Johan Castberg - FPSO Cases | | | | | | | | | | PÖYRY | | | | |
|---------|---------------|--|-------|---------|--------|------|-------|-------|--------|-------------|------------|---------|-----------|------------|--------------|-----------------|
| Rev. 1 | | All weights are dry weights in tonnes. | | | | | | | | | | | | | | |
| Case | Description | Function Area | Eq. | Bulk | | | | | | | Structure | | | | Total Weight | |
| | | | | Electro | Safety | HVAC | Inst. | Arch. | Piping | Corr. Prot. | Total Bulk | Primary | Secondary | Outfitting | | Total Structure |
| Alt.0 | Topside | N/A | 1 930 | 260 | 97 | 0 | 183 | 91 | 960 | 112 | 1 723 | | | 1 349 | 1 349 | 5 002 |
| Alt.0 | Turret | N/A | 207 | | | | | | | 20 | 25 | 55 | | | 25 | 307 |
| Alt.1 | Topside | N/A | 1 260 | 240 | 110 | 0 | 183 | 79 | 933 | 72 | 1 616 | | | 1 162 | 1 162 | 4 077 |
| Alt.1 | Turret | N/A | 240 | | | | | | | 30 | 36 | 81 | 150 | 30 | 180 | 501 |
| Alt.1 | Riser support | N/A | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Alt.2 | Topside | N/A | 1 744 | 289 | 115 | 0 | 206 | 95 | 1 257 | 88 | 2 050 | | | 1 539 | 1 539 | 5 333 |
| Alt.2 | Turret | N/A | 257 | | | | | | | 40 | 43 | 100 | 175 | 40 | 215 | 572 |
| Alt.2 | Riser support | N/A | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Alt.3 | Topside | N/A | 1 940 | 279 | 223 | 0 | 288 | 167 | 1 301 | 95 | 2 353 | | | 1 620 | 1 620 | 5 913 |
| Alt.3 | Turret | N/A | 270 | | | | | | | 50 | 50 | 120 | 200 | 50 | 250 | 640 |
| Alt.3 | Riser support | N/A | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

VEDLEGG 2 BACKGROUND TO BID3

V2.1 Evolution of Pöyry market models

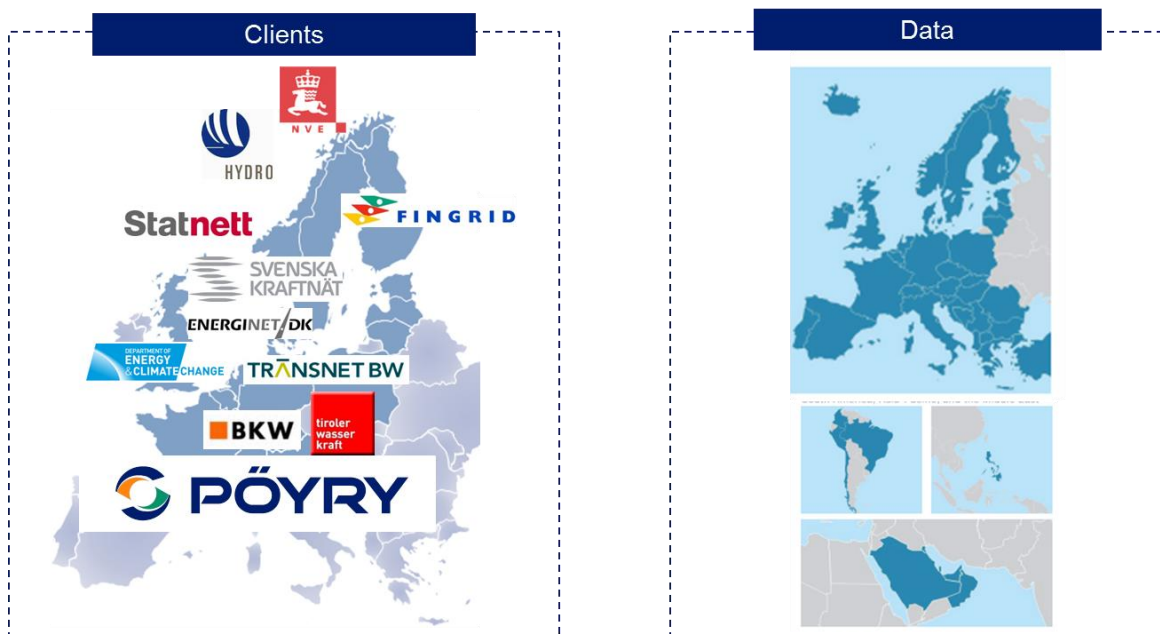
BID3 is Pöyry’s power market model, used to model the dispatch of all generation on the European network. It simulates all 8,760 hours per year, with multiple historical weather patterns, generating hourly wholesale prices for each country for each future year and dispatch patterns and revenues for each plant in Europe.

