

LIVSSYKLUSANALYSE AV KLIMAEFFEKTEN AV ELEKTRIFISERING AV UTSIRA

Utarbeidet for Industri Energi



Contact details

Name	Email	Telephone
Ole Løfsnæs	ole.lofsnes@poyry.com	+47 97 69 04 78
Asbjørn Torvanger	asbjorn.torvanger@cicero.oslo.no	+47 90 50 60 57

Disclaimer and rights

This report has been prepared by Pöry Management Consulting (Norway) AS ("Pöry") and Cicero Senter for Klimaforskning (Cicero) for Industri Energi (the "Recipient"), in accordance with the Agreement between Pöry and the Recipient.

Pöry and Cicero accept no responsibility, financially, legally or otherwise, for decisions made or actions taken based on the contents of this report.

Pöry and Cicero base their analyses on publicly available data and information, own data and data or information provided to us in connection with specific assignments. We always assess whether the quality of these data is sufficient for use in our analyses. We can, however, not guarantee for the quality and accuracy of data that we do not own the rights to. Uncertainty is an element of any analysis. As part of the documentation of the methodical approach used in our individual analyses, we always endeavour to point out and discuss factors of uncertainty.

All rights to this report are reserved and exclusively defined in the Agreement between Pöry and Cicero and the Recipient.

TABLE OF CONTENTS

FORORD	1
SAMMENDRAG.....	2
1. BAKGRUNN	8
1.1 Presentasjon av rammer og omfang av analysen	8
1.2 Utgreiing om tidsperspektivet 2019-2050	11
1.3 Tidligere studier	11
1.4 Presisering av premisser, metoder og data.....	12
2. DRIVERE OG MARKEDSKREFTER I ET DEREGULERT KRAFTMARKED – HVORDAN VIRKER ELEKTRIFISERING?.....	15
2.1 Det nordiske kraftmarkedet.....	15
2.2 Kraftutveksling og samspill mellom markedsområder.....	15
2.3 Markedsbaserte investeringer.....	16
2.4 Det nordiske kraftoverskuddet	17
2.5 Prisstruktur	18
2.6 Markedsdrivere på kontinentet.....	18
3. ENERGITAP FRA KILDE TIL FORBRUK	20
3.1 Fra sentral/distribusjonsnett til forbrukskilde	20
3.2 Over kraftkabler/nett fra utlandet.....	21
4. VIRKNINGSGRADER FOR TURBINER PÅ NORSK SOKKEL.....	22
4.1 Elektrisk og termisk virkningsgrad ved BAU gassbruk på sokkelen.....	22
4.2 Elektrisk og termisk virkningsgrad ved gassbruk på sokkelen.....	22
5. VIRKNINGSGRADER FOR FREMSTILLING OG BRUK AV ENERGI I KONTINENTAL-EUROPA	23
5.1 Historisk forbruk av naturgass i Europa per sektor.....	23
5.2 Virkningsgrader av ulike typer kraftverk	25
5.3 Konkurransforhold mellom gasskraft og kullkraft. Når blir gasskraft igjen konkurransedyktig?.....	26
6. SCENARIOER FOR KLIMA- OG ENERGIPOLITIKKEN I EUROPA	29
6.1 Beskrivelse av scenarioer	29
6.2 Drøfting av kvotesystemet i dag og fremover	38
6.3 Utslippsprofiler over tid	39
6.4 Bruk av frigjort gass i og utenfor kvotepliktig sektor	39
6.5 Klimaeffekten av frigjorte kvoter fra elektrifisering	41

7.	ELEKTRIFISERINGSSCENARIOER: KLIMAEFFEKT OG ØKONOMI	43
7.1	Presentasjon av Pöyrys modellapparat og hvordan det anvendes	43
7.2	Presentasjon av forutsetninger; klimapolitikk, brenselspriser, kraftmarkedet i Norge og Norden, overføringskabler mm.	44
7.3	Presentasjon av resultater og drøfting for de ulike 5 elektrifiseringsløsningene	48
7.4	Sammenstilling av klimaeffekt for ulike elektrifiseringsløsninger	54
8.	OPPSUMMERING	59
	ANNEX A – REFERANSER.....	61
	ANNEX B – BID3: PÖYRY’S MODEL FOR THE EUROPEAN POWER MARKET.....	63

FORORD

Denne rapporten er utarbeidet i fellesskap av Cicero Senter for Klimaforskning og Pöyry Management Consulting (Norway) AS for Industri Energi, koordinert av Geir Vollsæter (Geir.Vollseter@industrienergi.no; 90911793). Rapporten drøfter ulike konseptmuligheter for energiforsyning til offshore-installasjonene på Utsira-høyden, og hvilken utslippsvirkning de ulike løsningene vil ha. Rapportens konklusjoner bygger på en kvantitativ analyse av fremstilling av elektrisk kraftforsyning til Utsira-høyden. Analysen sammenstiller de utslippsvirkningene elektrifisering av offshore-installasjonene har sammenlignet med ulike lokale gasskraftteknologier.

SAMMENDRAG

Overgangen til lavkarbonsamfunnet står høyt på den energipolitiske dagsordenen både i EU, i Norden og i Norge. Fremtidsvisjonen for mange land er et karbonnøytralt samfunn innen 2050, som i praksis betyr at alt energiforbruk skal være basert på kilder som slipper ut lite eller ingen karbondioksid (CO₂). For å oppnå dette må de fleste av dagens utslippskilder evalueres med den hensikt å avdekke eventuelle energiløsninger som i praksis gjør dem til nullutslippspunkter.

Olje- og gassutvinningen på norsk sokkel er en kilde til utslipp av CO₂. Som et tiltak for å begrense eller eliminere utslipp fra denne sektoren diskuteres nå en rekke «nye» konseptvalg som skal erstatte dagens konvensjonelle løsning, der en del av gassen som pumpes opp brennes i en liten åpen gassturbin for å fremstille elektrisk energi til utvinningsprosesser og andre energikrevende formål på selve installasjonene. Det er brenningen av gass som fører til CO₂-utslipp. Det alternative konseptvalget som diskuteres mest for Utsira-høyden er elektrifisering av installasjonene, hvor energiforsyning dekkes av uttak fra sentralnettet på land og føres til Utsira-høyden via likestrømskabler.

Vi har i denne studien analysert utslippsvirkningene for følgende konseptløsninger:

Figur 1 - Scenariobeskrivelse



Kilde: Cicero, Industri Energi, Pöyry

Alternativ 1 representerer tilfellet der operatørene på Utsira-høyden velger «vanlig» løsning med såkalt Open Cycle Gas Turbine (OCGT) som er det samme som et (lite) gasskraftverk hvor det også er en mulighet til å benytte varmen fra forbrenningen til å produsere damp til prosessering. Den elektriske virkningsgraden på slike turbiner estimeres til 33 %. Vi har ikke tatt med varmegjenvinning til prosessvarme eller annen oppvarming, derfor er virkningsgraden konservativt estimert. Dette scenarioet refereres til som BAU (Business As Usual) eller Alt 1 utover i rapporten. De andre scenarioene representerer alternative måter å forsyne Utsira-høyden med elektrisk kraft. Alternativ 3 beskriver et scenario med dedikert kraftforsyning fra et gasskraftverk på land med karbonfangst- og lagring (CCS). Det mest nærliggende kraftverk som kan reserveres til

denne type oppgave er Kårstø. Fullskala fangst og lagring ved dette kraftverket er ikke lønnsomt med dagens rammebetingelser men over tid vil dette kunne bli en sikker og klimavennlig forsyningsløsning. Alternativ 4 involverer i praksis et optimalisert kraftvarmeverk på Utsira-installasjonene med en samlet elektrisk og termisk virkningsgrad på opptil 80 %. Løsninger med virkningsgrad opp mot dette nivået er allerede i bruk på norsk sokkel.

Når det gjelder Alternativ 4 er antakelsen om en virkningsgrad på 80 % heftet med betydelig usikkerhet, siden 'Best Available Technology' (BAT), som dette tallet gjenspeiler, avhenger av lokale forhold, funnkarakteristikk og andre tekniske løsninger. BAT viser til en virkningsgrad som er mulig å oppnå teknisk sett under de mest gunstige forholdene, men ville kreve full og optimal avsetning på både strøm og varme som blir produsert. Egenskapene til feltene på Utsira-høyden tilsier at virkningsgraden vil være lavere enn 80 %. For å gi et utfyllende bilde på utslippseffekter på Utsira-høyden har vi i tillegg gjort simuleringer med virkningsgrader fra 40 til 60 %.

Vi legger til grunn i denne studien at elektrifisering av Utsira-høyden (Alternativ 2) ikke vil øke kraftproduksjon i Norge gjennom året, ettersom produksjonen fra vindkraft og småkraft ligger fast, samtidig som magasinbasert vannkraft ikke systematisk kan avvike fra årlig tilsig¹. Samtidig gir ikke Utsira-elektrifisering som enkelttiltak grunnlag for ekstrainvesteringer i ny norsk vannkraft. Denne betraktningen gjelder ikke for etterspørselsøkninger generelt; økt etterspørsel vil alt annet likt gi høyere strømpriser og økt insentiv for investering på forsyningsiden.

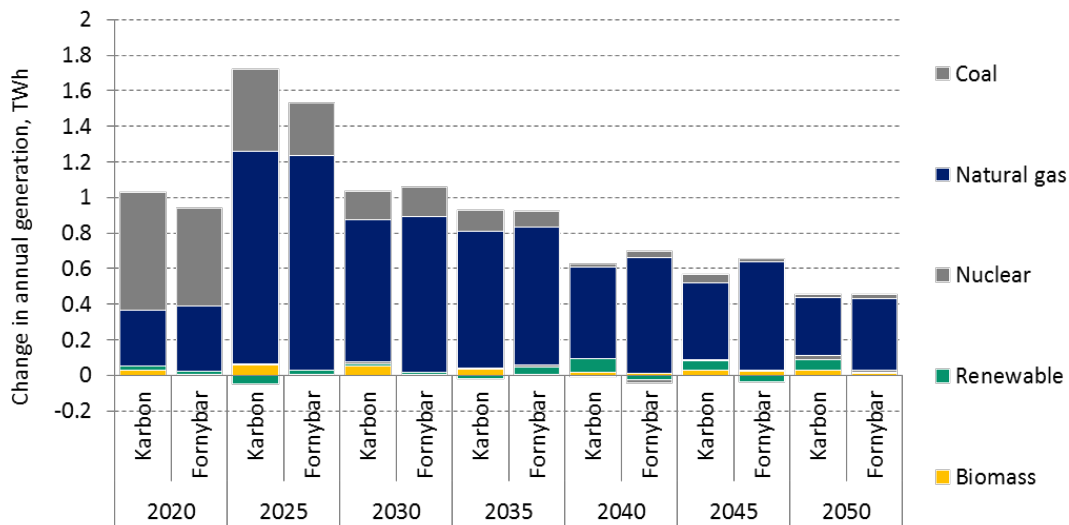
I begge kraftmarkedsscenarioene vi har konstruert for denne studien gir Utsira-elektrifisering en marginal prisøkning. I karbonprisscenarioet medfører dette ikke økt investering i fornybar kraft i Norge. Grunnen er at kraftprisen i dette scenarioet i utgangspunktet (uten elektrifisering) er høy nok til å gjøre fornybarinvesteringer lønnsom uten subsidier. Vi har derfor begrenset investeringer oppad til det vi mener er politisk akseptabel utbyggingsgrad (hensyntatt vern av vassdrag, osv.), og vi endrer ikke denne antakelsen som følge av elektrifisering. I fornybarscenarioet foreligger ingen slik investeringsbegrensning, der er det snarere lave kraftpriser som hindrer ny utbygging. Priseffekten av Utsira-elektrifisering er med andre ord ikke tilstrekkelig til å «tippe» kraftprisen over langsiktige grensekostnader for ny fornybar kraftproduksjon.

Ettersom elektrifisering ikke leder til langsiktige produksjonstilpasninger vil den årlige mengden eksport til utlandet reduseres som følge av elektrifisering. Det europeiske kraftmarkedet må dermed erstatte denne mindre importen med justering av egen produksjon. Produksjonsjusteringen vil primært være basert på fossile brennstoff, da fornybarteknologier har manglende reguleringsevne ved økt etterspørsel (fra elektrifisering).

Vi refererer til produksjonsjusteringen som *erstatningskraft*. Sammensetning av erstatningskraft er vist i Figur 2 der vi grupperer erstatningskraft etter type brensel. Erstatningskraften er definert for begge kraftmarkedsscenario for perioden 2020-2050, og viser at erstatningskraften på sikt primært er dekket av kraftverk som benytter naturgass som brensel. Vi legger til at mesteparten av erstatningskraften har sitt opphav i Europa, men også at noe økning i kraftproduksjonen som følge av elektrifiseringen finner sted i Norge (primært Kårstø).

¹ Imidlertid kan produksjonsjustering fra regulerbare forsyningskilder, som for eksempel gasskraftverk, påvirkes.

Figur 2 – Erstatningskraft for redusert norsk eksport



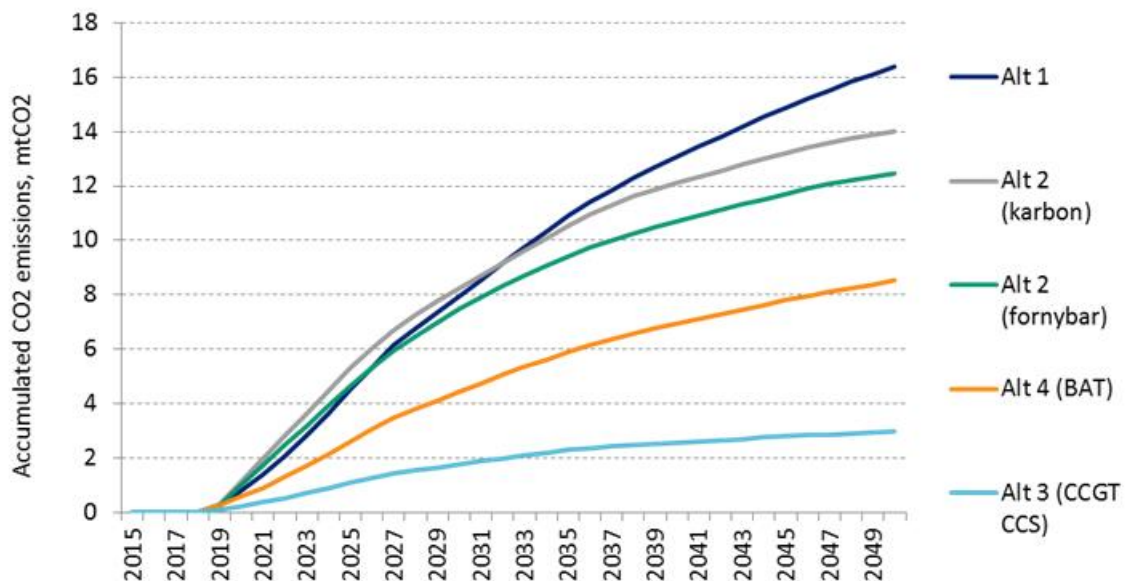
Kilde: Pöyry

I både karbonmarkedsscenarioet og fornybarstøttescenarioet er det primært kullkraftverk som skruer opp produksjonen innledningsvis, før erstatningskraften i større og større grad utgjøres av gasskraft. Dette er et resultat av to drivkrefter: 1) flere og flere kullkraftverk blir avviklet på lenger sikt, og 2) en økende karbonpris forbedrer konkurransedyktigheten til et gasskraftverk vis-a-vis et kullkraftverk. I Fornybarscenarioet er den gjenværende kullkraften (og brunkullkraften) konkurransedyktig allerede i tilnærmet full produksjon, og det er lite å justere opp når Utsira-høyden elektrifiseres. I karbonprisscenarioet, hvor mer av etterspørselen dekkes av kjernekraft og fornybart, er det flere fossile kraftverk med ledig kapasitet, deriblant kullkraftverk, som tas i bruk.

Det er neppe en overraskende slutning at CO₂-utslippet fra Utsira-høyden vil avhenge av den tekniske løsningen som velges for energiforsyning til utvinningsprosesser, varme, belysning, etc. De løsningene som stilles mot hverandre i dagens ordskifte er lokal energiforsyning på selve installasjonene på sokkelen eller forsyning i form av kraft fra land. Sistnevnte løsning kan bety enten forsyning fra dedikert produksjonsenhet (gasskraftverk eller vindkraft) eller uttak fra sentralnettet. Per i dag er det i realiteten bare den siste løsningen det argumenteres for.

I Figur 3 setter vi sammen akkumulert utslipp fra energiforsyning til Utsira-høyden fra våre ulike scenario. Figuren er i utgangspunktet den samme som Figur 25 med unntak for at den inneholder virkningen av frigjort gass. Da kurvene i de to figurene er ganske like så reflekterer dette at virkningene av frigjort gass er relativt begrensede, delvis med unntak av elektrifiseringsscenarioene.

Figur 3 – Akkumulerte utslippsvirkninger i millioner tonn CO₂, inkludert frigjort gass



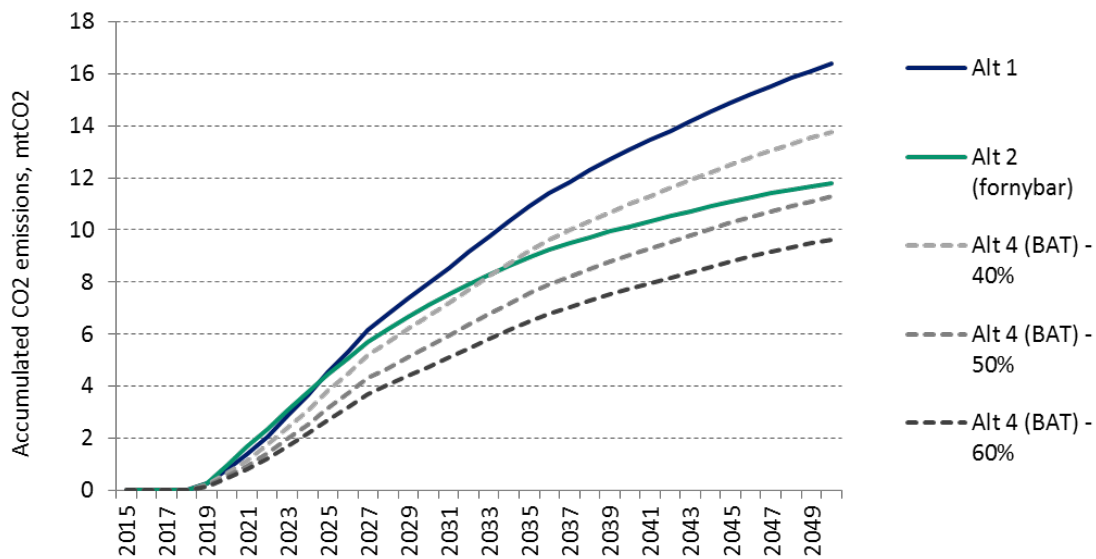
Kilde: Cicero, Pöyry

Tallene i figuren over indikerer hvilket konseptvalg for Utsira-høyden som gir lavest utslipp totalt over den samlede levetiden for virksomhet på feltet². Figuren viser at den løsningen som gir lavest utslipp totalt sett er et dedikert gasskraftverk med fangst og lagring. Dersom denne løsningen velges vil utslipp nesten utelukkende være begrenset til fakling og andre tekniske prosesser, mens utslipp knyttet til energiforsyning til utvinning blir marginale pga. karbonfangsten og -lagringen. Utslippsvirkningene i de to elektrifiseringsscenarioene (Alt 2) er noenlunde like. Grunnen til dette er at kraftmarkedet på sikt skal avkarboniseres uansett, og at kun en håndfull gasskraftverk med relativt like egenskaper følgelig gjenstår for å besørge den erstatningskraften som trengs.

Figuren viser at man oppnår større utslippsbesparelser ved valg av et effektivt kraftvarmeverk på installasjonene enn man gjør med elektrifisering. Denne slutningen er imidlertid svært avhengig av hvilke forutsetninger man gjør for et lokalt kraftvarmeverks/gassturbins virkningsgrad. Det maksimale potensialet for beste tilgjengelige teknologi ligger i dag på 80 %, men dette tallet fordrer at avsetning på både kraft og varme utnyttes fullt ut hele tiden. Det er ikke gitt at dette vil være tilfelle for Utsira-høyden. Analyser gjort av Utsira antyder at det reelle virkningsgradstallet trolig vil ligge nærmere 50 % med dagens teknologi. I Figur 4 under viser vi hvilke totale utslippsbesparelser man får ved ulike virkningsgrader fra 40 til 60 %, sammenlignet med Alternativ 1 og Alternativ 2 (fornybarløsningen).

² Johan Sverdrup-feltet er ifølge Statoil estimert til å være i operasjon til og med 2057, som går utover vår prognoseperiode 2015-2050.

Figur 4 – Akkumulerte utslippsvirkninger i millioner tonn CO₂, inkludert frigjort gass



Kilde: Cicero, Pöyry

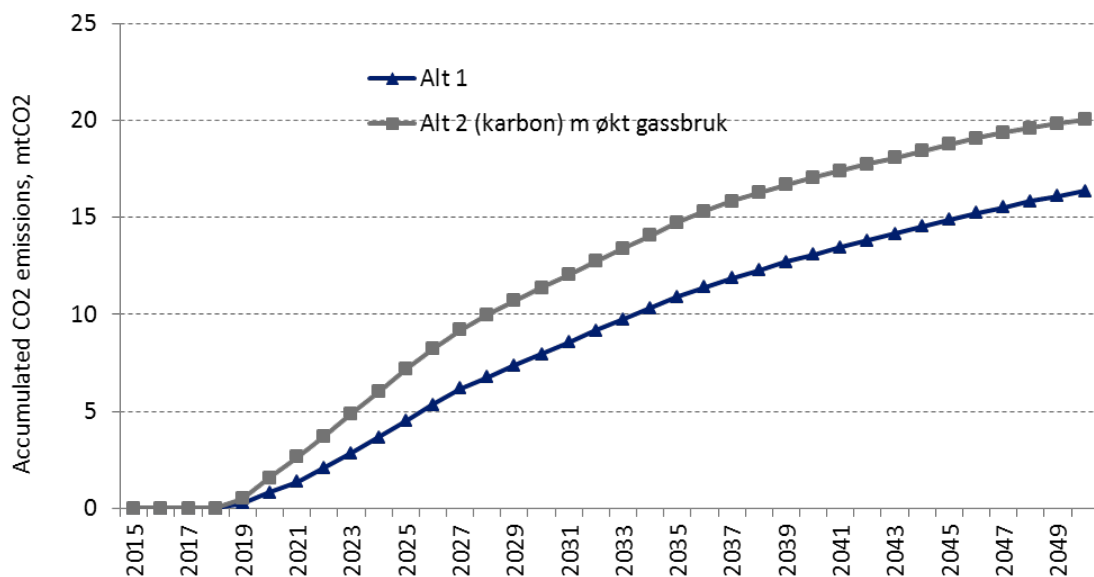
Av figuren over ser vi at en virkningsgrad på over 50 % eller mer gir en økt utslippsbesparelse sammenlignet med elektrifisering (tilfellet fornybarstøtte). Dersom man oppnår 40 % vil det totale utslippsnivået ligge opp mot elektrifiseringsscenarioet med minst utslippsreduksjon (karbonprisdrevet). Hvis dette er tilfelle kan man, gitt forutsetningene vi har lagt til grunn, oppnå en bedre klimagevinst ved elektrifisering.

Vi ønsker å understreke at den analysemetode denne studien er basert på ikke er et fullgodt vurderingsgrunnlag for å avgjøre om elektrifisering er en effektiv eller ineffektiv klimaløsning, ei heller om hvorvidt det er en bedre eller dårligere klimaløsning enn effektive gasturbiner på sokkelen. En slik slutning kan ikke trekkes uten at samfunnsøkonomiske kostnader ved de ulike løsningene tallfestes. En helhetlig samfunnsøkonomisk analyse er ikke en del av denne studien.

Et siste element som utfordrer robustheten til resultatene over er at analysen er basert på en rekke antakelser som ikke nødvendigvis er sikre. Ett av dem er effekten av frigjort gass. Vi har antatt at noe av den frigjorte gassen erstatter olje og dermed gir en positiv utslippseffekt (reduksjon) mens resten erstatter annen gass og dermed har null nettoeffekt på utslipp.

Imidlertid kan man se for seg en situasjon der frigjort gass marginalt øker gassetterspørselen i Europa fordi gassprisen blir marginalt redusert. I dette tilfellet vil den frigjorte gassen i hovedsak bidra til økte CO₂-utslipp i Europa. Utslippet på Utsira-høyden går ned, men man får en motvirkende effekt av at kraftproduksjonen fra termiske kraftverk på kontinentet øker. *I tillegg* får man *to* utslippsvirkninger av den frigjorte gassen fra Utsira: den ene er at noe av oljebruken i industri, bygninger osv. (25 %) erstattes slik at det blir en utslippsreduksjon; den andre er at den frigjorte gassen som ikke erstatter olje (75 %) bidrar til gassforbruk man ellers ikke ville hatt, som altså innebærer en utslippøkning. Samlet effekt av økt gassbruk og frigjorte kvoter viser vi i Figur 5, hvor vi har beregnet akkumulert utslippsvirkning for Alt 2 Karbon inkludert virkningen av økt gassforbruk.

Figur 5 - Akkumulert utslipp i et tilfelle med elektrifisering (karbonmarkedsbasert kraftmarked) og økt gassbruk, mt CO₂



Kilde: Cicero, Pöyry

Dersom vi legger til ekstra utslipp som følge av økt gassforbruk i EU så vil elektrifisering ha en netto negativ utslippseffekt, altså økte utslipp totalt sett sammenlignet med BAU-tilfellet. Det akkumulerte utslippet fra erstatningskraft og det økte gassforbruket er om lag 4 millioner tonn CO₂ høyere enn hva tilfellet ville blitt med konvensjonell løsning. Således viser dette resultatet at elektrifisering i et yttertilfelle kan ha motsatt virkning av hva intensjonen er.

Imidlertid må to forbehold med denne slutningen understrekes: For det første kan dette resultatet tolkes som et «verst tenkelige tilfelle» fra et utslippsperspektiv, med tanke på at resultatet er tuftet på diverse antakelser som ikke nødvendigvis vil inntreffe, verken hver for seg eller sammen³.

For det andre vil ikke den totale utslippsmengden øke ved økt gassforbruk dersom dette økte gassforbruket skjer i sektorer innenfor EU ETS. Tar vi eksplisitt hensyn til kvotesystemet og antar en bindende samlet utslippsskranke vil nettoeffekten av elektrifisering av Utsira på CO₂-utslippene bli mye mindre. I så fall vil en netto CO₂-effekt bare komme fra de sektorene som ikke er inne i kvotesystemet, nemlig deler av industrien, bygninger og transport, og som bruker noe av den frigjorte gassen. Dersom gassbruken i Europa ikke påvirkes av den frigjorte gassen fører elektrifisering til en liten nedgang i de europeiske CO₂-utslippene fordi noen av gassen erstatter olje i ovennevnte sektorer. Dersom CO₂-utslippene går opp i Europa fordi frigjort gass fører til at gassbruken i Europa øker vil europeiske CO₂-utslipp øke på grunn av elektrifiseringen (selv om det er også et lite bidrag til reduserte CO₂-utslipp fordi noe av gassen med lavere karboninnhold erstatter olje).

³ Dette gjelder riktignok alle scenario, og resultatet som diskuteres her må av den grunn ikke utelukkes som et mulig utfall.

1. BAKGRUNN

1.1 Presentasjon av rammer og omfang av analysen

Denne rapporten presenterer en helhetlig analyse av utslippsvirkninger som følge av ulike energiforsyningsvalg for Utsira-høyden⁴. Utsira-høyden omfatter fire feltutbygginger, nærmere bestemt Johan Sverdrup, Gina Krogh, Edvard Grieg og Ivar Aasen. Som en følge av energipolitiske føringer ble ulike energiforsyningsløsninger til feltenes utvinnings- og øvrige operasjonsaktivitet vurdert, og en av de konseptløsningene som skulle inngå var total elektrifisering av området. Rapporten tar i tillegg for seg konsekvensene av frigjort gass (fra gassturbindrift på plattformene) som blir sendt til Europa via Kårstø og frigjorte CO₂-kvoter.

Elektrifisering innebærer at energikrevende aktivitet på offshore-installasjoner i så stor grad som mulig anvender kraft med lavest mulig CO₂-utslipp sett opp mot tradisjonelle løsninger. Stortinget har lagt opp til at landbasert elektrisitet vil benyttes istedenfor konvensjonell løsning, som er at deler av utvunnet gass brukes til fremstilling av elektrisk kraft og varme ved bruk av åpne gassturbiner (såkalte OCGTs) installert på selve plattformene samt varmegjenvinning til prosessformål. Hvis en plattform skal elektrifiseres betyr det i praksis at man velger bort konvensjonell løsning med gassturbiner, som ofte også innebærer varmegjenvinning for termiske behov til fordel for en kraftledning fra land. Elektrifisering omhandler således investeringer i fremførsel av kraft fra sentralnettet til landfall for en kabel, omformeranlegg på land der man velger høyspent likestrømsledning (High Voltage Direct Current – HVDC) eller må omforme spenning og frekvens, offshore mottak av kabel og eventuelt distribusjonsplattform med omformeranlegg, samt fra distribusjonsplattform til mottakende plattformer.

Ved å velge en forsyningsløsning med kraft fra land vil man unngå de aller fleste nasjonale CO₂-utslippene fra olje- og gassutvinning og annen energikrevende aktivitet så fremt kraften fra land er framstilt fra utslippsfrie kilder. Ettersom kraft framstilt i Norge er nesten utelukkende basert på fornybare kilder så er ofte formeningen at energiforsyningen til offshore-aktiviteter vil redusere CO₂-utslippene tilsvarende det utslippet man ville fått med en konvensjonell gassturbin.

Resonnementet over er riktig dersom man kun måler nasjonale utslippsvirkninger. Elektrifisering av Utsira-høyden vil gi et utslippskutt nesten tilsvarende den alternative løsningen med konvensjonelle gassturbiner ettersom bruk av elektrisitet på sokkelen, så lenge elektrisiteten kommer fra fornybar kraft, er utslippsfri. Riktignok vil det i tilfellet med elektrifisering forekomme en del fakling i tillegg til at man også, i varierende grad, vil måtte fremstille varme og kjøre reserve- og nødaggregat med fossilt brensel grunnet sikkerhet. Dermed blir ikke aktiviteten på Utsira-høyden helt og holdent utslippsfri. Men utslippsbesparelsene nasjonalt sett kan bli betydelige.

Imidlertid er denne målingsmetoden for utslippskutt utilstrekkelig, idet den overser at frigjort gass vil selges til de europeiske markedene, at kvoter som ville blitt brukt i Norge kan frigjøres for utslipp i andre land og at kraftmarkedsvirkninger utover Norgesgrensen kan innebære økt CO₂-intensitet per kWh. Store nett-tap med økte svingninger i markedene kan også bidra til økte utslipp og ressursløsning. Elektrifisering vil nemlig bety at Norge må skaffe til veie mer kraft enn det som er tilfelle med gassturbiner. Dette vil i praksis gjøres ved å øke importen, eller redusere nettoeksporten, snarere enn å øke

⁴ Ved benevnelse av Utsira-høyden i denne rapporten mener vi den sørlige del av Utsira-høyden som ligger sørvest for Karmøy.

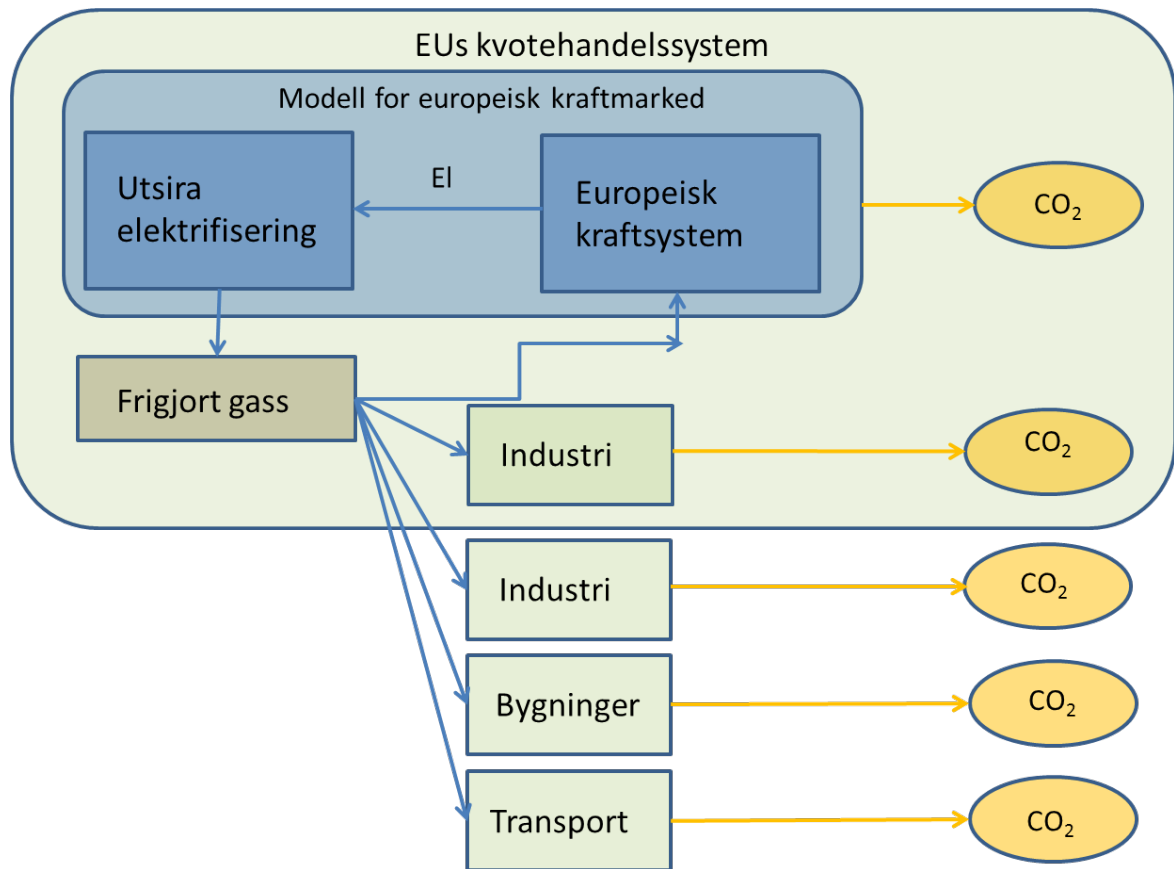
vannkraftproduksjonen. Grunnen til dette er at produksjonen i Norge over ett helt år bestemmes av tilgjengelig energi snarere enn av variasjoner i etterspørselen. For eksempel vil vindkraftverk og uregulerte vannkraftverk, som står for om lag 30 % av produksjonen i Norge, produsere ut fra vindforhold og faktisk tilsig. Magasinbaserte vannkraftverk justerer derimot produksjon etter etterspørsel mellom timer, uker og sesonger, men over ett helt år må produksjonen fra slike vannkraftverk tilsvare årlig nedbør, da systematisk avvik vil føre til enten tomme eller over-fulle magasin. I år med mer tilgjengelig energi enn etterspørsel vil overskuddet eksporteres ut av landet, mens man i år med underskudd importerer det som trengs for å gå i balanse. Ett år med stor krafteksport utover tilsig vil også gi større importbehov med økt CO₂-intensitet.

Uavhengig av om man elektrifiserer Utsira-høyden eller ikke vil man følgelig få samme produksjon i Norge. Dersom Norge er i en overskuddssituasjon, hvilket er mest sannsynlig fremover, så vil elektrifisering redusere nettoeksporten til utlandet. Hvis påstanden om at norsk krafteksport, som beveggrunn for flere utlandskabler, reduserer utslipp i utlandet, vil periodene med norsk import dekkes inn av andre mer forurensende kraftkilder i uoverskuelig fremtid. Om man tar med denne økte kraftproduksjonen utenfor Norge, som vi refererer til som erstatningskraft i rapporten, og finner at denne kommer fra enten gasskraftverk eller kullkraftverk, så vil de totale europeiske utslippsvirkningene være mindre og kanskje til og med høyere enn de nasjonale utslippsreduksjonene.

Et annet ofte oversett element i utslippsanalyser er hva som skjer med den gassen som frigjøres som følge av elektrifisering. Gassen som frigjøres fra Utsira skal via Kårstø sendes til Europa og forbrennes. Et viktig spørsmål blir i hvilken grad denne frigjorte gassen erstatter annen gassbruk i Europa eller kommer i tillegg til gassbruken i Europa. Ved erstatning blir det ingen netto effekt på CO₂-utslippene innenfor Europa, mens CO₂-utslippene øker tilsvarende dersom gassen kommer i tillegg. Dersom denne gassen anvendes på en mer effektiv måte enn hva tilfellet ville vært på en plattform, hvor total virkningsgrad på en plattform er elektrisk og termisk utnyttelse, kan det marginalt redusere de samlede utslippene. Hvis den frigjorte gassen fysisk kontraktfestes til å erstatte et annet fossilt brensel som kull eller olje så vil utslippsbesparelsene bestemmes av differansen i CO₂-intensiteten for energibæreren og virkningsgrad.

Til slutt har vi vurdert kvoteeffekten av tiltak innenfor kvotepliktig sektor. En installasjon som er underlagt kvoteplikt i ett system med fastsatt utslippstak vil frigjøre kvoter til annen virksomhet som har behov for å slippe ut CO₂. Dette elementet har betydelige konsekvenser for samlede utslipp. Vi har lagt til grunn Stoltenberg II Regjeringens Stortingsmelding 14 fra 2011-12; Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet. Der står det: "Kraft fra land til petroleumssektoren vil redusere utslippene av CO₂ fra norsk sokkel. Det vil også bidra til en reduksjon av utslipp innenfor Norges grenser så lenge kraftbehovet dekkes opp av utslippsfri kraftproduksjon i Norge eller ved importert kraft. Utslipp fra petroleumssektoren er omfattet av EUs kvotesystem, det betyr at reduserte utslipp fra denne sektoren vil innebære at utslipp i andre sektorer øker." I Figur 6 under viser vi den skjematiske metodikken for beregning av utslippseffekter.

Figur 6 – Klimaeffekten av Utsira; skjematisk fremstilling av modelleringen



Kilde: Cicero

Studien som presenteres i denne rapporten ser nærmere på totale utslippseffekter som følge av elektrifisering; altså inkluderer vi utslippsvirkninger fra erstatningskraft og utslippsvirkninger fra frigjort gass og kvoter. Ettersom virksomheten på Utsira-høyden kommer til å strekke seg langt inn i fremtiden må vi i så måte gjøre antakelser på hvordan fremtidig kraftmarked og gassforbruk ser ut. Vi har valgt å avgrense prognoseperioden til årene 2019-2050. Dette betyr at vi får med mesteparten av årene alle installasjonene på Utsira-høyden fremdeles er i drift (det forventes at Johan Sverdrup vil være i virksomhet frem til 2057) samtidig som vi illustrerer energimarkedet så langt som 35 år frem i tid. Foruten sammenligning av et tilfelle med konvensjonell løsning og en full elektrifiseringsløsning skisserer vi også to alternative løsninger; 1) dedikert kraftforsyning fra et CCGT-kraftverk (Kårstø) med karbonfangst- og lagring, og 2) fortsatt gassbrenning til kraftproduksjon på sokkelinstallasjonene men med den mest effektive gassturbin-teknologien.

Svært mye er usikkert når det gjelder både det fremtidige energibehovet for og CO₂-utslippet fra Utsira-høyden, derfor er enkelte antakelser og avgrensninger nødvendige. Disse kan kort oppsummeres med følgende punkter:

- *Forbruksprofil og CO₂-utslipp fra Utsira-høyden.* Her har vi anvendt Statoils (2014) antakelser for alle fire felt⁵. Disse prognosene tilsier at aktivitet på Edvard Grieg og

⁵ Statoils (2014) «Sluttrapport Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt. Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på Utsirahøyden», dokument nr. RE-UHP-0009.

Ivar Aasen opprettholder virksomheten fram til og med 2027, Gina Krogh fram til 2035 og Johan Sverdrup fram til 2057.

- *Kraftmarkedsprognoser frem til 2050.* Hvordan det europeiske kraftmarkedet kommer til å se ut de neste 35 årene er selvsagt svært uvisst. Derfor har vi i denne studien anvendt to ulike scenario som dekker et betydelig utfallsrom for fremtidig energipolitikk, og hvordan det europeiske kraftmarkedet tilpasser seg dette.
- *Frigjort gass.* Som en forenkling antar vi at gassforbruket i EU i løpet av de neste 35 år fordeles mellom ulike sektorer på samme nivå som i dag.