Figur V 16 – Overview of BID3



BID3 has an extensive client base, as shown below. In addition, Pöyry provides data for **BID3** for all European countries.

Figur V 17 – BID3 clients and data



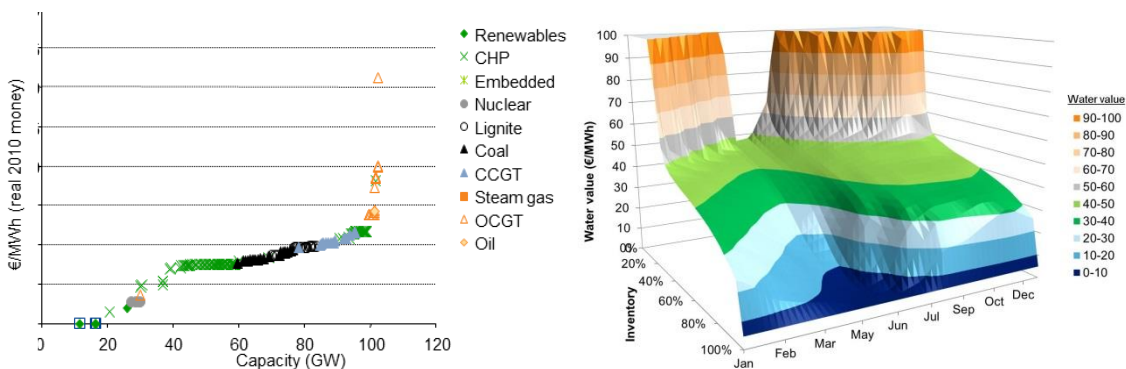
V2.2 Modelling methodology

BID3 is an economic dispatch model based around optimisation. The model balances demand and supply on an hourly basis by minimising the variable cost of electricity generation. The result of this optimisation is an hourly dispatch schedule for all power plants and interconnectors on the system. At the high level, this is equivalent to modelling the market by the intersection between a supply curve and a demand curve for each hour.

Producing the system schedule

- **Dispatch of thermal plant.** All plants are assumed to bid cost reflectively and plants are dispatched on a merit order basis – i.e. plants with lower short-run variable costs are dispatched ahead of plant with higher short-run variable costs. This reflects a fully competitive market and leads to a least-cost solution. Costs associated with starts and part-loading are included in the optimisation. The model also takes account of all the major plant dynamics, including minimum stable generation, minimum on-times and minimum off-times. Figur V 18 below shows an example of a merit order curve for thermal plant.
- **Dispatch of hydro plant.** Reservoir hydro plants can be dispatched in two ways:
 - A perfect foresight methodology, where each reservoir has a one year of foresight of its natural inflow and the seasonal power price level, and is able to fix the seasonality of its operation in an optimal way.
 - The water value method, where the option value of stored water is calculated using Stochastic Dynamic Programming. This results in a water value curve where the option value of a stored MWh is a function of the filling level of the reservoir, the filling level of competing reservoirs, and the time of year. Figur V 18 below shows an example water value curve.
- **Variable renewable generation.** Hourly generation of variable renewable sources is modelled based on detailed wind speed and solar radiation data which can be constrained, if required, due to operational constraints of other plants or the system.
- **Interconnector flows.** Interconnectors are optimally utilised – this is equivalent to a market coupling arrangement.
- **Demand side response and storage.** Operation of demand side and storage is modelled in a sophisticated way, allowing simulation of flexible load such as electric vehicles and heat while respecting demand side and storage constraints.

Figur V 18 – Thermal plant merit-order and water value curve



Power price

The model produces a power price for each hour and for each zone (which may be smaller than one country, for example the different price-zones within Norway). The hourly power price is composed of two components:

- **Short-run marginal cost (SRMC).** The SRMC is the extra cost of one additional unit of power consumption. It is also the minimum price at which all operating plant are recovering their variable costs. Since the optimisation includes start-up and part-load costs all plant will fully cover their variable costs, including fuel, start-up, and part-loading costs.
- **Scarcity rent.** A scarcity rent is included in the market price – we assume power prices are able to rise above the short-run marginal cost at times when the capacity margin is tight. In each hour the scarcity rent is determined by the capacity margin in each market. It is needed to ensure that the plants required to maintain system security are able to recover all of their fixed and capital costs from the market.