Antakelsene over samt andre antakelser anvendt i analysen vil bli diskutert gjennomgående i kapittel 3 til kapittel 6.

1.2 Utgreiing om tidsperspektivet 2019-2050

Analyseperioden 2019-2050 er primært valgt for å dekke mest mulig av virksomhetstiden til feltene på Utsira-høyden. De små feltene har begrenset operasjonstid; Gina Krogh holder det gående lengst frem til 2035. Johan Sverdrup er imidlertid forventet å opprettholde driften frem til 2057. For å finne de totale utslippsvirkningene for den tiden feltene er i virksomhet ble det derfor nødvendig å ha et langsiktig perspektiv.

Vi har valgt å avgrense analyseperioden til 2050, syv år før driften på Johan Sverdrup avvikles. Grunnen til at vi har en litt for «kort» analysehorisont er delvis fordi analysen ble igangsatt før prosjektarbeiderne var sikre på total prognoseperiode – og 2050 ble antatt å være nært avviklingspunktet. Samtidig er 2050 et naturlig endepunkt for kraftmarkedsanalyser. EU-kommisjonen har satt 2050 som et tiltenkt endepunkt for en nær fullstendig avkarbonisering av det europeiske kraftmarkedet, og vi antar at mange av de mulige energipolitiske målsettingene og virkemidlene vil avvikles i dette året. Ved å velge sluttpunktet 2050 har vi dermed en formening, og dermed forankring, når det gjelder hvordan vi tror det europeiske kraftmarkedet kan se ut.

Frem mot 2050 kommer vi dermed, tror vi, til å se en betydelig utvikling i retning av mer fossilfri kraftproduksjon. EU vedtok 23. oktober 2014 et nytt klimamål for 2030. Utslippene av klimagasser skal reduseres med minst 40 % sammenlignet med 1990. Dette målet er bindende for medlemslandene, men vil avhenge av BNP per innbygger i det enkelte land. Samtidig vedtok EU at minst 27 % av energi-miksen i 2030 skal være fornybar energi, og et mål om å bedre energieffektiviteten med 27 %, men disse målene er ikke bindende på land-nivå. Denne utviklingen består i en økende avvikling av kull- og gasskraft, samt at mer fornybar vil komme til. I tillegg til fornybar kraftproduksjon forventer vi en økning i kjernekraft og, til en viss grad, fossile kraftverk med fangst og lagring av CO₂. Hvordan sammensetningen av de ulike forsyningskildene vil se ut diskuteres nærmere når vi presenterer scenarioene i kapittel 6.

1.3 Tidligere studier

Rapporten fra CICERO forrige høst (CICERO, 2013) inneholder en kortfattet gjennomgang av de fleste studier om elektrifisering fra 2003 fram til høsten 2013, samt en del nyere innlegg i den offentlige debatten. I denne rapporten vil vi kort omtale noen studier og media-oppslag som har kommet i løpet av det siste året.

Rosendal (2014) presenterer en kort gjennomgang av de viktigste spørsmålene som dukker opp når klimaeffekten av elektrifisering skal studeres. Dette gjelder hvilke kraftverk som er på marginen i Norge, Norden eller Europa når mer kraft skal leveres til plattformer på sokkelen, bruken av gassen som er frigjort fra gassturbinene, forholdet til kvotemarkedet i Europa, sammenhengen med norsk klimapolitikk og klimamål, kostnaden til elektrifisering per tonn CO₂ og kostnadseffektiviteten, og valg av tiltak og virkemidler i

klimapolitikken. Han har ingen entydig konklusjon om klimaeffekten av elektrifisering men antyder at elektrifisering neppe er det mest kostnadseffektive tiltaket for å redusere utslippene på norsk kontinentalsokkel.

Devold m.fl. (2014) (ABB) diskuterer CO₂-effekten av elektrifisering. Med vekt på høyere energieffektivitet for landbasert kraftproduksjon enn gassturbiner på en plattform, bruk av fornybar energi og kostnadsforhold argumenterer de med at elektrifisering er et fornuftig tiltak for å få ned norske CO₂-utslipp.

Qvale m.fl. (2013), Ramsdal (2014), og Lie og Nikolaisen (2014) er artikler om elektrifisering generelt og Utsirahøyden spesielt i Teknisk Ukeblad. Disse artiklene gir en bra oversikt over planene for Utsira-utbyggingen, tekniske forhold, kostnadsforhold, effekten på CO₂-utslippene, og den opphetede politiske debatten om elektrifisering.

Martiniussen og Løvås (2014) skriver om dragkampen om kraft og elektrifisering i en artikkel i Dagens Næringsliv. De har en omfattende historisk gjennomgang av de politiske problemene og debattene etter 1996 som ligger bak forsøkene på å gjøre petroleumspolitikken forenlig med ambisjonene i klimapolitikken, og ender opp med striden mellom stortingspolitikkerne og oljeselskapene om elektrifiseringen av Utsirahøyden.

1.4 Presisering av premisser, metoder og data

Denne studien analyserer kvantitativt hvordan sammensetningen av henholdsvis gassbruk og fremstilling av elektrisk kraft endres med ulike energiforsyningsløsninger for Utsira-høyden. Formålet med studien er å avdekke hvordan disse endringene i energimarkedene påvirker de totale utslippsvirkningene som følge av elektrifisering eller mer effektiv gassturbinteknologi. Utslippsvirkninger er beregnet for følgende scenario:

Figur 7 - Scenariobeskrivelse



Kilde: Cicero, Industri Energi, Pöry

Alternativ 1 representerer tilfellet der operatørene på Utsira-høyden velger «vanlig» løsning med såkalt Open Cycle Gas Turbine (OCGT) som er det samme som et (lite) gasskraftverk uten mulighet til å benytte varmen fra forbrenningen til å produsere damp slik man gjør i en Combined Cycle Gas Turbine (CCGT). Elektrisk virkningsgrad på slike

turbiner estimeres til 33 %, og gassen som forbrennes slipper ut CO₂ i atmosfæren. Dette scenarioet refereres til som BAU (Business As Usual) eller Alt 1 utover i rapporten. De andre scenarioene representerer alternative måter å forsyne Utsira-høyden med elektrisk kraft. Alternativ 3 beskriver et scenario med dedikert kraftforsyning fra et gasskraftverk på land med innlagt karbonfangst- og lagring (CCS). Det mest nærliggende kraftverket som kan reserveres til denne type oppgave er Kårstø. Fullskala fangst og lagring ved dette kraftverket er ikke aktuelt med dagens priser eller rammebetingelser, men over tid vil dette kunne bli en sikker forsyningsløsning.

Alternativ 4 involverer i praksis et kraftvarmeverk på Utsira-installasjonene med en samlet virkningsgrad på 80 %. Imidlertid er antakelsen om 80 % virkningsgrad på Utsira-høyden heftet med betydelig usikkerhet, siden 'Best Available Technology' (BAT), som dette tallet gjenspeiler, avhenger av lokale forhold, funnkarakteristikk og andre tekniske løsninger. BAT viser til en virkningsgrad som er mulig å oppnå teknisk sett under de mest gunstige forholdene, men ville kreve full og optimal avsetning på både strøm og varme som blir produsert. Egenskapene til feltene på Utsira-høyden tilsier at virkningsgraden vil være lavere enn 80 %. Løsninger med virkningsgrader over 50 % er allerede i bruk på norsk sokkel på Oseberg, Eldfisk og Snorre (Weland, 2000). For å gi et utfyllende bilde på utslippseffekter på Utsira-høyden har vi derfor i tillegg gjort simuleringer med virkningsgrader fra 40 til 60 %.

Vi legger i denne studien til grunn at elektrifisering av Utsira-høyden ikke vil øke kraftproduksjon i Norge gjennom året, ettersom produksjon fra vindkraft og småkraft ligger fast, samtidig som magasinbasert vannkraft ikke systematisk kan avvike fra årlig tilsig (det ble produsert mer kraft enn tilsig i 2008 og 2009)⁶. Samtidig gir ikke Utsira-elektrifisering som enkelttiltak grunnlag for ekstrainvesteringer i ny norsk vannkraft. Dette er ikke en betraktning for etterspørselsøkninger generelt; økt etterspørsel vil alt annet likt gi høyere strømpriser og økt insentiv for investering på forsyningsiden.

I begge kraftmarkedsscenarioene vi har konstruert for denne studien gir også Utsira-elektrifisering en marginal prisøkning. I karbonprisscenarioet medfører dette ikke økt investering i fornybar kraft i Norge. Grunnen er at kraftprisen i dette scenarioet i utgangspunktet (uten elektrifisering) er høy nok til å gjøre fornybarinvesteringer lønnsom uten subsidier. Vi har derfor begrenset investeringer oppad til det vi mener er politisk akseptabel utbyggingsgrad (hensyntatt vern av vassdrag, osv.), og vi endrer ikke denne antakelsen som følge av elektrifisering. I fornybarscenarioet foreligger ingen slik investeringsbegrensning, der er det snarere lave kraftpriser som hindrer ny utbygging. Preiseffekten av Utsira-elektrifisering er ikke tilstrekkelig til å «tippe» kraftprisen over langsiktige grensekostnader for ny fornybar kraftproduksjon.

Ettersom elektrifisering ikke leder til langsiktige produksjonstilpasninger vil den årlige mengden eksport til utlandet reduseres som følge av elektrifisering. Det europeiske kraftmarkedet må dermed erstatte denne reduserte importen med justering av egen produksjon. Produksjonsjusteringen vil primært være basert på fossile brennstoff, da fornybarteknologier har manglende reguleringsevne ved økt etterspørsel (fra elektrifisering).

For å finne kilden til erstatningskraft er vi nødt til å danne oss et fremtidsbilde på hvordan det europeiske kraftmarkedet vil se ut. Vi utvikler i denne analysen to ulike fremtidsbilder, eller scenario, som separeres ut fra avkarboniseringspolitikk. Scenarioene simuleres begge henholdsvis *uten* elektrifisering av Utsira-høyden (konvensjonell løsning) og *med*

⁶ Imidlertid kan produksjonsjustering fra regulerbare forsyningskilder, som for eksempel gasskraftverk, påvirkes.

elektrifisering av Utsira-høyden. Dermed kan vi ved å se på forskjellen mellom scenarioene identifisere de eksakte virkningene elektrifisering medfører.

I vår analyse anvender vi Pöyrys egenutviklede simuleringsmodell for det europeiske kraftmarkedet, BID3. Modellen er nærmere omtalt i avsnitt 7.1. BID3 er en økonomisk optimeringsmodell som finner den samfunnsøkonomisk mest hensiktsmessige balansen mellom tilbud og etterspørsel, hensyn tatt til muligheten for handel mellom landegrenser, begrensninger i termiske kraftverk, vannkraftverk og fornybare teknologier, brenselspriser og CO₂-priser med mer. Modellen har året 2013 som standardoppsett, hvor vi bruker fundamentale data som antakelse. Data for nordiske land er primært hentet fra statistiske byråer og systemnett-operatører (SSB, Statnett med mer) samt regulatorer og kraftselskap, mens data for kontinentet primært er basert på ENTSO-E og Platts. For framskrivninger benytter vi følgende metoder:

- *Etterspørsel etter kraft.* Pöyry har utviklet en økonometrisk framskrivings-modell for kraftetterspørsel som er empirisk basert på sammenhengen mellom økonomisk og kraftetterspørsel. Modellen tar hensyn til fremtidig nye bruksområder (elbiler, elektrifisering av sokkelen, osv.) og energieffektivisering.
- *Ny kraftforsyning.* Ny kraftforsyning er primært basert på økonomiske forhold, altså hvorvidt kraftprisen tillater investering hensyn tatt til kapital- og driftskostnader. Vi bruker også politiske føringer bak våre antakelser for fornybar og kjernekraftbasert kraftproduksjon.
- *Overføringskabler.* Disse bygges dersom politiske konsesjoner tillater det og økonomien (timebaserte prisforskjeller) er tilstrekkelig sterk.
- *Brensels- og CO₂-priser:* Pöyry utvikler prognoser for disse prisrekkene ved bruk av egenutviklede modeller som fungerer etter samme optimeringsprinsipp som BID3.

Alle kraftverk som er lagt inn i BID har en rekke ulike karakteristikk, blant annet hvor mye CO₂ de slipper ut mens de er i full drift, når de starter opp, og når de går på tomgang. Ettersom alle termiske kraftverk på kontinentet er lagt inn i BID3 klarer modellen å finne de eksakte utslippsvirkningene fra de kraftverkene som må starte som følge av at Norge må bruke mer av sin egen kraft når Utsira-høyden elektrifiseres.

Beregning av frigjort gass er gjort ved å anta at all gass som ellers ville blitt brukt til energiforsyning under konvensjonell løsning frigjøres til eksport i elektrifiseringsscenarioene. I scenarioene med alternative gassturbinløsninger beregner hvor mye mindre gass som brukes enn i en konvensjonell løsning, og antar at denne i sin helhet eksporteres. Vi antar videre at den ekstra frigjorte gassen fordeles på forbruchssektorer etter dagens sektorfordeling av gassforbruk.

2. DRIVERE OG MARKEDSKREFTER I ET DEREGULERT KRAFTMARKED – HVORDAN VIRKER ELEKTRIFISERING?

Elektrifisering av Utsira-høyden innebærer at energiforsyningen skal komme i form av elektrisk kraft tatt ut av nettet⁷. Energiforbruket på Utsira-høyden knyttes dermed direkte til det norske markedet for kraft. Dette kapittelet gir en kortfattet innføring i hvordan dette markedet fungerer, og hvordan det spiller sammen med andre kraftmarkeder.

2.1 Det nordiske kraftmarkedet

Elektrisk kraft kan ikke lagres, og må derfor transporteres og forbrukes i samme mengde og ved samme tidspunkt som den produseres. Denne kraften omsettes i så godt som alle nord-europeiske land på et deregulert marked der det er fri konkurranse mellom tilbydere og distributører av kraft. I Norden omsettes elektrisk kraft på en felles kraftbørs, Nord Pool Spot. Her legger produsenter og større forbrukere inn sitt tilbud og sin etterspørsel for hver time i påfølgende døgn. Fristen for å gi bud er kl. 12:00. På basis av disse budene fastsettes en systempris for hver enkelt time basert på det marginale budet, det vil si det dyreste budet som er nødvendig for at produksjonen skal dekke forbruket. Systemprisen er en viktig referansepris for både fysisk og finansiell handel i Norden.

Kjøp og salg i spotmarkedet avtales altså fra 12 til 36 timer på forhånd. Hvis markedets aktører ikke leverer eller bruker som avtalt, er det Statnett – som er ansvarlig for balanse i systemet som helhet – som må dekke ubalansen. De aktørene som er opphav til ubalansen – fordi de ikke har levert eller brukt som avtalt – må betale kostnadene. Dersom aktørene finner ut på forhånd at de av ulike grunner ikke ønsker eller er i stand til å levere eller forbruke som avtalt, kan de inngå bilaterale avtaler i Elbas-markedet, og på den måten redusere kostnadene ved ubalanse. Handel i Elbas starter to timer etter handelen i spotmarkedet og pågår inntil en time før leveranse (den såkalte driftstimen).

2.2 Kraftutveksling og samspill mellom markedsområder

Prisen i det nordiske kraftmarkedet fastsettes på basis av tilbud og etterspørsel. Vurderingen er at konkurransen er velfungerende i markedet, og det er grunn til å tro at produsentene byr inn sine marginale kostnader for hver time. Siden forbruket varierer fra time til time, varierer det også hvilken produksjonskapasitet som er på marginen, det vil si den dyreste kapasiteten som settes i produksjon for at forbruket skal dekkes til enhver tid.

Selv om produksjonskapasiteten i Norge i hovedsak er basert på vannkraft, som har lave direkte produksjonskostnader, bestemmes prisen i de norske prisområdene av tilgangen på vann og gjennom samspill med de andre markedsområdene. Vannet er ikke gratis, siden det ikke er ubegrenset. I et rent vannkraftsystem må man også rasjonere vannet på en eller annen måte, eller man må bygge ut nok produksjonskapasitet til å kunne dekke forbruket i alle situasjoner.

Produksjonskapasiteten i Norden sammensatt, og den varierer betydelig mellom landene:

- Danmark har dominerende innslag av kullkraft, noe gass og biomasse, og 20–25 % vindkraft i sitt system. Kullkraften produseres ofte i store kraft-varmeanlegg, der i hvert fall deler av overskuddsvarmen utnyttes til fjernvarme. Gass og biomasse

⁷ I tilfellet CCGT CCS (Alternativ 3) produseres kraften direkte i et dedikert CCGT-verk, og kraften hentes dermed ikke fra nettet.

brukes ofte i fjernvarmeproduksjon, der varme er det primære produktet. Vindkraften er bygget kraftig ut de siste 10–15 årene gjennom etablering av vindkraft på land. De siste årene er et par større havvindmølleparker startet opp, og flere er planlagt. Danmark har en ambisjon om å dekke 50 % av kraftforbruket fra vind i 2025.

- Finland har grovt regnet en tredel kjernekraft, en tredel kullkraft og en tredel vannkraft. Et nytt kjernekraftverk er under bygging og skal starte produksjon i 2012, mens ytterligere ett eller to er under planlegging. I tillegg er det planer om å øke fornybarproduksjonen, hovedsakelig basert på vind, for å møte EUs fornybarkrav. Finland har tradisjonelt hatt stor import av kraft fra Russland, en importavhengighet de ikke føler seg bekvem med.
- Norge sin kraftproduksjon er nesten utelukkende basert på vannkraft, selv om det er kommet noe gass- og vindkraftproduksjon i løpet av de siste årene.
- I Sverige er produksjonen basert på vannkraft og kjernekraft. Selv om kjernekraftverket i Barsebäck er lagt ned, er produksjonskapasiteten i de øvrige kjernekraftverkene oppgradert eller planlagt oppgradert, slik at kjernekraften forventes å spille en viktig rolle også i årene framover. Vannkraftproduksjonen utgjør omtrent halvparten av normal årsproduksjon. Det tilgjengelige vannkraftpotensialet er stort sett utnyttet. Sertifikatmarkedet som ble innført i 2004, har ført til at kraftproduksjon basert på biomasse i kombinerte kraftvarmeverk har økt. Det har også kommet en del vindkraft, og mer er under bygging og/eller planlegging.
- I tillegg har Norden betydelig utveksling med andre markedsområder, som Russland, Baltikum, Polen, Tyskland og Nederland. Utvekslingen mot disse markedsområdene skjer hovedsakelig på basis av prisforskjeller, og produksjonskapasiteten i disse markedsområdene er også sammensatt, dog hovedsakelig basert på termisk kraftproduksjon, dvs. kull, gass og kjernekraft.

Siden dereguleringen av kraftmarkedet på begynnelsen av nittitallet og den gradvise utvidelsen av markedsområdet, har kraftprisen i Norge først og fremst vært påvirket av tilsigssituasjonen og marginalkostnadene i kullkraftverk. Selv om det er betydelige innslag av både kjernekraft og noe gasskraft i de omkringliggende markedsområdene, er det kullkraftproduksjonen som først og fremst varierer med forbruket og som har hatt mest å si for prisnivået i Norden. Det betyr at kullprisen, og etter hvert CO₂-prisen, har hatt stor betydning for den nordiske kraftprisen.

Det er generelt ganske stor likhet i priser mellom de nordiske landene. Dette er først og fremst på grunn av at kraftmarkedene i særlig Finland, Norge og Sverige er ganske like i form av etterspørselsvariasjoner, tilgjengelig produksjonskapasitet og produksjonstype. Dermed benyttes ikke overføringsforbindelsene mellom disse landene i veldig stor grad til markedssupplerende handel (høylast i ett land sammenfaller med høylast i et annet) og det er følgelig mange perioder av året der det ikke er flaskehalser på linjene.

2.3 Markedsbaserte investeringer

Når man skal gjøre vurderinger av prisnivået i det nordiske kraftmarkedet framover, er det viktig å vurdere hvordan markedet vil utvikle seg på sikt, herunder investeringer i ny produksjonskapasitet. Det som er avgjørende for markedsprisene framover, er utviklingen i produksjonskapasiteten både i Norge og i tilstøtende markedsområder.

Markedsbaserte investeringer fungerer i prinsippet slik at nye investeringer realiseres dersom investorene forventer at de skal være lønnsomme over kapitalens levetid. Hvis det er overskudd av kapasitet i et marked, får man ikke nye kommersielle investeringer før overskuddet er spist opp – enten ved at gammel kapasitet fases ut eller ved at forbruket øker. I økonomisk forstand defineres overskudd av prisnivået: dersom det normale

prisnivået framover er på nivå med de totale produksjonskostnadene, det vil si variable produksjonskostnader pluss normal avkastning på kapitalen, er markedet i balanse. Dersom prisnivået ligger under dette nivået, er det overskudd i markedet, og dersom prisnivået er høyere, er det underskudd i markedet. Man kan altså ha balanse i markedet selv om noen områder normalt har eksport og noen områder normalt har import.

Det langsiktige likevektsnivået for kraftprisen i et markedsbestemt system bestemmes dermed i prinsippet av kostnadene ved å bygge ut ny produksjonskapasitet. Uten særlige politiske inngrep i markedet, vil dette være den produksjonskapasiteten som billigst kan forsyne markedets behov. Hvilken kapasitet det er, kommer an på utviklingen i brenselpriser, i produksjonsparken for øvrig og i forbruket, og på de politiske rammebetingelsene. Økonomien i et nytt kraftverk som baserer sine inntekter kun på markedsprisene, kommer an på:

- Hvor mange timer det lønner seg å produsere, dvs. i hvor mange timer i løpet av et år (i gjennomsnitt) kraftverket vil få sine variable produksjonskostnader dekket. Dette er driftstiden til kraftverket.
- Hvilket dekningsbidrag til kapitalen kraftverket tjener i de timene det produserer, dvs. hva som er differensen mellom produksjonskostnadene og markedsprisen i driftstiden.
- Hvilket avkastningskrav investorene forlanger. Jo større usikkerhet det er om markedsutviklingen, herunder driftstid og dekningsbidrag, men også framtidig politikk, og jo større del av de samlede kostnadene kapitalen (investeringen) utgjør, jo høyere avkastningskrav er det rimelig å anta at investorene vil forlange.

2.4 Det nordiske kraftoverskuddet

Både empiriske analyser og modellanalyser viser at et økt kraftoverskudd i Norge – og Norden for øvrig – gir lavere priser enn på kontinentet. Fleksibiliteten i vannkraftsystemet tilsier faktisk at det skal et visst kraftunderskudd til for at det gjennomsnittlige prisnivået skal bli på linje med det kontinentale på lang sikt (i likevekt). Generelt vil prisforskjellen bli større jo større kraftoverskuddet er. Stort sett har Norge, Sverige og Finland ganske like priser, i hvert fall i normalår, slik at det som har størst betydning for prisnivået i Norge, er den samlede nordiske kraftbalansen.

Utviklingen i kraftbalansen avhenger av forholdet mellom veksten i tilbud og etterspørsel (i Norden) og påvirkes naturligvis av en rekke usikre faktorer:

- *Utviklingen i produksjonskapasiteten:* Norge og Sverige skal til sammen øke fornybarproduksjonen med 26,4 TWh fra 2013 til 2020 gjennom innføring av et felles sertifikatmarked. Finland har i henhold til sin nasjonale handlingsplan for fornybar energi planer om å øke fornybar kraftproduksjon fra vel 22 i 2010 til vel 33 TWh i 2020. Verken Norge eller Sverige har større mengder gammel termisk produksjon som fases ut eller reduserer sin produksjon når det kommer ny fornybar produksjonskapasitet inn i markedet. Økningen i produksjon basert på fornybare energikilder kommer derfor i stor grad i tillegg til eksisterende produksjon.
- *Utviklingen i forbruket.* Veksten i kraftforbruket har i Norden vært relativt svak etter årtusenskiftet. Kraftforbruket i industrien ble i tillegg rammet av finanskrisa. Det er stor usikkerhet knyttet til den videre utviklingen i kraftintensiv industri i Norden. I Norge kan det komme en viss økning i elforbruket knyttet til elektrifisering i petroleumssektoren, inkludert installasjoner offshore. I alminnelig forsyning ser forbruket ut til å ha flatet ut, og de færreste venter noen vesentlig vekst i kraftforbruket til tradisjonelle formål. Det er vanskelig å si i hvilken grad dette skyldes økt bruk av

varmepumper og overgang til fjernvarme, og om det er en varig trend eller ikke. Elektrifisering av personbiltransport kan også gi en økning i forbruket i Norden.

2.5 Prisstruktur

Mens kraftprisene i det nordiske systemet varierer betydelig fra år til år, er prisvariasjonen over døgnet større i et termisk system. Det kommer av at termiske kraftsystemer er sammensatt av kraftverk som har ulike egenskaper, og der de kraftverkene som må startes opp for å dekke topplastetterspørselen, typisk har høye variable kostnader. De høye kostnadene i topplastverk skyldes at de har lav virkningsgrad og ekstrakostnader knyttet til oppstart. Verk som har høy virkningsgrad, har gjerne (mye) høyere oppstartskostnader, og de utnyttes derfor som grunnlastverk (kjøres tilnærmet jevnt over døgnet).

De norske vannkraftverkene har også ulike egenskaper, men de fleste magasinkraftverkene har stor (momentan) kapasitet. Videre er oppstartskostnadene for vannkraftverk små i forhold til oppstartskostnadene i termiske verk. Det betyr at det er lett for vannkraftverkene å «flytte» produksjon fra en time med lav pris til en time med høy pris – noe som i et marked der produsentene konkurrerer med hverandre, medfører at prisene blir tilnærmet like mellom natt (lavlast) og dag (høylast). Unntak er for eksempel sommerdager med høyt uregulert tilsig og lav etterspørsel. Det uregulerte tilsiget kan ikke flyttes til en senere time/dag, siden det ikke kan lagres (det er derfor det kalles «uregulert»).

Økt utbygging av vindkraft og økt kabelkapasitet til utlandet kan gi mer prisstruktur i det norske markedet, særlig hvis etterspørselen øker. Trenden de siste årene har vært at topplasten har økt mer enn energietterspørselen (årlig kraftforbruk). Utenlandskablene går som regel i eksport i høylasttimene. Den fornybare kapasiteten som bygges, er stort sett vindkraft – som gjerne ikke produserer på vindstille, kalde vinterdager – og småkraft som installeres i bekker og elver som fryser til om vinteren. Bidraget til såkalt «vintereffekt» er derfor lite fra den nye produksjonskapasiteten, og prisen i Norden må normalt bli svært høy før det utløser import fra kontinentet i topplast. Likevel representerer også kablene en «effektreserve» for det nordiske markedet.

2.6 Markedsdrivere på kontinentet

I europeisk sammenheng ble det i 2013 produsert nærmere 4000 TWh elektrisk kraft, hvorav 135 TWh eller omtrent 3 % ble produsert i Norge. I Europa er de viktigste produksjonsformene kull- og kjernekraft, som til sammen sto for rundt halvparten av produksjonen. I et lengre perspektiv har kullbasert kraftproduksjon vært stabil siden midten av syttitallet, mens kjernekraften har økt kraftig siden begynnelsen av åttitallet. Fra nittitallet har gassbasert kraftproduksjon økt, og utgjorde i overkant av en femtedel av samlet produksjon i 2007. Oljebasert strømprduksjon utgjorde derimot en drøy femtedel i 1971 mot snau 4 % i 2013. Vannkraft sto for nesten en fjerdedel av produksjonen i 1971, mot en snau åttendedel i 2013. Grovt sagt fikk Europa sin kraft fra kull, olje og vann i syttiårene, mens kull, kjernekraft og gass var de dominerende produksjonsformene til inntil ganske nylig. Ny fornybar energi har i løpet av de siste årene økt voldsomt i omfang, og utgjør nå nærmere 20 % av total europeisk kraftproduksjon.

Til tross for massiv utbygging av fornybar kraft domineres de fleste kontinentaleuropeiske kraftmarked av termisk kraftproduksjon, da fortrinnsvis kullkraft, kjernekraft og gasskraft i ulike konstellasjoner. I disse markedene vil prissvingningen fra time til time være større enn i Norge. Grunnen er at man ved endret forbruk må skru av/på kraftverk som kan ha vesentlig variasjoner i sine produksjonskostnader. Samtidig koster det å regulere termiske verk opp og ned, og det koster følgelig å «flytte» produksjon fra time til time. Den

fornybare kraftens inntog har videre gitt en betydelig økning i prisvolatilitet. Europeiske markeder, og særlig Tyskland, preges av at det er relativt mange timer i året der den fornybare produksjonsandelen er lav mens forbruket er høyt, noe som nødvendiggjør at dyre topplastverk tas i bruk og at kraftprisen følgelig blir høy. På den annen side har man i tilfeller med høy fornybarproduksjon og lavt forbruk tilfeller der det er for mye overskuddskraft, og prisen blir følgelig svært lav eller endog negativ.

Ny europeisk kraftforsyning vil være en blanding av politisk motivert fornybar (og kjernekraft-basert) kraftproduksjon og ulike termiske produksjonsteknologier som til dels skal erstatte gamle fossile verk samt å tilføre kraftmarkedene nødvendig reguleringskraft. I prinsippet skal prisene på engrosmarkedet øke til et nivå som tvinger frem nye investeringer, men prissignalene er blitt betydelig svekket med innføring av fornybar kraft. Som et ledd i denne prosessen har derfor de fleste europeiske land innført en form for kapasitetsmarked, som i prinsippet betaler for reservekraftopsjoner som fornybare verk ikke kan tilby. Med betydelige kapasitetsbetalinger så vil prisene på engrosmarkedet i større grad kun reflektere produksjonskostnader og ikke systemets knappetskostnader.

3. ENERGITAP FRA KILDE TIL FORBRUK

Tap er en uunngåelig fysisk egenskap ved transport av energi. For elektrisitet så vil størrelsen på energitapet avhenge av mengden energi som overføres relativt til ledningens kapasitet. Tapene øker når overføringslengde eller mengde overført energi øker, mens de synker med høyere spenningsnivå. De seneste årene har tapene i det norske sentralnettet vært økende – en utvikling som er koblet til økt forbruk og produksjon og større belastning på nettet. Elektrisitet kan imidlertid transporteres med relativt beskjedne tap dersom spenningen bringes opp til et passende høyt nivå. Ved krafthandel med kontinentet over de kommende kabelforbindelsene vil for eksempel overføringstapene utgjøre noen få prosent. Ved transport av energibærere som gass vil det være et visst varmetap til omgivelsene, samt at det benyttes energi til selve transporten (pumper, kompressorer, motorer).

3.1 Fra sentral/distribusjonsnett til forbrukskilde

Ved overføring av strøm i kabel blir det et energitap. Tabell 1 og Tabell 2 viser energitapet i ulike deler av overføringsnettet fra noen kilder (OED, 2012; NVE, 2012; OD, 2012; OLF, 2007; Bellona, 2007). Ut fra ABB (2013) er overføringstapet i sjøkabel til plattformene på same nivå som for overføring via landnettet, altså 5 %. Samlet energitap fra kontinentet til Utsira regner vi som en tilnærming er på 5 % + 5 % + 5 %, altså 15 %.

Tabell 1 – Energitap ved overførings av elektrisitet

Nett-del	Energitap; %	Kilde
Fastland til plattform	5	ABB 2013
Fastland til plattform	7,5	OD 2012
Fastland til plattform	7,5 – 10 (avhengig av område)	Bellona 2007
Fastland til plattform	5 – 6; + 4 – 6 tap omformere; samlet 10	OLF 2007
Hovednett Norge	5	OED 2012; NVE 2012
Kontinentet-Norge	5	OED 2012; NVE 2012
Hovednett kontinentet	5	OED 2012; NVE 2012

Kilde: OED (2012), NVE (2012), OD (2012), OLF (2007) og Bellona (2007)

Tabell 2 – Energitap ved transport av naturgass fra Nordsjøen til kontinentet eller Storbritannia

Nett-del	Energitap; %	Kilde
Naturgass fra Nordsjøen til Kontinentet eller UK	5%	Cicero 2013
Naturgass fra Nordsjøen til Kontinentet eller UK	2%	Industri Energi

Kjelde: Cicero, Industri Energi

3.2 Over kraftkabler/nett fra utlandet

De fleste overføringsforbindelser ut av Norge er sjøkabler, altså kabler som er lagt på sjøbunnen for overføring av elektrisk energi. Det er videre to hovedgrupper for overføring:

- Bruk av vekselstrøm som i det vanlige fordelingsnettet. En slik overføring er enkel over kortere avstander. Ved større avstander blir tapene store og kostbare kompensasjonssystemer ved ilandføringsstasjonene kan være påkrevet.
- I nyere tid har en tatt i bruk likestrøm fordelt på separate kabler. Her blir tapene lavere, men det kreves kostbart omformerutstyr fra vekselstrøm til likestrøm og vise versa i ilandføringsstasjonene. Likestrøm brukes derfor over lenger avstander som mellom Norge og Danmark.

Lengden av en sjøkabel for vekselstrøm er begrenset av kapasitansen mellom den aktuelle lederen og den omkringliggende mantelen av stål. Når lengden øker, øker også fasedreiningen mellom strøm og spenning i kabelen. Dette gir opphav til reaktiv effekt – strømmen i kablene som gir øket tap uten noen praktisk energioverføring. Den reaktive effekten kan kompenseres av reaktorer (spoler) ved ilandføringsstasjonen, noe som er kostbart og plasskrevende.

Dette har ført til at likestrøm for en stor del har overtatt for vekselstrøm ved overføringer av energi over lengre distanser. Normalt overføres vekselstrøm med tre ledere mens likestrøm bruker to, her er også en besparelse. Ulempen er det omfattende omformerutstyret som trengs for omforming mellom vekselstrøm og likestrøm. Fremveksten av halvlederteknologi i det 20. århundre har redusert disse kostnadene betydelig.

Statoils antakelse for totalt overføringstap fra produksjon til bruk på Utsira-høyden er på 10 %. Når det gjelder overføringsforbindelser til utlandet antar vi videre et tap på 5 % på alle likestrømkabler i sjø. Dette inkluderer fremtidige linjer til Tyskland og Storbritannia.

4. VIRKNINGSGRADER FOR TURBINER PÅ NORSK SOKKEL

4.1 Elektrisk og termisk virkningsgrad ved BAU gassbruk på sokkelen

Når naturgass brukes i en gassturbin kan bare en del av det teoretiske energiinnholdet i gassen transformeres til el. Effektiviteten i energitransformasjonen omtales som virkningsgraden, som er forholdet mellom energiinnholdet i den produserte strømmen og det teoretiske energiinnholdet i naturgassen. Tabell 3 viser noen virkningsgrader for gassturbiner fra forskjellige kilder. For en standard gassturbin ligger virkningsgraden mellom 30 og 35 %.

4.2 Elektrisk og termisk virkningsgrad ved gassbruk på sokkelen

Virkningsgraden for de mest effektive gassturbine kan ligge vesentlig over virkningsgraden til en standard gassturbin, se nederst i Tabell 3. Dersom gassturbinen er utstyrt med dampinjeksjon kan virkningsgraden komme opp mot 43 %. I tilfelle både el og varme fra gassturbinen kan utnyttes på en plattform kan virkningsgraden i beste fall komme opp mot 80 %. Slike energieffektive teknologier er brukt på Oseberg-plattformen. De refereres til som 'Combined Cycle Gas Turbine (CCGT)' og 'Heat Recovery Steam Generator (HRSG)'. Ett slikt konsept regnes også for å være Best Tilgjengelig Teknologi (BAT). På Snorre-feltet er virkningsgraden ved optimal drift på 51 % (Welander, 2000).

Tabell 3 – Virkningsgrad for forskjellige turbintyper på plattformer i Nordsjøen

Turbintype	Virkningsgrad; %	Kilde
Standard gassturbin; el	30	CICERO 2013
Standard gassturbin	31,4	OD 2008; Zero 2007
Standard gassturbin + spillvarme	40	OD 2008
Moderne gassturbin	33	OD 2012
Gassturbin	35 - 37	OLF 2007
Gassturbin med dampinjeksjon	37 – 42,5	TU 2014
Gassturbin	35 - 40	ABB 2014
Gassturbin el og varme	60 - 80	TU 2014

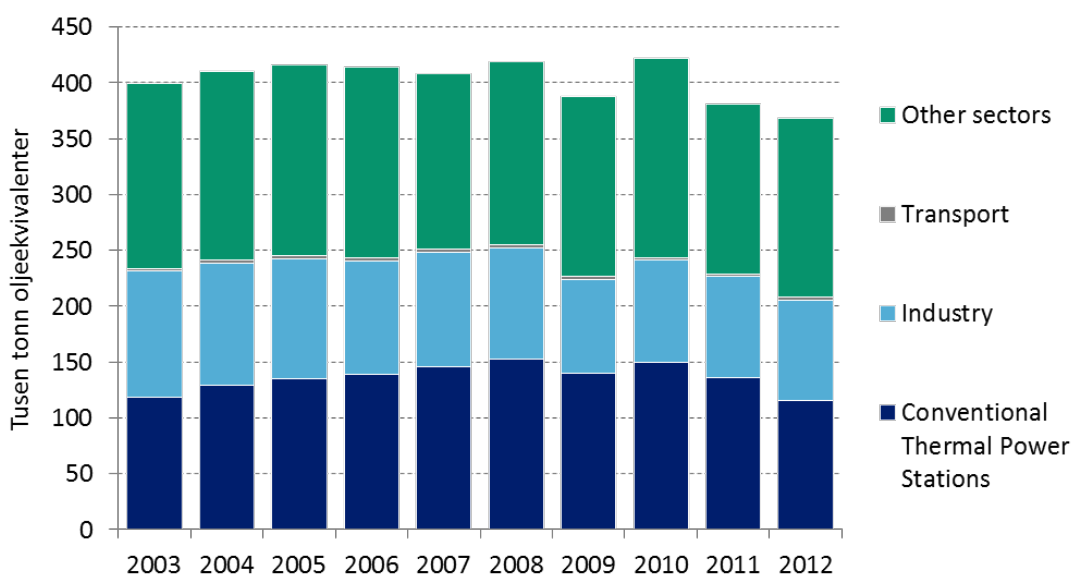
Kilde: ABB, Cicero, OD, OLF, Teknisk Ukeblad

5. VIRKNINGSGRADER FOR FREMSTILLING OG BRUK AV ENERGI I KONTINENTAL-EUROPA

5.1 Historisk forbruk av naturgass i Europa per sektor

Naturgass brukes i en rekke forskjellige sektorer og prosesser. I tillegg til brensel for kraftverk brukes gass i masovner knyttet til fremstilling av ferrolegeringsprodukter, til oppvarming av bygg, til brensel i forbrenningsmotorer og mye mer. På mange forbruksområder, deriblant kraftproduksjon, konkurrerer kraft med andre fossile brensler som kull og olje. I dag forbrukes gass om lag 50 % til husholdninger og næring og 50 % i industrien. Per dags dato brukes lite av totalt gassforbruk i Europa til kraftproduksjon men det kan endre seg. I Figur 8 under viser vi gassforbruk for bruksområdene konvensjonell kraftproduksjon, transport, industri og annet forbruk (husholdninger, etc.).