V2.3 Key input data

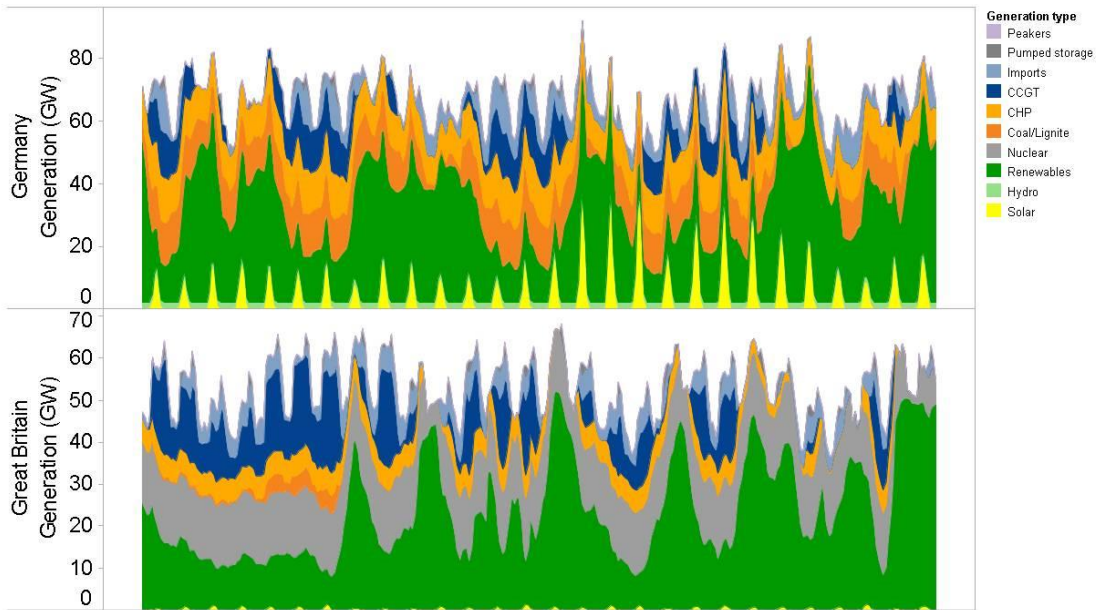
Pöyry's power market modelling is based on Pöyry's plant-by-plant database of the European power market. The database is updated each quarter by Pöyry's country experts as part of our *Energy Market Quarterly Analysis*. As part of the same process we review our interconnection data, fuel prices, and demand projections.

- **Demand.** Annual demand projections are based on TSO forecasts and our own analysis. For the within year profile of demand we use historical demand profiles – for each future year that is modelled we use demand profiles from a range of historical years.
- **Intermittent generation.** We use historical wind speed data and solar radiation data as raw inputs. We use consistent historical weather and demand profiles (i.e. both from the same historical year) which means we capture any correlations between weather and demand, and can also example a variety of conditions – for example a particularly windy year, or a cold, high demand, low wind period.

For wind data, we use hourly wind speeds at grid points on a 20km grid across Europe, at hub height. Hourly wind speed is converted to hourly wind generation based on wind capacity locations and using appropriate aggregated power curves. Detailed hourly solar data, sampled at a 5km resolution is converted to solar generation profiles based on capacity distributions across each country. An example of the resulting profiles and generation mix is shown in Figur V 19.

- **Fuel prices.** Pöyry has a full suite of energy market models covering coal, gas, oil, carbon, and biomass. These are used in conjunction with **BID3** to produce input fuel prices consistent with the scenarios developed.