Figur 8 – Gassforbruk i Europa, tusen tonn olje-ekvivalenter

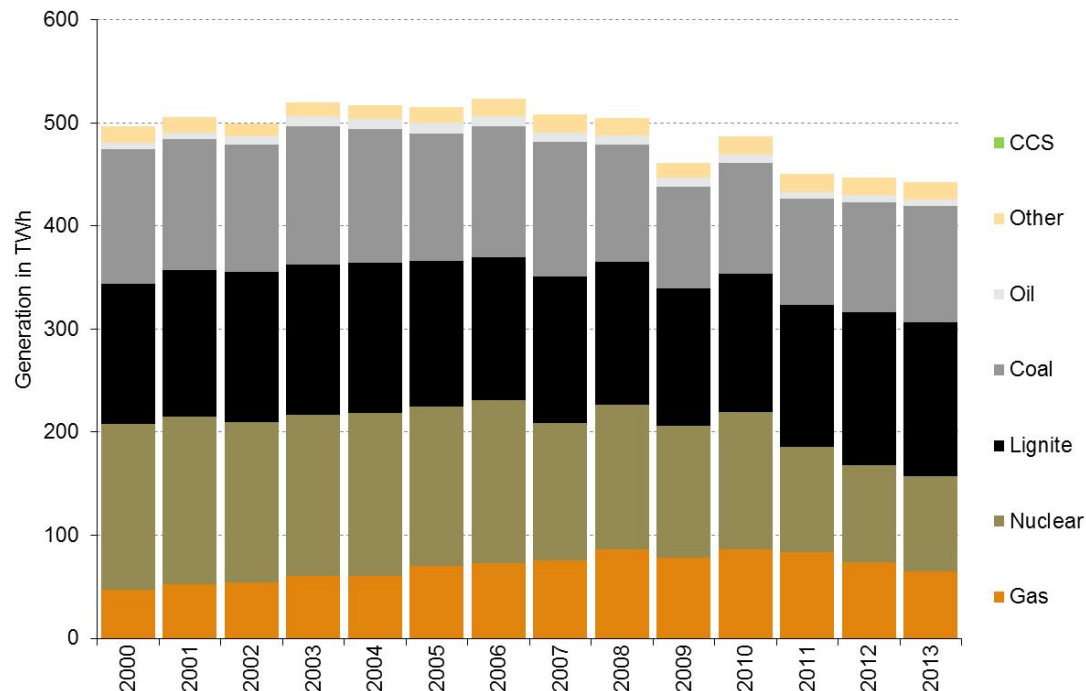


Kilde: Eurostat

Gassbruken for de fire forbrukssektorene over viser en svak veksttrend fram mot 2010 med unntak av finanskrisetåret 2009. Forbruket har fram til og med 2010 ligget over 400 tusen tonn oljeekvivalenter. I årene 2011 og 2012 har gassbruken derimot falt kraftig, først og fremst fra kraftsektoren. Mye av årsaken stammer fra fall i CO₂-priser, i sin tur en konsekvens av økt fornybar kraftproduksjon i Europa og lavere industriell aktivitet, som har gjort kullkraft mer konkurransedyktig vis-a-vis gasskraft.

Det finnes flere typer gasskraftverk, hvorav enkelte påvirkes mer enn andre av konkurransesituasjonen mot kullkraft. De to mest vanlige er såkalte Combined Cycle Gas Turbines (CCGT) og Open Cycle Gas Turbine (OCGT). Den første typen benytter varmegjenvinning fra gassturbinen for å øke verkets virkningsgrad, og er tradisjonelt blitt brukt til basislast, selv om de i dag brukes på en mer uregelmessig basis. OCGT har ingen varmegjenvinning, og dermed lavere virkningsgrad og høyere kostnader, og brukes derfor mye som topplastproduksjon. Gasskraft stod samlet sett for 20 % av europeisk kraftproduksjon i 2012, hvilket er vesentlig lavere enn foregående år. Figur 9 under viser sammensetningen av termisk produksjon i Tyskland i perioden 2000-2013.

Figur 9 – Termisk kraftproduksjon i Tyskland 2000-2013, TWh per år



Kilde: Eurostat

Gasskraft kommer svært sannsynlig til å forbli en viktig komponent i det totale forsyningsbildet i EU på lang sikt. Gasskraft har enkelte egenskaper som gjør teknologien veltilpasset kraftmarked der uregelmessig forsyning vil dominere mer og mer. Allikevel må dette resonnementet suppleres med en del forbehold, hvorav det viktigste er de økonomiske utsiktene. Gasskraft konkurrerer med andre former for kraftproduksjon, og det er ikke gitt at gass vil ligge på den nedre del av tilbudskurven. Driverne for gasskraft kan i prinsippet sammenfattes med følgende punkter.

- **Gasspriser og forholdet til kullpriser.** Gasskraft og kullkraft er de forsyningssteknologiene som oftest ligger på marginen i markedet. I mange land er begge teknologier tilgjengelig, og det er da de marginale produksjonskostnadene som bestemmer hvilken teknologi som velges. Per i dag er kullprisen lav relativt sett, hvilket har ført til økt bruk av kullkraft på bekostning av gasskraft. En lavere gasspris vil således sørge for at gasskraft forbedrer sin konkurransedyktighet mot kull.
- **CO₂-priser.** Denne prisen skal i prinsippet gjenspeile kostnaden av de utslippskutt som trengs for å nå EU-målet. Det tiltaket som forventes å gi mest utslippskuttvirkning er såkalt brenselsbytte, altså at man erstatter produksjon fra kullkraftverk med produksjon fra gasskraftverk ettersom kull har en langt høyere karbonintensitet enn naturgass. I en slik situasjon vil CO₂-prisen ligge på et nivå som jevner ut produksjonskostnaden for gasskraftverk og kullkraftverk. Per i dag er imidlertid CO₂-prisen lav ettersom et betydelig overskudd av utslippskvoter er bygd opp. Det trengs derfor relativt få tiltak for å nå EU-målet, og CO₂-prisen insentiverer ikke brenselsbytte med nåværende gass- og kullpriser.
- **Investeringskostnader.** Et kraftmarked med knapp forsyning vil i teorien oppleve priser som insentiverer utbygging av ny produksjon, altså kraftpriser som dekker både produksjonskostnader og investeringskostnader for nye verk. Et gasskraftverk koster mindre å bygge enn for eksempel et kullkraftverk, og dette kostnadsforholdet vil

utjevne kullkraftens konkurransefordel noe. Samtidig anses i dag risikoen ved utbygging av kullkraften som større enn ved utbygging av gasskraftverk, noe som kan tilskrives at man forventer en økning i CO₂-prisen

- *Fornybarinnfasing.* Mange EU-land har bygd ut betydelige mengder fornybar kraftproduksjon, mest som et resultat av fornybardirektivet og ønsket om økt uavhengighet av energiimport. Fornybar kraftproduksjon har svært lave produksjonskostnader og vil bys inn i markedet nærmest uavhengig av markedspris. Dermed fortrenses både gasskraft og kullkraft.
- *Fleksibilitet.* Mer fornybar kraftproduksjon betyr mer uregelmessig produksjon, ettersom kraften produseres når vinden blåser eller solen skinner. I perioder med rolige vindforhold og lite sol kan dermed kraftmarkeder i økende grad oppleve energiknapphet, og dette kan skje momentant. I slike tilfeller har gasskraft gode reguleringsegenskaper.
- *Kapasitetsmarked.* For å dempe risikoen ved energiknapphet er mange EU-land i ferd med å innføre en eller annen form for kapasitetsprising, som strengt tatt betyr at kraftverk med kortsiktig reguleringsevne, for eksempel gasskraftverk, blir betalt for å stille kapasitetsreserver til rådighet. Dette insentiverer investering i gasskraftverk (levetidsforlengelse eller nye verk) men betyr ikke nødvendigvis at produksjonen fra disse øker.

5.2 Virkningsgrader av ulike typer kraftverk

Et kraftverks virkningsgrad forteller hvor effektivt dette kraftverket er, altså hvor stor prosentandel energien som brukes i kraftverket, som kan omdannes til elektrisk energi. Virkningsgraden for fornybare kraftverk er gjerne høy (over 90 %) da energien i stor grad benyttes direkte for å drive en turbin og man følgelig har lite tap.

Virkningsgrader i termiske kraftverk, eller varmekraftverk, varierer imidlertid mellom ulike teknologier og varierer fra mindre enn 30 % til over 60 %. I et termisk kraftverk omdannes termisk energi til elektrisk energi ved hjelp av en varmekraftmaskin hvor en turbin eller stempel drives av gass eller vanndamp under høyt trykk. Turbintypen er enten gassturbin eller dampsturbin. Energikilden i konvensjonelle varmekraftverk kan være enten olje, kull eller gass, mens andre varmekraftverktyper omfatter bioenergi, geotermisk energi, solenergi og kjernekraft.

I kullkraftverk og oljekraftverk brukes brenselkilden til å produsere vanndamp som i sin tur driver turbinen. I gasskraftverk brukes avgassen fra forbrenningen av gassen direkte til å drive turbinen. Kull- og oljekraftverk samt eldre gassturbiner har gjerne en virkningsgrad på rundt 35-40 %. Nye gasskraftverk (CCG) bygges i dag med en kombinasjon av gass- og dampsturbiner, og dermed oppnås en langt høyere virkningsgrad på 50 - 60 %. Grunnen til at virkningsgraden er et stykke lavere enn fornybare verk er at dampvarmen som avgis ved energiomformingen i turbinen kjøles ytterligere ned gjennom kondensering, og denne delen går dermed tapt. I *kraftvarmeverk* utnytter imidlertid kjølevarmen til å produsere vannbåren varme (fjernvarme). Derfor vil et kraftvarmeverk vanligvis oppnå en langt høyere utnyttelse av brennstoffet enn et varmekraftverk.

I Tabell 4 under viser vi virkningsgrader for ulike typer varmekraftverk. Disse virkningsgradene er presentert både for teknologier som eksisterer i dag og for de som kommer i fremtiden.

Tabell 4 – Virkningsgrad av ulike produksjonsteknologier

Generation type	Virkningsgrad
Oil-fired and conventional gas-fired	25-40%
Existing coal-fired (with FGD)	34-38%
New coal-fired plants commissioned after 2012	42-44%
Existing lignite plants commissioned before 1985	28,5-36%
Existing lignite plants commissioned after 1985	36-40%
Existing CCGT	45-54%
New gas-fired OCGT	37,5%
CCS Coal	37%
CCS Lignite	35%
CCS Gas from 2030 and onwards	47,5-48%
CCGT commissioned between 2010 and 2020	51-53,5%
CCGT commissioned between 2020 and 2030	53,5-54,5%
CCGT commissioned after 2030	Rising to 54,7%

Kilde: IEA

Produksjonskapasiteten i Europa består av en rekke ulike varmekraftverk med ulik virkningsgrad. Primært vil kraftverk med høy virkningsgrad kjøre oftere enn verk med lavere virkningsgrad ettersom sistnevnte verk har høyere driftskostnader. Imidlertid avhenger bruken av kraftverk av mer enn selve virkningsgraden. Den viktigste driveren for produksjonssammensetningen i marked som domineres av varmekraftverk er prisen på kull og gass. Per i dag er kullprisen på et nivå som gjør kullkraftverk billigere enn CCGT-verk, selv om virkningsgraden på CCGT er høyere.

Det vesentlige poenget med virkningsgrad i denne øvelsen er å bedømme hvilke kraftverk som øker produksjonen når Utsira-høyden elektrifiseres. Dette kan være kullkraftverk eller gasskraftverk, avhengig av hvilke som er billigst å kjøre på det gjeldende tidspunktet. Dersom det er relativt effektive CCGT-verk som skruer opp produksjonen vil man anta at den totale utslippsvirkningen av elektrifisering er negativ (altså at man får mindre utslipp enn med konvensjonell løsning). Dette kan illustreres ved følgende eksempel:

Vi antar at en konvensjonell gassturbin på Utsirahøyden vil ha virkningsgrad lik 33 %. 100 MWh med gass vil følgelig gi 33 MWh elektrisk kraft. Hvis kraften isteden sendes til kontinentet, og benyttes i et effektivt CCGT-verk med 52 % virkningsgrad, så vil bruken av samme mengde gass gi 52 MWh elektrisk kraft. Riktignok må vi ta hensyn til at gassen som sendes fra Utsira-høyden til gasskraftverk på Kontinentet (vi antar her 10 %⁸) går tapt i overføringen, som betyr at bare 90 MWh gass brennes. Dermed er produksjonen ved det effektive CCGT-verket 47 MWh elektrisk kraft. Den høyere virkningsgraden i CCGT-verket vil av samme grunn gi besparelser i CO₂-utslipp.

5.3 Konkurranseforhold mellom gasskraft og kullkraft. Når blir gasskraft igjen konkurransedyktig?

Kraftforsyningen i Europa vil hele tiden komme fra de kraftverk som er billigst å kjøre og derfor kan tilby sin kraft til markedet til lavere pris. Et kraftverk med lavere kostnader vil

⁸ Til sammenligning opererer markedsaktører med 9 prosent overføringstap.

dermed operere i større grad enn kraftverk med høyere kostnader. Et varmekraftverks kostnader kan grovt sett deles inn i følgende komponenter:

- *Kapital- og faste driftskostnader.* Denne kostnadskategorien inneholder avskrivingskostnader knyttet til investeringskostnaden, samt driftskostnader som ikke varierer (mye) mellom år, som for eksempel lønnskostnader, forsikring, vedlikehold med mer
- *Variable produksjonskostnader:* Denne kategorien inneholder i første rekke kostnader knyttet til innkjøp av brensel, justert for verkenes virkningsgrad. I tillegg kommer kostnader for å transportere brenselet til kraftverket. En siste komponent er kostnaden for kjøp av utslippskvoter.

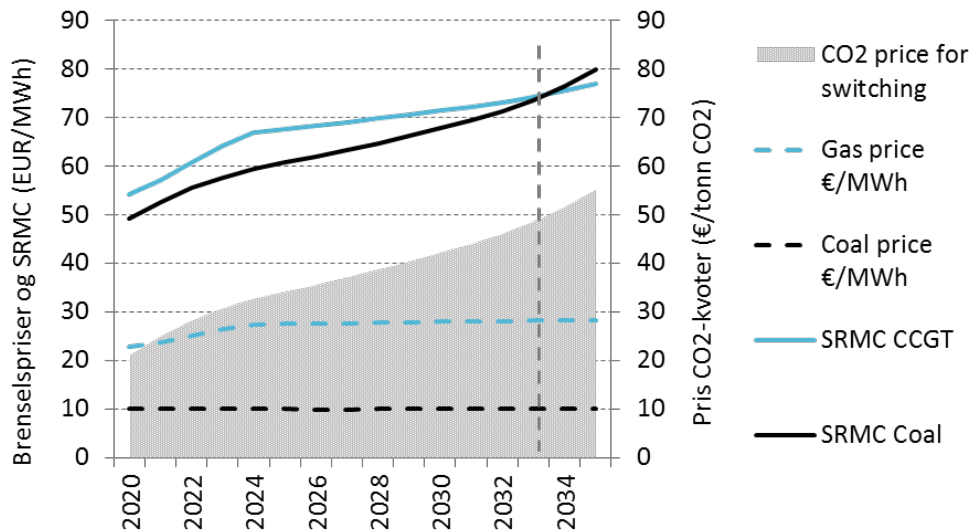
Variable produksjonskostnader omtales ofte som kortsiktige grensekostnader (SRMC) mens summen av variable og faste kostnader refereres til som langsiktige grensekostnader (LRMC). I et marked med tilstrekkelig forsyningskapasitet vil kraftprisen vanligvis gjenspeile SRMC, da det ikke er noe behov for ny produksjonskapasitet og markedet ikke er villig til å betale for nyinvesteringer. Når markedet nærmer seg forsyningsknapphet vil derimot markedsprisen i økende grad reflektere LRMC, ettersom produsenter trenger et prissignal for å investere i ny kraft.

Med dagens kull- gass- og CO₂-priser har kullkraftverk lavere produksjonskostnader enn gasskraftverk. Hvis dette bildet holder seg vil en virkning av elektrifisering være at kullkraftverk øker sin produksjon når Utsira-høyden elektrifiseres. En konsekvens av dette er dermed at utslippsvirkningen av Utsira-høyden er positiv (utslipp går opp) ettersom kullkraft i prinsippet erstatter gasskraft.

CO₂-prisen skal i utgangspunktet utgjøre vippepunktet mellom kullkraft og gasskraft. Så lenge det er behov for utslippskutt i det europeiske kraftmarkedet skal dermed CO₂-prisen ligge på et nivå som gjør karbonintensiv kullkraft hakket mindre lønnsomt enn mindre karbonintensiv gasskraft. Dette konseptet kalles '*fuel switching*'. Når gassprisen stiger relativt til kullprisen så skal i teorien CO₂-prisen også stige. Imidlertid er CO₂-prisen i dag på et svært lavt nivå – rundt 6 €/tonn CO₂. Årsakene til dette prisnivået er mange, men konsekvensen er at markedet per i dag ikke etterspør mye utslippskutt og at kullkraftverk dermed har lavere produksjonskostnader enn gasskraftverk.

Når utslippstaket strammes til i perioden frem mot 2020 og også frem mot 2030 (forbeholdt at EU velger en innstramming av utslippstaket, hvilket er veldig sannsynlig), så vil flere og flere utslippskutt trenges for å ikke overstige utslippsmålet. Dermed vil CO₂-prisen øke på sikt. Under viser vi et bilde på hvordan CO₂-prisen må stige for å jevne ut konkurranseforholdet mellom kullkraft og gasskraft.

Figur 10 – CO₂ -pris som driver for brenselsskifte



Kilde: Pöyry analyse

I figuren over har vi laget enkle framskrivninger på kull- og gasspris, der kullprisen ligger på rundt 90 \$/tonn (konvertert til omtrent 10 EUR/MWh i innkjøpspris) og gassprisen stiger noe fra dagens nivå til omtrent 25-29 EUR/MWh. Med disse brenselsselskapene som utgangspunkt, hensyn tatt til karbonintensitet, kraftverkenes virkningsgrad og transportkostnader, vil CO₂-prisen måtte stige til nesten 50 €/tCO₂ for å jevne ut konkurranseforskjellen mellom kullkraft og gasskraft. Det må en betydelig endring til i energipolitiske virkemiddel fra dagens nivå dersom CO₂-prisen skal kunne stige til dette nivået. En implikasjon av figuren over er dermed at kullkraft trolig vil være en del av den kontinentaleuropeiske kraftmiksen i flere år fremover.

Imidlertid vil CO₂-prisen i tillegg til å påvirke produksjonsbeslutninger også påvirke *investeringsbeslutninger*. Kullkraftverk har langt høyere investeringskostnader enn gasskraftverk, noe som i seg selv utjevner konkurranseforholdet mellom teknologiene uten å ta hensyn til CO₂-priser. Med andre ord så trenger CO₂-prisen ikke å stige til nivået vist i figuren over for å gi nyinvesteringer i gasskraft fremfor kullkraft. Dette reflekterer blant annet den økonomiske usikkerheten knyttet til kullkraftinvesteringer i en verden der den fremtidige CO₂-prisen er usikker og kan bli vesentlig høyere enn dagens nivå.

6. SCENARIOER FOR KLIMA- OG ENERGIPOLITIKKEN I EUROPA

Dette kapittelet tar for seg mulige fremtidsretninger for det europeiske (inkludert det norske) kraftmarkedet. I et tilfelle der Utsira-høyden elektrifiseres vil dette ha ringvirkninger på mange kraftmarked utenom det norske. Typen ringvirkninger og deres omfang vil bestemmes av hvordan fremtidige kraftmarkeder ser ut.

Utfallsrommet for kraftmarkedsutvikling er enormt. En rekke avgrensninger er derfor nødvendige for å identifisere og simulere det vi oppfatter som de viktigste markedsdriverne. I vårt tilfelle avgrenser vi antall scenario til to, samt at den bakenforliggende forskjellen mellom dem er europeisk klimapolitikk. I så måte vurderer vi ikke eksplisitt innvirkningen av andre viktige drivere, som for eksempel gasspriser. Videre medfører valget av to scenario at vi fokuserer på relativt polariserte fremtidsbilder hva angår fremtidig klimapolitikk.

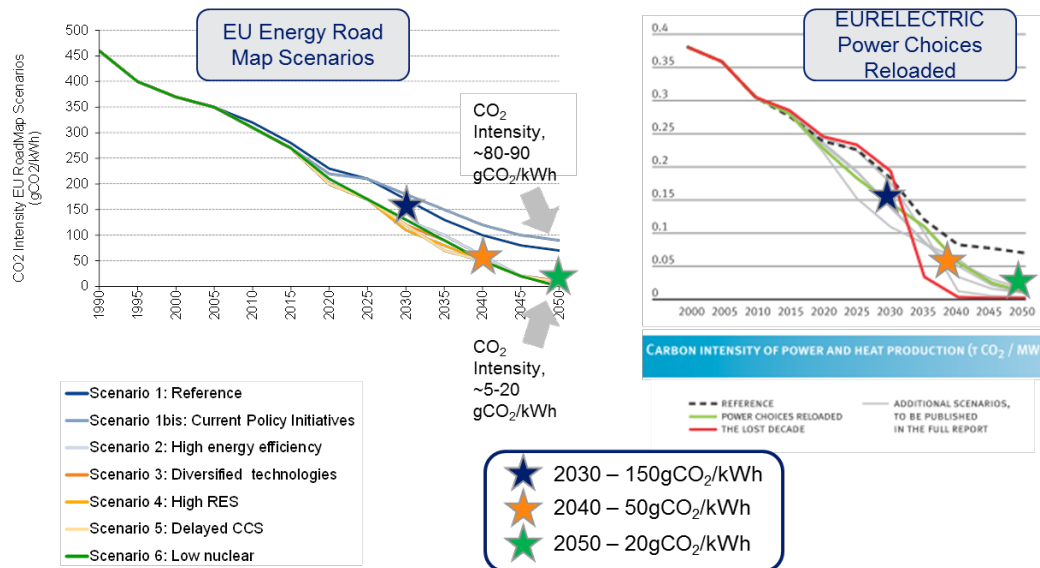
6.1 Beskrivelse av scenarioer

Den langsiktige utviklingen av kraftmarkedet avhenger av en rekke *drivere*, eller påvirkningsfaktorer. Disse driverne er i utgangspunktet usikre, og de blir mer og mer usikre jo lenger fram i tid man ser. Foruten at driverne er usikre i seg selv vil det også være tilfelle at nye drivere vil komme til samtidig som andre faller fra. Dermed blir en prognose om kraftmarkedet fram mot 2050 i høyeste grad basert på antakelser om drivernes fremtidige natur.

En måte å illustrere denne usikkerheten på er å bruke en *scenariobasert* prognosetilnærming, hvor ulike scenario baseres på at drivere kan bevege seg i forskjellige retninger og at ulike drivere kan komme til og falle fra. Imidlertid kan en slik scenarioanalyse ikke ta høyde for alle usikkerhetsmomenter (mengden scenario ville blitt uhåndterbar). Som en avgrensning til analysen i denne studien velger vi derfor ut én dimensjon som utviklingsbanene kan defineres ut ifra. Nærmere bestemt velger i å bruke europeisk energi- og klimapolitikk som utgangsfaktor. Grunnen til at vi velger nettopp denne er fordi EU har signalisert hvilket mål denne type politikk skal oppnå, nemlig et (nesten) utslippsfritt europeisk kraftmarked i 2050. Imidlertid er det usikkert hvilke energi- og klimapolitiske virkemiddel som skal velges for å nå dette målet.

Fremtidige energi- og klimapolitiske virkemiddel kan ta en rekke ulike former og inneholde mange ulike markedsreguleringer, målsettinger og definisjoner på måloppnåelse. EU har selv gjort en scenariobasert framskrivningsanalyse på hvordan lavkarbonsamfunnet kan oppnås i sitt 2050-veikart, som er illustrert i figuren under sammen med tilsvarende analyse fra Eurelectric.

Figur 11 – EUs og Eurelectrics avkarboniseringsanalyser



Kilde: EU-kommisjonens veikart og Eurelectric

EUs scenarier differensierer primært ut fra teknologivalg, som er noe annerledes enn vår tilnærming. I EUs analyse drøftes det hvilke valg av produksjonsteknologier for CO₂-fri kraft som har best forutsetning for å erstatte dagens fossilbaserte produksjon. Vår tilnærming er at valget av politiske virkemiddel i seg selv gir utslag i teknologivalg, og at teknologivalg dermed er et resultat av markedssimuleringen snarere enn en antagelse.

Dagens avkarboniseringsinnsats kanaliseres først og fremst gjennom EUs klimapakke, referert til som 20-20-20-pakken. Pakken består av tre virkemiddel som kan sammenfattes på følgende måte;

- **EU ETS/karbonmarkedet:** karbonmarkedet er et marked for omsetting av utslippskvoter på tvers av industrigrener og land. Tilgangen, eller taket, på antall kvoter reduseres hvert år i henhold til EUs mål for utslippskutt, og forurensende virksomheter må kjøpe kvoter tilsvarende sine utslipp. Kostnaden på det marginale tiltaket for nødvendig utslippskutt bestemmer prisen på kvotene. Målsettingen er en 20 % nedgang i drivhusgassutslipp i 2020 sammenlignet med 1990.
- **Fornybardirektivet:** EU pålegger alle medlemsland en bestemt prosentandel av totalt energiforbruk som skal dekkes av fornybar. Til sammen skal disse nasjonale målene tilsvare at 20 % av EUs totale energiforbruk skal være basert på fornybare energikilder i 2020.
- **Energieffektiviseringsdirektivet.** Målsettingen er et energiforbruk i 2020 som skal være 20 % lavere enn en basisfremskriving for forbruk gjort i 2020. EU pålegger ingen spesifikke målsettinger for enkelte medlemsland, men hvert land har ulike nasjonale målsettinger for enten energisparing eller forbedring i energiintensitet.

Ettersom de tre virkemidlene i prinsippet alle skal oppnå samme mål, har de en betydelig innvirkning på hverandre. Fornybardirektivet har for eksempel ført til en rekke ulike støttetiltak for fornybar kraftproduksjon, som i sin tur har påvirket karbonprisen negativt.

Til tross for en felles målsetting så fungerer de tre virkemidlene svært forskjellig. Karbonmarkedet medfører en pris på utslipp som påvirker industriaktørens kostnader direkte, og som dermed slår inn på engrosprisen for kraft. Dermed insentiveres aktørene

til utslippskutt gjennom kommersielle kanaler og markedspriser. Fornybardirektivet, og til dels energieffektiviseringsdirektivet, har imidlertid så langt resultert i en rekke støtteordninger for utbygging av fornybar kraftproduksjon. Fornybare energikilder har lave produksjonskostnader og vil følgelig produsere uavhengig av markedsprisen så lenge den er positiv.⁹ Alt annet likt vil mer fornybar kraft presse ned kraftprisen og presse fossil kraftproduksjon ut av markedet. I så måte har fornybar-subsidier en negativ innvirkning på markedsprisen.

Virkemidlene må også sees i lys av EUs overordnede målsettinger for energimarked, altså utover avkarbonisering. EU ønsker i utgangspunktet et harmonisert felles europeisk kraftmarked med effektiv konkurranse, forsyningssikkerhet og konkurransedyktige priser. Samtidig som EU har utpekt felles marked som en målsetting så har EU samtidig tillatt en vesentlig grad av nasjonal bestemmelsesrett ettersom land med ugunstige forutsetninger ikke skal påføres altfor høye kostnader av avkarbonisering samt at de selv skal få styre sin egen lavkarbonovergang tilpasset deres forhold. Sagt på en noe forenklet måte kan man si at karbonmarkedet fremmer et effektivt og konkurransedyktig pan-europeisk marked, mens fornybar- (og energieffektiviserings-)direktivet skal avhjelpe karbonmarkedet med tanke på forsyningssikkerhet.

Dette motsetningsforholdet ligger til grunn i våre scenariodefinsjoner. Vi ser for oss to mulige energipolitiske utviklingstrekk fremover; en verden hvor karbonmarkedet skal spille en stor rolle og en verden der fornybarstøtte skal spille en stor rolle. Denne energipolitiske dikotomien illustreres slik som i figuren under:

Figur 12 – Illustrasjon av scenario



Våre to scenario befinner seg på hvert sitt ytterpunkt av den energipolitiske virkemiddelsskalaen som defineres etter ulik grad av nasjonal selvbestemmelse (mest ute til høyre) og bruk av karbonmarkedet (ytterst til venstre). Vi definerer våre to scenario på følgende måte:

⁹ I enkelte land mottar fornybarprodusenter støtte uavhengig av markedspris, som sørger for at produksjonen opprettholdes selv i tilfeller der samlet produksjon overstiger forbruk. I slike tilfeller vil man av og til oppleve negative markedspriser.

Figur 13 - Scenariodefinsjon



Grunnen til at vi har valgt scenario som ligger ved skalaens ytterpunkt er ikke fordi vi nødvendigvis anser disse utviklingene som mer sannsynlige enn løsninger som ligger nærmere midten – snarere tvert imot. Ved å legge seg på ytterkantene får vi imidlertid en bred visualisering av hvordan det europeiske kraftmarkedet kan se ut på lang sikt, slik at man unngår faren ved et for snevert utfallsrom og at analyseresultatene således kun har begrenset forklaringskraft. Som et eksempel så kan elektrifisering som tiltak ha helt andre virkninger i et karbonmarkedsdominert (KS) marked enn i et fornybarstøttedominert (FS) marked.

Vi presiserer at vi imidlertid ikke har lagt våre energipolitiske antakelser *helt* ytterst. Hadde vi gjort det ville vi enten simulert en verden hvor karbonmarkedet var eneste klimavirkemiddel eller en verden hvor karbonmarkedet ikke hadde eksistert. Ingen av delene er veldig troverdige. En ren karbonmarkedsdrevet avkarbonisering uten noen som helst form for ekstra støtte vil for eksempel bety at karbonprisen kan bli svært høy og usikker. Dette vil for det første ha betydelig innvirkning på den europeiske økonomien; svært høye energikostnader kan medføre bortfall av industri (karbonlekkasje) og urimelig høye kostnader for andre forbrukere. Av den grunn må man anta at en verden med et sterkt europeisk karbonmarked inneholder en eller annen form for stram global klimainnsats (avtale). For det andre kan et sterkt karbonmarked oppfattes som udemokratisk, i den form at nasjonale myndigheter ikke kan gjøre tiltak for å redusere energikostnader pga. en beslutning tatt på et overordnet europeisk nivå for mange år siden.

I motsatt fall vil en ren fornybarstøttedrevet avkarbonisering innebære en større risiko for at avkarboniseringsmålet ikke nås. Fornybarstøtte gir avkarbonisering, men bare indirekte. Samtidig vil denne type virkemiddelbruk være utsatt for betydelig politisk risiko, som i sin tur gir uklare investeringssignal til utbyggere og utviklere.

Vår tolkning av egne scenario er derfor at ingen av dem utgjør det mest sannsynlige energipolitiske fremtidsbilde (det ligger nok et sted i midten) men at de begge ikke fullkomment utelukkes. Dermed får vi tydeliggjort hvordan ulike energipolitiske virkemiddel (karbonmarked eller fornybarstøtte) slår ut på fremtidige kraftbalanser og ikke minst på virkningen av elektrifisering. I resten av dette delkapittelet drøfter vi nærmere de forutsetninger som ligger bak de to scenarioene.

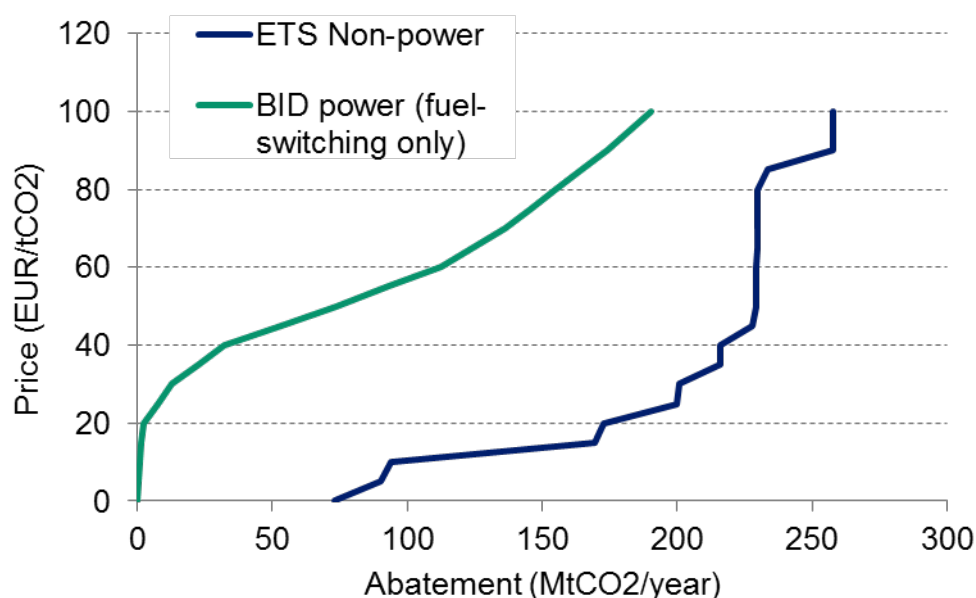
6.1.1 Avkarboniseringspotensial

Overgangen til lavkarbonsamfunnet vil for kraftsektorens del bety at nesten all konvensjonell kraftproduksjon basert på fossile brennstoff må kutte driften og til slutt avvikles helt. Denne må erstattes med kraftproduksjon basert på fornybare kilder (sol, vind, vann, biomasse), kjernekraft og fossile kraftverk med fangst og lagring av CO₂

(CCS). Samtidig må forbruksveksten ikke nå slike høyder som gjør at fornybarinvesteringene blir for kostbare for samfunnet. Til slutt må det utvikles et robust nett som har mulighet til å håndtere de høyeste effekttoppene og er fleksibelt nok til å balansere mye uregelmessig produksjon.

Lavkarbonsamfunnet er av EU definert til å ha et årlig utslipp på et nivå som tilsvarer 10-20 % av nivået i 1990, eller fra omtrent 5.9 gigatonn CO₂ i året til 1.2 gigatonn. For sektorer innenfor det europeiske kvotehandelssystemet tilsvarer dette at utslipp skal reduseres fra omtrent 2600 millioner tonn CO₂ i 2005 til et sted rundt 300 millioner tonn i 2050. Kraftmarkedet skal stå for brottdelen av disse utslippskuttene, da sektoren etter planen skal redusere sine utslipp med over 95 % over samme periode. En svært høy karbonpris vil være nødvendig for å realisere disse utslippskuttene dersom all annen støtte til for eksempel fornybar kraft avvikles. Som en refleksjon over disse kostnadene viser vi i Figur 14 de marginale *utslippsbesparelseskurvene* for brenselsskifte og ikke-kraftrelatert (men kvotepliktig) industri fram til 2050.

Figur 14 – Utslippskurver, €/tCO₂

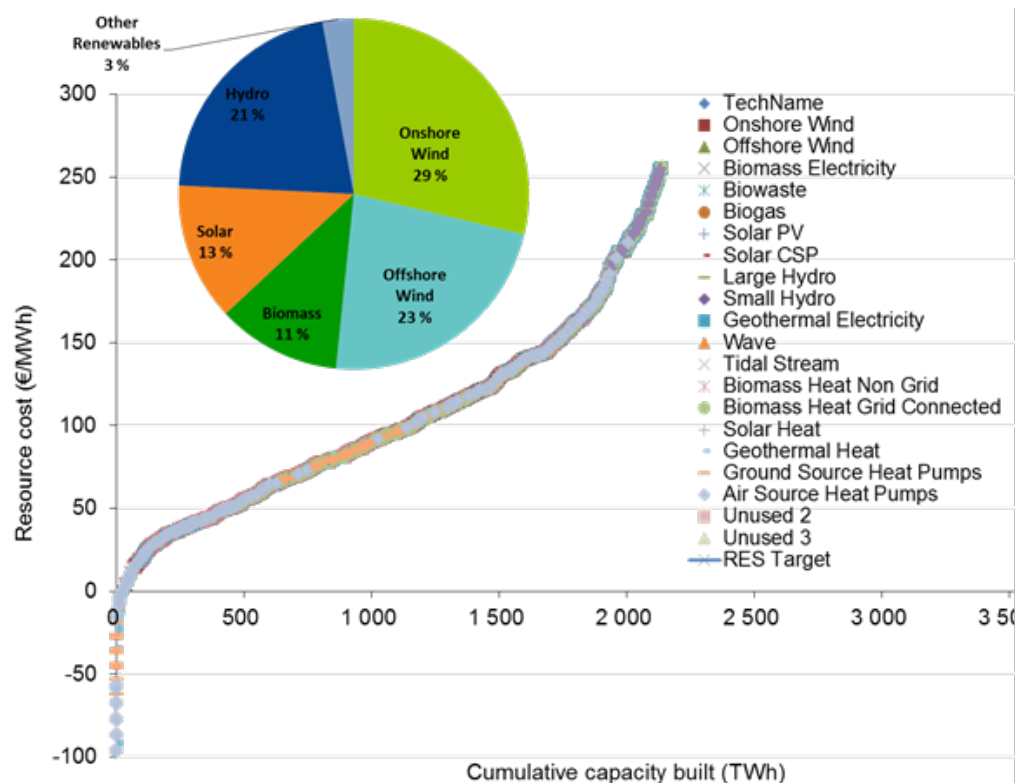


Kilde: Pöyry

Utslippskurvene over viser, dersom de legges sammen, at 450 millioner tonn CO₂ kan kuttes som følge av brenselsskifte og tiltak i tungindustrien. En realisering av samtlige av disse utslippskuttene vil kreve en karbonpris på rundt 100 EUR/tCO₂. 450 millioner tonn er riktignok ikke tilstrekkelig for å nå utslippsmålet i 2050. For å komme dit må det også investeres i ny fossilfri kraftproduksjon, som ikke vises i figuren over.

Fornybarpotensialet i ulike land bestemmes i stor grad av naturgitte forhold (vind, sol osv) som igjen bestemmer prosjektenes økonomi. Per i dag er flere fornybarteknologier relativt modne og tilnærmet lønnsomme uten subsidier, mens de fleste er avhengig av en kompensasjon i tillegg til strømprisen for å bli bygget ut. Figur 15 under viser den totale europeiske potensialkurven for fornybar kraftproduksjon.

Figur 15 – Fornybarpotensial EU, TWh og €/MWh



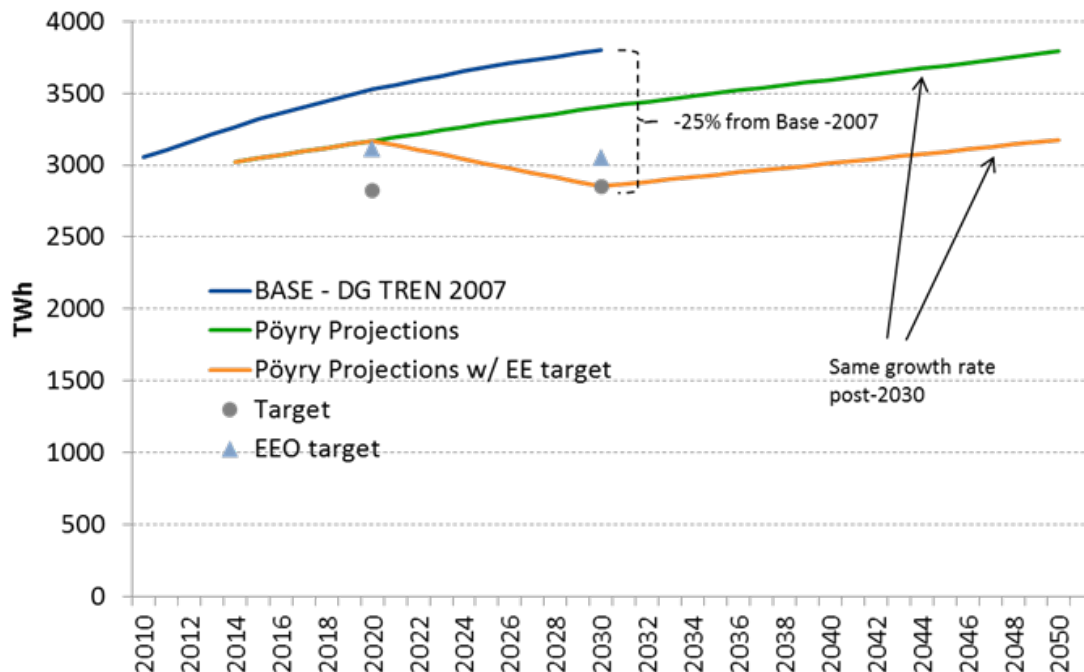
Kilde: Pöry-analyse

Det totale fornybarpotensialet i EU anslår vi til ca. 2.000 TWh elektrisk kraft. Mesteparten av dette potensialet vil med gjeldende kostnadsestimat og dagens kraftpris behøve en eller annen form for støtte for å bygges ut. Potensialet utgjøres hovedsakelig av vindkraft, moden landbasert og umoden havbasert, mens solkraft, vannkraft og biomasseteknologier utgjør resten. Dersom fornybarmålet skal nås må man dermed enten se en betydelig og langsiktig heving av markedsprisen på kraft, eller man må øke fornybarstøtten. Denne fornybarstøtten kan enten være teknologinøytral eller rettet mot bestemte produksjonstyper.