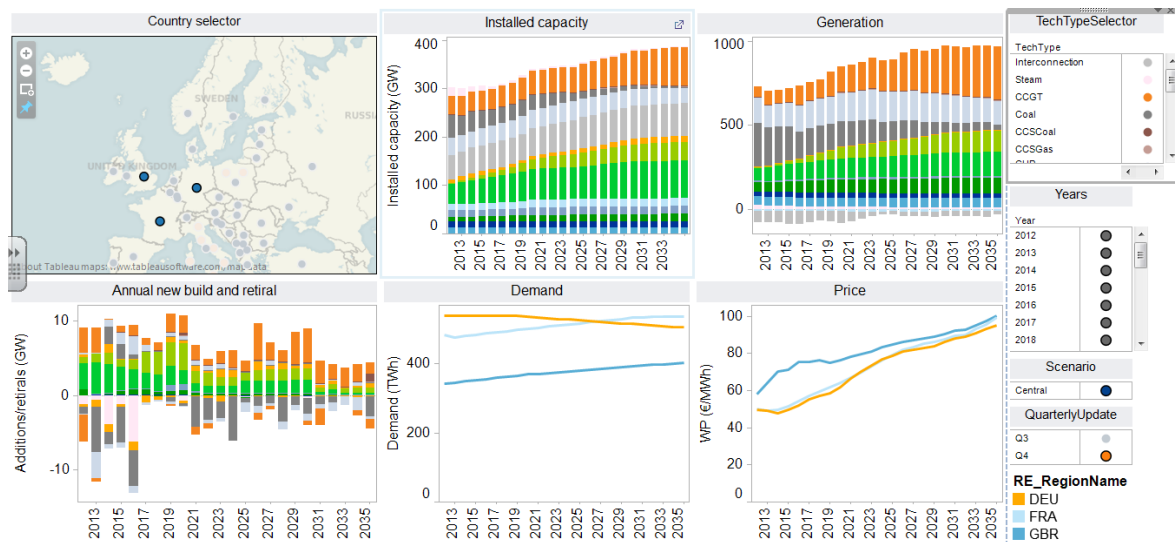
Figur V 19 – Illustrative snapshot of future generation for a one month period



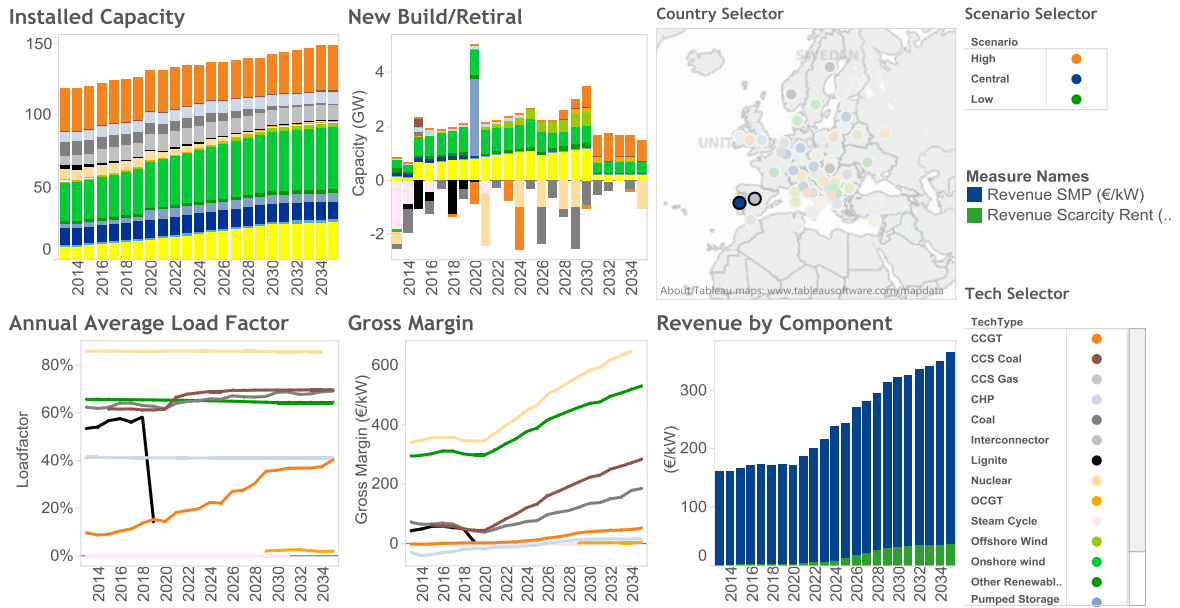
V2.4 Model results

BID3 provides a comprehensive range of results, from detailed hourly system dispatch and pricing information, to high level metrics such as total system cost and economic surplus. A selection of model results is shown below in Figur V 20 to Figur V 22.