Energieffektiviseringspotensialet er noe mer uklart enn fornybarpotensialet, ettersom de tiltak som kan gjennomføres består av mange små forbruksomlegginger (lyspærer, automatikk, brenslensbytte og varmegjenvinning i prosessindustri med mer). I tillegg inneholder ikke energieffektiviseringsdirektivet (EED) noe samlet mål for energieffektivisering i enkeltland. Energieffektiviseringsforpliktelser berører videre hovedsakelig sluttbrukersiden. Det overordnede målet for EU er imidlertid formulert som en reduksjon i primær energibruk, som også omfatter forbruket i energiproduserende næringer.¹⁰ Videre gjelder energieffektiviseringsdirektivet alle energibærere, og det er uklart hvor mye *elektrisitetsforbruket* påvirkes av forpliktelsene. Pöry har imidlertid beregnet hvor mye det europeiske elforbruket kan reduseres som følge av direktivet (se Figur 16 under).

¹⁰ Kilde: Bøeng, A.C. og Rosnes, O (Statistisk Sentralbyrå, 2013): «Konsekvenser av Energieffektiviseringsdirektivet i Norge. Energieffektiviseringsforpliktelser og kraftbalanse». Rapporter 26/2013.

Figur 16 – Energieffektiviseringsmål for EU, TWh



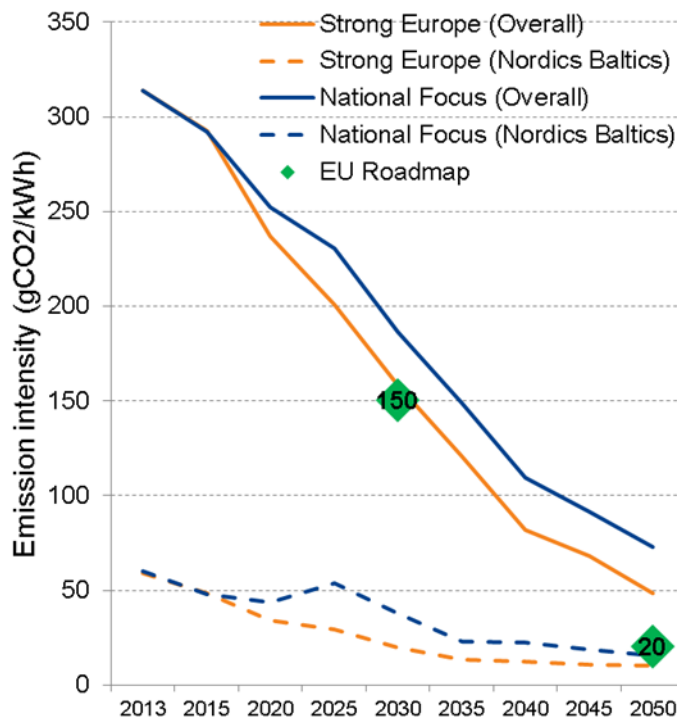
Kilde: DG Tren, Pöry

Et forbehold med figuren over er at analysen ble utarbeidet før EUs målsetting for 2030 var klar. Vi har brukt et mål på 25 %, mens EU-kommisjonen landet på 30 %. Denne målsettingen refererer til en forbruksbane EU-kommisjonen utarbeidet i 2007 (den blå linjen), som på det tidspunktet landet på ca. 3.800 TWh. Imidlertid er forbruksforventningene justert nedover blant annet pga. finanskrisen, og mye av måloppnåelsen er allerede skjedd på den måten. En nedgang på 30 % i 2030 krever imidlertid ytterligere tiltak. Ett slikt tiltak er energieffektiviseringsforpliktelser som i utgangspunktet skal gjelde for energisalgs- og distribusjonsselskaper (betegnet som EEO target i figuren over). Disse er forpliktet til å sørge for effektivisering tilsvarende 1,5 % av årlig salg til sluttbrukere hvert år i perioden 2014-2020. Vi antar at dette tiltaket videreføres til 2030, og vil være hovedvirkemiddelet for å nå målsettingen totalt. Total måloppnåelse anslår vi til å bety et elektrisitetsforbruk på ca. 2.600 TWh i 2030, ca. 500 TWh lavere enn dagens nivå.

6.1.2 Oppnådd avkarbonisering i våre scenarioer

Gjennom en miks av forpliktelser på fornybarutbygging, energieffektivisering og andre klimabesparende tiltak skal det europeiske kraftmarkedet oppnå en karbonintensitet på 20 gram CO₂ per produserte kWh elektrisitet i 2050. Figuren under viser vi vår vurdering av måloppnåelsen.

Figur 17 – Avkarboniseringsmål i våre to scenario



Kilde: Pöyry

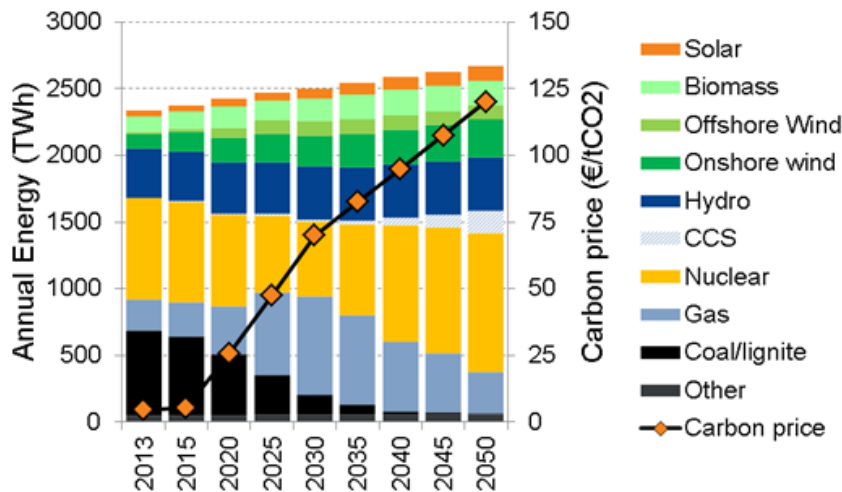
Sammenstilt med EUs målsetting mot 2030, som tilsvarer en karbonintensitet på 150 gCO₂/kWh så oppnås denne i karbonprisscenarioet mens den ikke gjør det i fornybarstøttescenarioet. For EU totalt ser vi videre at 2050-målet ikke nås i noen av scenarioene; karbonprisscenarioet kommer dog nærmest. Grunnen til at kraftsektoren ikke blir tilstrekkelig avkarbonisert er til dels en antakelse og til dels et resultat av modellering. Karbonprisen er ikke tilstrekkelig høy i noen av scenarioene til å tvinge ut all fossilbasert kraftproduksjon, som også trengs for å balansere et marked som består av mye uregelmessig fornybarbasert produksjon. Denne effekten er mer markant i fornybarstøttescenarioet, som gjør at man kommer kortest til der.

Ulikt det samlede europeiske markedet så nås målsettingen for de nordiske landene. Grunnen er først og fremst de gunstige forutsetningene disse landene har i utgangspunktet. For det første kommer mye av kraftproduksjonen allerede fra fornybare kilder. I tillegg har man tilstrekkelig vannkraftressurser til å balansere markedene på en relativt lite kostbar måte.

6.1.3 Produksjonssammensetning i scenarioene

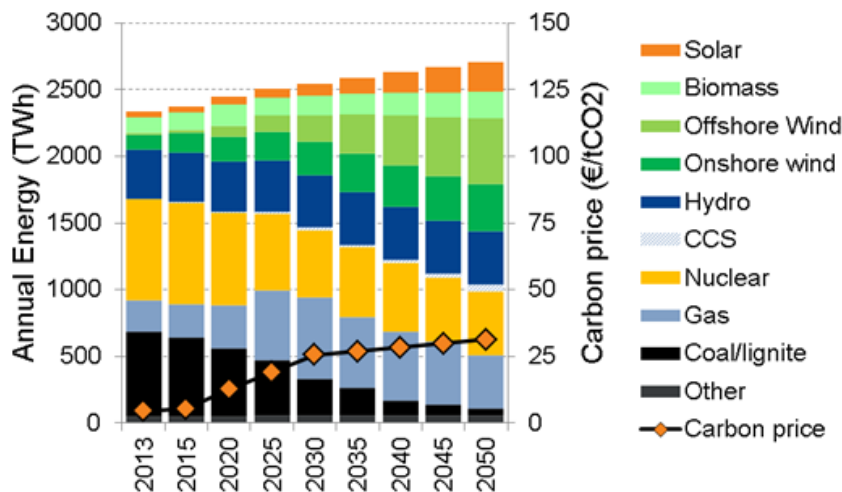
Begge kraftmarkedsscenarioene er basert på en rekke antakelser og forventninger, hvor noen er lik og andre varierer. Vi antar for eksempel like brenselpriser og likt nivå på krafttettspørselen. Dette gjør vi for å isolere effekten virkemiddelbruk har på avkarboniseringskostnader og hvilken produksjonskapasitet (og overføringskapasitet) som tvinges fram. Våre antagelser for karbonpris og resulterende produksjonsutvikling er presentert i Figur 18 og Figur 19 under.

Figur 18 - Kraftbalanse i karbonmarkedsscenarioet



Kilde: Pöyry

Figur 19 – Kraftbalanse i fornybarstøttescenarioet, TWh



Kilde: Pöyry

Det totale produksjonsnivået i TWh er likt i de to scenarioene ettersom krafttetterspørselen er lik og markedet må klareres. Foruten dette er det mange ulikheter. For det første er karbonprisen langt høyere i karbonmarkedsscenarioet. Dette er en naturlig konsekvens av at karbonmarkedet er tiltenkt hovedansvaret for investeringer i lavkarbonteknologier. I en slik verden vil utslippsmålet måtte være stramt, og karbonprisen vil måtte gjenspeile kostnaden av tiltak som må til for å komme dit. Utslippskostnader har videre en økende grensekostnad; jo flere tiltak som er gjennomført, jo dyrere er det neste tiltaket. Derfor viser karbonprisen en ganske bratt stigende kurve gjennom prognoseperioden. I fornybarstøttescenarioet er karbonprisen vesentlig lavere, og blir liggende på et nivå under 35 €/tCO₂ helt fram til 2050. I denne verdenen er det fornybarstøtte snarere enn karbonprisen som skal drive frem fornybarinvesteringer, og karbonmarkedet trenger dermed ikke å insentivere de dyreste utslippsbesparende tiltakene da dette allerede gjøres gjennom fornybarsubsidier.

Ulike karbonpriser (og ulik grad av fornybarstøtte) gir også ulik produksjonssammensetning. I karbonmarkedsscenarioet kommer en betydelig fremvekst av kjernekraft, mens fornybarteknologier som vindkraft, solkraft og biomasse dominerer i FS. I begge scenarioer blir noe gasskraft værende igjen på lang sikt, noe som utgjør hovedforklaringen på hvorfor karbonintensitetsmålet ikke nås (se Figur 17).

Forklaringen i de ulike teknologiinvesteringene ligger i markedsprisen på kraft. Det er i prinsippet denne som skal gi signaler til markedet om hvorvidt det trengs mer forsyningskapasitet, og kapasiteten med de laveste kostnadene vil da bygges ut først. I KS ligger markedsprisen i flere land over det nivået som kreves for å bygge kjernekraft, og så lenge kjernekraft er tillatt vil det bygges, forbeholdt at kjernekraft har lavere kostnader enn flere fornybarteknologier. Fornybarutvikling skjer imidlertid i stor skala også i KS. Enkelte fornybarteknologier, for eksempel landbasert vindkraft i land med gunstige vindressurser, har lavere kostnader enn kjernekraft. Samtidig er kjernekraft utelukket i enkelte land, som dermed må velge andre former for ny kraftproduksjon når den konvensjonelle fossil-baserte faller bort.

I FS forsvinner det meste av kjernekraften når eldre verks levetid løper ut. Dette scenarioet domineres dermed av fornybar kraft, for det meste havbasert vindkraft. Kjernekraften faller bort pga for lave markedspriser. Markedsprisene støtter for så vidt ikke de fleste fornybarteknologier heller. Dermed trengs en vesentlig grad av ekstra støtte. Denne gis primært til fornybarteknologier og ikke til kjernekraft. Vi antar at de støttetiltak som gjøres tar de billigste alternativene først. Havbasert vindkraft kommer dermed først etter at potensialet for økonomisk landbasert vindkraft er oppbrukt..

6.2 Drøfting av kvotesystemet i dag og fremover

EUs kvotesystem (EU ETS) er nå inne i sin tredje periode, som startet i 2013 og varer til 2020.¹¹ De samlede utslippene i EU fra de sektorene som er innlemmet i kvotesystemet er politisk bestemt som summen av alle kvotene. Nesten 50 % av de europeiske utslippene av CO₂ er inkludert i kvotesystemet. Sammenlignet med utslippene av alle klimagassene i EU dekker kvotesystemet 40 %. I et slikt system vil reduserte utslipp og redusert kvotebruk i en bedrift motsvares av større utslipp og mer kvotebruk i en annen bedrift, slik at utslippene flyttes og samlet utslipp i EU ligger fast. I forhold til den første og andre periode er noen flere industrisektorer og CCS anlegg inkludert, fordelingen av kvotene er mer sentralisert, og tildelingen av kvoter blir gradvis mer basert på auksjonering enn på gratis tildeling. Fremdeles er det bare CO₂ som er innlemmet i kvotesystemet. I dag er energisektoren og følgende energiintensive industrier innlemmet i EU ETS: kraftproduksjon og forbrenning; oljeraffineri; koksovner; jern- og stålverk; produksjon av sement, glass, kalk, keramikk, papir og tremasse, og treplater ('board'); organiske kjemikalier; hydrogen, ammoniakk og aluminiumsproduksjon.

Norge er en del av EU ETS. Olje- og gassaktiviteten på norsk sokkel er også inkludert i kvotesystemet, men med en spesiell tilpasning der denne sektoren i tillegg betaler en avgift.¹²

EU prøvde å utvide kvotesystemet med innenriks og utenriks flytrafikk til og fra Europa fra januar 2012, men har foreløpig måttet legge disse planene på is på grunn av stor motstand fra de fleste land utenfor Europa.

¹¹ Den første perioden var 2005-2007, mens den andre perioden var 2008-2012.

¹² Tanken er at insentivene til å redusere CO₂-utslippene skal ligge på samme nivå som før innføringen av kvoteplikten. Det betyr at summen av CO₂-avgiften og kvoteprisen skal ligge på samme nivå som CO₂-avgiften tidligere var på. Dermed er CO₂-avgiften lavere enn før innføringen av kvoteplikt, mens CO₂-avgiften blir økt dersom kvoteprisen går ned.

De siste årene har kvoteprisen i EU ETS vært svært lav på grunn av at planene ble utarbeidet før den økonomiske tilbakegangen startet med finanskrisen i 2007. Utsiktene for stabil økonomisk vekst i Europa var da fortsatt lyse og man ventet stigende etterspørsel etter kvoter. Den reduserte økonomiske aktiviteten førte til en betydelig lavere etterspørsel etter kvoter enn forventet, slik at kvoteprisen falt kraftig. I etterkant har det vist seg politisk vanskelig å stramme inn på kvotetildelingen slik at kvoteprisen kunne gå opp. I dag ligger kvoteprisen på ca. 6 Euro per tonn CO₂.

EU ETS vil sannsynligvis bli videreført etter 2020 i en lignende form som i dag, eventuelt med en viss utvidelse når det gjelder sektorer/industrier og klimagasser. Høsten 2014 vedtok EU å innføre en stabiliseringsreserve for kvotemarkedet ('Market stability reserve'). Sammen med en årlig innstramming i kvotetildelingen på rundt 2 % forventer EU at stabiliseringsreserven fører til en jevn stigning i kvoteprisen slik at den når 40 – 50 Euro/tCO₂ i 2030.

6.3 Utslippsprofiler over tid

Som nevnt i teksten over består produksjonskapasiteten i Europa av en rekke ulike teknologier som videre har en svært varierende andel av den totale produksjonskapasiteten i ulike land. Samtidig har de ulike produksjonsteknologiene svært ulik karbonintensitet; brunkullproduksjon har for eksempel ganske høy utslippsfaktor per produserte enhet kraft mens fornybarteknologier og kjernekraft har lite eller intet utslipp. Utslippsfaktorer for de ulike brenselstypene anvendt til kraftproduksjon i Europa er vist i tabellen under.

Tabell 5 – Utslippsfaktorer per teknologi, gCO₂/kWh

Produksjonsteknologi	Utslippsfaktor gCO ₂ /kWh
CCGT	354
CHP (gass - el)	549
Kullkraftverk	836
Brunkullkraftverk	1081
OCGT	437
Oljekraftverk	973

Kilde: Pöyry

Utslippsfaktorene i figuren over er beregnet per kraftverkstype snarere enn per kraftverk. Faktorverdiene skjuler dermed det faktum at utslippsintensiteten i et effektivt kullkraftverk (40 % virkningsgrad) er lavere enn et tilsvarende ineffektivt verk (rundt 35 % virkningsgrad). Implikasjonen av avkarbonisering i EU er at kullkraftverkene gradvis vil avvikles og at gasskraftverk vil ta over som største forsyningskilde for konvensjonell regulerbar kraft, i hvert fall på mellomlang sikt. Dermed vil utslippsintensiteten i form av mengde CO₂ per produserte kWh gå ned. Dette vises i Tabell 9 i et senere avsnitt.

6.4 Bruk av frigjort gass i og utenfor kvotepliktig sektor

Ved elektrifisering kan naturgassen som ellers ville ha blitt brukt til drift av gassturbinene eksporteres til land som Storbritannia og Tyskland. Når vi skal analysere effekten av elektrifisering av Utsira på europeiske utslipp av CO₂ må effekten av denne ekstra gasseksporten inkluderes. Spørsmålet blir da hva gassen brukes til og hvordan gassen brukes.

Vi ser på to ulike tilfeller av bruk av frigjort gass i EU for å teste CO₂-utslippenes sensitivitet ut fra måten gassen brukes på. I begge tilfellene regner vi at 30 % av den frigjorte gassen går til kraftsektoren og derfor dekkes av modelleringen av denne i BID (se avsnitt 7.1).

I det ene tilfellet regner vi med at etterspørselen etter fossil energi i Europa ikke påvirkes av en marginal økning av gasseksporten fra Norge. Den frigjorte gassen vil da komme i stedet for gass fra en annen leverandør. I så fall blir det i utgangspunktet ingen endring i europeiske CO₂-utslipp. Men det vil også være et visst rom for at den frigjorte gassen kan erstatte noe bruk av olje i industrien, transport og oppvarming av bygninger. Vi antar at 25 % av den frigjorte gassen erstatter olje i industri, transport og husholdninger. Dette fører til en partiell nedgang i CO₂-utslippene siden gass har lavere karbonintensitet enn olje. I alle disse anvendelsene regner vi at virkningsgraden for bruk av olje og gass er lik.

I det andre tilfellet antar vi at gassprisen i EU går marginalt ned på grunn av økningen i gasstilbudet fra den frigjorte gassen. Da går etterspørselen marginalt opp slik at markedet akkurat absorberer den frigjorte gassen. Dermed vil den frigjorte gassen føre til økte CO₂-utslipp i EU. Også i dette tilfellet regner vi at 25 % av gassen erstatter olje i industri, transport og husholdninger, noe som bidrar til lavere CO₂-utslipp.

Siden vi i noen scenarioer skal analysere effekten av elektrifisering av Utsira på europeiske CO₂-utslipp når vi tar eksplisitt hensyn til EU ETS må vi se på hvordan gassbruken i EU fordeler seg mellom sektorer som er inne i og ute av EU ETS. Eurostat har detaljerte data for produksjon og bruk av fossile energivarer i EU og EU-landene. Tabell 7 viser gass-data for EU-28 i 2012. Av de sektorene som er spesifisert i tabellen er kraftverk, overføring, og vel halvparten av industrien innlemmet i EU ETS. Dermed blir 49,6 % av gassen brukt i sektorer som er inne i EU ETS. Ser vi på den mindre EU-18 gruppen i 2012 blir 53,3 % av gassen brukt inne i EU ETS. For å sjekke om gassbruken over sektorer er stabil over tid har vi også sett på Eurostat tall for i 2010, og finner at andelen til EU-27 er på 46,2 %.

Tabell 6 – Produksjon, import og eksport av gass, samt sektorvis sluttbruk i EU-28 i 2012

EU-28, gass 2012	Gass i ktoe	Prosent (av brutto konsum EU)	Inne i EU ETS, prosent av brutto konsum EU
Primærproduksjon	133.148		
Import	344.139		
Eksport	85.540		
Brutto konsum E ('Gross inland consumption')	392.829		
Gass til kraftverk	115.326	29,4	29,4
Overføring ('Transformation output')	20.371	5,2	5,2
Sluttbruk energi konsum ('Final energy consumption')	252.840		
Industri	89.548	22,8	15,0
Transport	2.799	0,7	
Andre sektorer	160.493	40,9	
Husholdninger ('Residential')	108.222	27,5	
SUM inne i EU ETS			49,6

Kilder: Eurostat 2013, 2014.