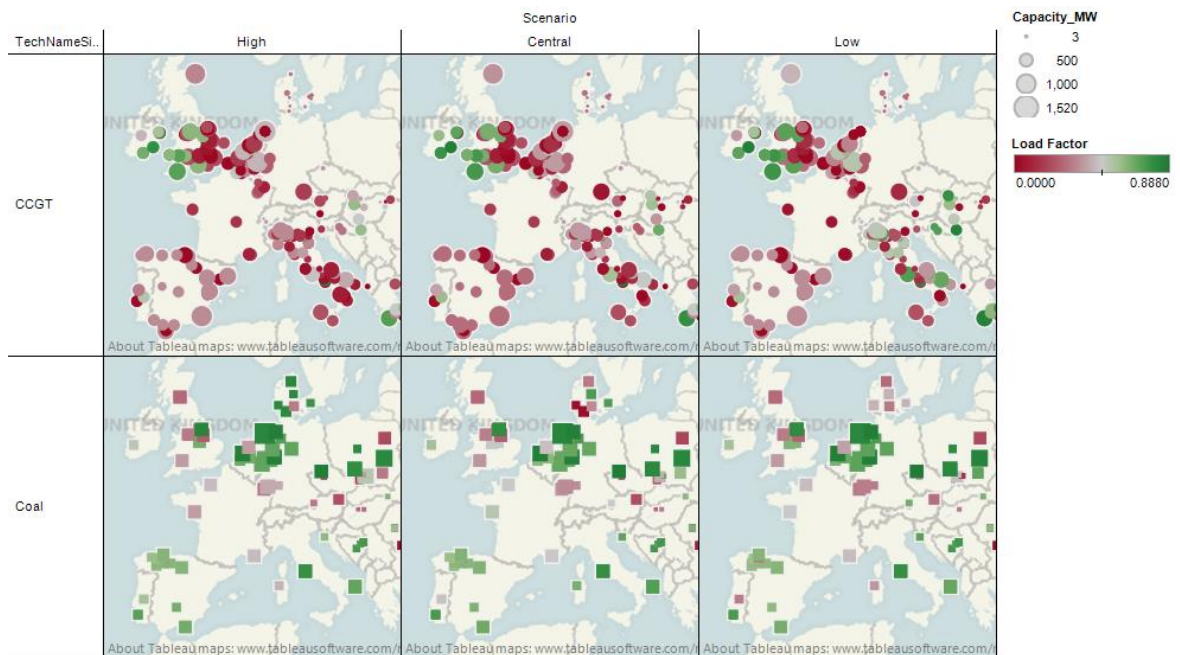
Figur V 20 – BID3 dashboards output examples (1/2)



Figur V 21 – BID3 dashboards output examples (2/2)



Figur V 22 – Geographical representation of results and mapping functionality



For more information about **BID3**, please visit: www.poyry.com/BID3

[Denne siden skal være blank]

Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringsselskap

Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringsselskap som har en visjon om å bidra til balansert, bærekraftig utvikling. Vi tilbyr våre oppdragsgivere integrert forretningsrådgivning, helhetlige løsninger for komplekse prosjekter og effektiv, beste praksis design og prosjektledelse. Vår ekspertise dekker områdene industri, energi, byutvikling & mobilitet og vann & miljø. Pöyry har 6 000 eksperter lokalisert i ca. 50 land.

Pöyrys forretningsrådgivere veileder kundene og hjelper dem å finne løsninger på komplekse forretningsutfordringer. Gjennom årene har vi bygget opp betydelig næringsspesifikk kunnskap, tankelederskap og ekspertise. Vi setter denne kunnskapen i arbeid på vegne av våre kunder, og bidrar med ny innsikt og nye løsninger på forretnings-spesifikke utfordringer. Pöyry Management Consulting har omtrent 500 konsulenter i Europa, Nord-Amerika og det asiatiske stillehavsområdet.

Pöyry Management Consulting har kontor i Oslo. Vi har bidratt til informert beslutningstaking for virksomheter, organisasjoner og offentlig sektor i mer enn 30 år. Vi tilbyr tre integrerte typer av tjenester og arbeidsmetoder: Markedsanalyse, Markedsdesign og Strategi- og forretningsrådgivning. Våre tre viktigste kompetanseområder er energi, samfunnsøkonomi og miljø og klima.

Pöyry Management Consulting (Norway) AS

Grensen 16
0159 Oslo

Tlf: 45 40 50 00

Faks: 22 42 00 40

E-post: oslo.econ@poyry.com

www.poyry.no