Ut fra tidshorisonten i denne analysen bør vi ta med prognoser for gassbruken framover. Ut fra OIES (2012) gjengitt i Tabell 8 forventes om lag samme fordeling mellom gassbruk

inn og ute av EU ETS fram til 2030. Ut fra data fra Eurostat kan altså en rimelig antagelse være å regne at 50 % av norsk gasseksport går til aktivitet innenfor EU ETS og 50 % til aktivitet utenfor EU ETS.

Tabell 7 – Etterspørsel etter gass i Europa i 2010 og prognoser for 2030. Prosent av samlet etterspørsel

Sektor	2010	2030
Kraftproduksjon	34	30
Industri	19	19
Bygninger	36	36
Transport	1	6
Andre	10	9

Kilde: OIES (2014).

I scenarier der vi tar eksplisitt hensyn til EU ETS regner vi med at utslippene fra sektorer og anlegg som er innlemmet i EU ETS samt tilhørende kvoter kun flyttes innenfor kvotesystemet. Dermed blir det ingen netto effekt på europeiske CO₂-utslipp.

For de sektorene og anleggene som er utenfor EU ETS får vi en effekt på europeiske CO₂-utslipp siden noe av den frigjorte gassen erstatter olje. Gassen inneholder relativt mindre karbon enn olje og det blir derfor en reduksjon i europeiske utslipp fra denne bruken av den frigjorte gassen. Dersom den frigjorte gassen derimot fører til marginale negative priskorskyvninger på gass i Europa så kan samlet europeisk gassforbruk øke som følge av elektrifisering. Hvis denne marginaløkningen i forbruk inntreffer i sektorer utenfor EU ETS så vil frigjort gass bidra til en økning i europeiske utslipp fra denne bruken av den frigjorte gassen.

6.5 Klimaeffekten av frigjorte kvoter fra elektrifisering

Diskusjonen av effekten av elektrifisering av Utsira på europeiske CO₂-utslipp når vi tar eksplisitt hensyn til EU ETS bygger på at taket på CO₂-utslippene definert av kvotesystemet i EU er bindende. Et bindende tak betyr at summen av kvoter er lik summen av utslipp i en periode, slik at mindre utslipp og kvotebruk i et anlegg akkurat blir motsvart av større utslipp og kvotebruk i et annet anlegg. Vi skal se på to forhold som kompliserer analysen.

Det ene forholdet gjelder ubrukte kvoter. I dag er det et stort overskudd på kvoter i EU ETS. De ubrukte kvotene svarer til et helt års bruk innenfor EU ETS. Når det likevel er en positiv pris på kvoter skyldes det at aktørene i kvotemarkedet forventer enn innstramming av kvotemarkedet etter hvert og at kvotene kan spares og brukes etter 2020. Mange ubrukte kvoter betyr at det på kort sikt ikke nødvendigvis er ett en-til-en forhold mellom reduserte utslipp en plass i systemet og økte utslipp en annen plass i systemet.

Kvotetaket i EU ETS er politisk bestemt. Det betyr at politikerne både vil og kan justere stramheten i kvotesystemet framover ut fra ønsket kvotepris og nødvendige insentiver for å få til tilstrekkelige grønne og klimavennlige investeringer. Den økonomiske situasjonen i EU vil og ha stor innflytelse på kvotetaket ettersom det er liten vilje til å stramme inn med stor arbeidsledighet og liten økonomisk vekst. Kvotereserver kan og bli frigitt for å dempe prispress på kvoter også hvis den økonomiske veksten er svak. Muligheten til å stramme inn kvotesystemet er større etter 2020 enn før på grunn av politiske bindinger og at politikerne er redd for at endrede rammer for kvotesystemet inne i en periode kan

redusere næringslivets tillit til systemet. Men i alle fall etter 2020 kan det komme en innstramming av kvotesystemet. Det er da mulig at reduserte CO₂-utslipp med bakgrunn i elektrifisering (sammen med andre investeringer som har redusert utslippene) på marginen kan løfte ambisjonene for hva som er mulig og få til og derfor påvirke politikerne til en ekstra innstramming av kvotetaket i EU ETS. Dersom slike dynamisk-politiske prosesser vil finne sted blir det heller ikke noe en-til-en forhold mellom reduksjoner og økninger av utslipp innenfor EU ETS over tid.

7. ELEKTRIFISERINGSSCENARIOER: KLIMAEFFEKT OG ØKONOMI

7.1 Presentasjon av Pöyrys modellapparat og hvordan det anvendes

Kraftforsyningen i Europa stammer fra en enorm mengde ulike kraftverk med mange ulike egenskaper. En kvalitativ resonnering om hva som kommer til å erstatte norsk kraftimport kommer ikke i tilstrekkelig grad til å ta høyde for kompleksiteten bak hva som får et kraftverk til å øke produksjonen. Å identifisere erstatningskraft krever følgelig komplekse markedssimuleringer. Pöyry gjennomfører slike simuleringer ved hjelp av det egenutviklede verktøyet 'Better Investment Decisions version 3' (BID3). BID3 er en svært omfattende simuleringsmodell som dekker alle kraftmarked i Nordvest-Europa, Baltikum og Polen inkludert. Modellen inneholder en database for alle termiske kraftverk i Europa samt data for forbruk, brensels- og karbonpriser og overføringskapasitet for dagens situasjon så vel som for fremtiden. BID3 er beskrevet nærmere (på engelsk) i Annex B.

BID3 er en fundamental optimeringsmodell. Dette betyr at modellen finner den billigste måten for produksjons- og overføringskapasiteten å møte etterspørselen på, gitt:

- Hvor mye det koster å kjøre de ulike kraftverkene. Dette avhenger igjen av brensels- og karbonpriser samt hvor mye det koster å justere produksjonen opp eller ned. For eksempel, dersom markedet kan klareres enten ved hjelp av et gasskraftverk eller kullkraftverk så velger BID den billigste varianten.
- Uregelmessighet i fornybar kraftproduksjon. For vindkraftverk for eksempel så kan ikke produksjonen variere med etterspørselen annet enn når dette er vilkårlig.
- Hvilken pris en operatør av et magasinbasert vannkraftverk må få gitt muligheten til å spare vann til en senere periode, hensyn tatt til usikkerheten om fremtidig nedbør, etterspørsel osv.
- Overføringskapasitetsbegrensninger (kapasitet i nettet) som begrenser muligheten for overskudd i ett område til å dekke underskuddet i et annet. Dette refereres til som flaskehalser.

I BID3 byr alle kraftprodusenter sin produksjon til markedet for å møte etterspørsel både i hjemmemarkedet og nabomarked. Engrosprisen som modellen beregner er marginalkostnaden for det dyreste verket som trengs for å møte forbruket. BID3 antar et perfekt marked uten markedskraft, hvilket gjør at det marginale verket mottar en pris som (akkurat) dekker produksjonskostnader. I tilfeller med knapphet i markedet derimot, vil kraftprisen ligge på et nivå over marginale produksjonskostnader, og reflektere det nivået som trengs for å investere i ny produksjon.

Som nevnt over tar BID3 hensyn til begrensninger i overføringskapasitet (begrensninger i nettet), og modellen fanger dermed opp flaskehalser som i sin tur gir prisforskjeller mellom ulike områder. I praksis betyr dette at de dyreste produsentene i et overskuddsområde må trekke sine bud fra markedet siden det er begrenset hva som kan eksporteres til en naboregion med underskudd, mens dyrere produsenter i et underskuddsområde kan by inn sin kraft til markedet for å dekke et underskudd pga. importbegrensninger. Det bør likevel bemerkes at flaskehalser ikke alltid er tilfelle. I BID3 innebærer flaskehalser i et vannkraftdominert område at vannkraftprodusenter lagrer vannet i timer med eksportbegrensninger for å kunne produsere i tilfeller det ikke er det. Dermed vil for eksempel det nordiske markedet nesten alltid være i stand til å eksportere all sin overskuddskraft. Hvis flaskehalser er tilfelle i timer der uregelmessig kraftproduksjon

(vindkraft for eksempel) overstiger etterspørselen så blir kraft “innelåst” og priser blir lave eller lik null.

BID3 anvender stokastisk dynamisk programmering for håndtering av usikkerhet (om fremtidig tilsig og andre variable) i optimeringsalgoritmen. Dette betyr i praksis at vannkraftprodusenter i hvert tidspunkt baserer sine produksjons- og prisingstrategier på *forventninger* om hvor mye tilsig man får de neste ukene, og denne prosedyren «flyttes fram» hvert tidsintervall. Hvis for eksempel en vannkraftprodusent i time t forventer en tørr periode over de neste 10 ukene så vil produsenten være forsiktig med produksjon i periode t and $t+1$ og så videre.

Ulike former som markedsregulering, slik som fornybarpolitikk, kapasitetsmarked operasjonsbegrensninger i kraftvarmeverk osv. er tatt hensyn til i modellen som eksogene inputs. Regulatoriske elementer knyttet til overføring, som for eksempel nett-tariffer, nettinvesteringsregler osv., er ikke en del av modellen. Det er heller ikke skatter (mva., etc.) og andre avgifter.

BID3 simulerer kraftmarkedet på en presis og realistisk måte¹³. Spesielt er håndteringen av vannverdier og vannkraftdisponering svært virkelighetsnær. I tillegg har BID3 timeoppløsning, hvilket betyr at modellen finner den optimale løsningen for alle av det simulerte årets 8760 timer. Modellen finner timeresultater for pris, handel og produksjon i tillegg til CO₂-utslipp fra kraftmarkedet.

7.2 Presentasjon av forutsetninger; klimapolitikk, brenselpriser, kraftmarkedet i Norge og Norden, overføringskabler mm.

I dette kapittelet går vi nærmere inn på de ulike forutsetningene som ligger bak kraftmarkedsutviklingen og hvordan dette spiller inn på virkningene av elektrifisering av Utsira-høyden.

7.2.1 Energi- og klimapolitikk

Effekten av elektrifisering på europeiske CO₂-utslipp til 2050 vil blant annet avhenge av klimapolitikken framover i Norge, EU og globalt. Fram til 2020 har både Norge og EU avklart klimamål og virkemidler, mens situasjonen etterpå er mye mer åpen. Vi kan nok forvente en innstramning av klimapolitikken i EU etter 2020 så lenge 2050-målet er mer eller mindre avkarbonisering av kraftsystemet. Graden av innstramning vil avhenge av hvordan den internasjonale klimapolitikken og klimapolitikken i land som USA og Kina utvikler seg. I de internasjonale forhandlingene er målet å vedta en ny global avtale om klimapolitikk på Paris-møtet høsten 2015, som skal tre i kraft i 2020. Utfallet av disse forhandlingene er usikkert, men det ligger an til en relativt svak avtale som bygger på hva det enkelte land er villig til å ta på seg av klimagass-kutt.

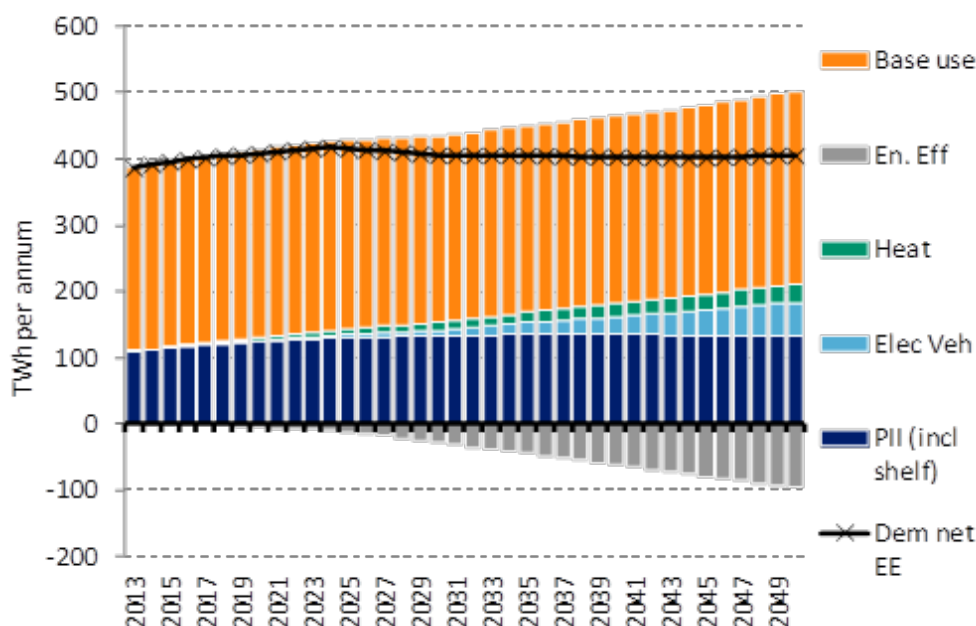
Ettersom energipolitikken og klimapolitikken i EU overlapper hverandre på flere måter når det gjelder effekten på CO₂-utslippene må disse politikkområdene ses i sammenheng. I denne analysen har vi valgt et begrenset sett med scenarioer (to stykk) som fanger opp de viktigste dimensjonene for klimapolitikken og energipolitikken. Disse scenarioene ligger langs en akse der et ytterpunkt til venstre er stram klimapolitikk internasjonalt og i EU kombinert med en relativt svak støtte til utbygging av sol og vind, og en relativt svak klimapolitikk internasjonalt og i EU i kombinasjon med omfattende virkemidler for å støtte utbygging av sol og vind lengst til høyre. Mellom disse ytterpunktene finnes det scenarioer med ulike kombinasjoner av relativt sterk eller svak klimapolitikk og energipolitikk, (se avsnitt 6.1 for ytterligere detaljer).

¹³ Diverse sporbarhetsanalyser har bevist at BID3 er i stand til å gjenskape historiske verdier med stor grad av presisjon.

7.2.2 Fremtidig kraftforbruk

Kraftforbruket i Norden antas likt i begge våre scenarioer. Vi anvender en økonometrisk framskrivningsmodell som tar høyde for utvikling i forbruksbaner knyttet til teknologisk utvikling (blant annet elektrifisering av transportsektoren), industriell utvikling (nye industrianlegg, deriblant elektrifisering av sokkelen) og energieffektivisering. Vår framskrivningsbane for forbruk i Norden (Danmark, Finland, Norge og Sverige) er vist i Figur 20.

Figur 20 – Nordisk kraftforbruk i TWh

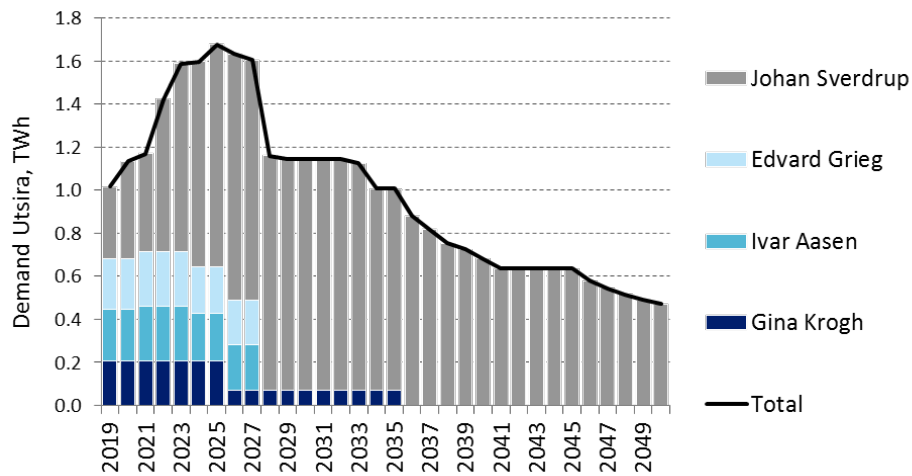


Kilde: Pöyry analyse

Vår antakelse er at det vil komme forbruksvekst fra elektrifisering av sokkelen, annen industriutvikling, el-biler og økt bruk av elektrisitet til varme. Alminnelig forbruk (husholdninger med mer) holder seg relativt konstant. Som en motvekt til denne utviklingen antar vi en betydelig økning i effekten fra energieffektivisering. Samlet sett antar vi derfor at forbruket på lengre sikt ligger omtrent flatt.

Vi simulerer våre scenario både med og uten elektrifisering av Utsira-høyden for å isolere denne utviklingens direkte påvirkning på kraftmarkedet. Scenarioene kjøres i utgangspunktet uten elektrifisering, mens vi deretter gjør en tilleggs-analyse hvor elektrifisering legges inn. De forbruksbaner som benyttes som ekstra etterspørsel i elektrifiseringssimuleringene er vist i figuren under.

Figur 21 – Økt forbruk som følge av Utsira-elektrifisering, TWh



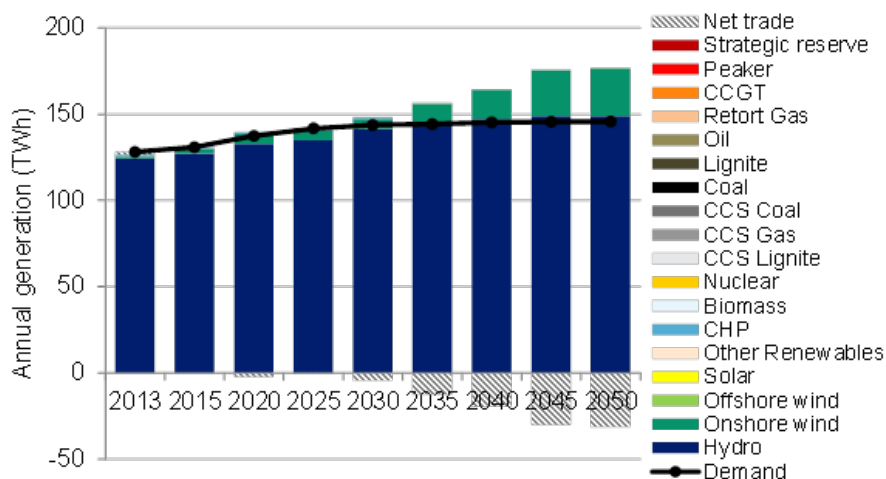
Kilde: Statoil (2014)

I figuren over ser vi at etterspørselen etter elektrisk kraft fra Utsira-høyden er på topp på rundt 1.7 TWh i 2025 før forbruket avtar deretter. I våre modellsimuleringer har vi dermed en høyere etterspørsel tilsvarende dette nivået i prisområdet NO5 (hensyn tatt til tap).

7.2.3 Framtidig kraftforsyning

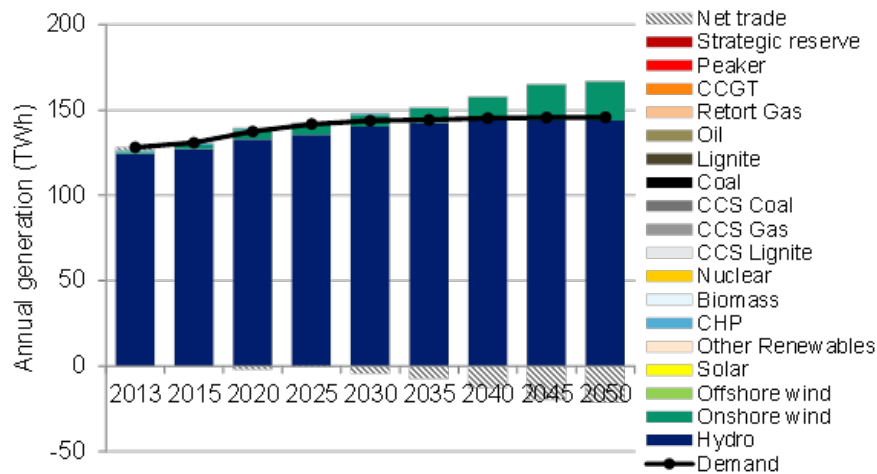
Fremtidig kraftforsyning i Norge er vist for våre to scenario i figurene under. I begge tilfeller ser vi at det norske kraftmarkedet fortsatt domineres betydelig av vannkraft, samtidig som at vindkraftandelen øker noe.

Figur 22 – Norsk forsyningskapasitet i karbonmarkedsscenarioet



Kilde: Pöyry

Figur 23 – Norsk forsyningskapasitet i fornybarstøtte-scenariot



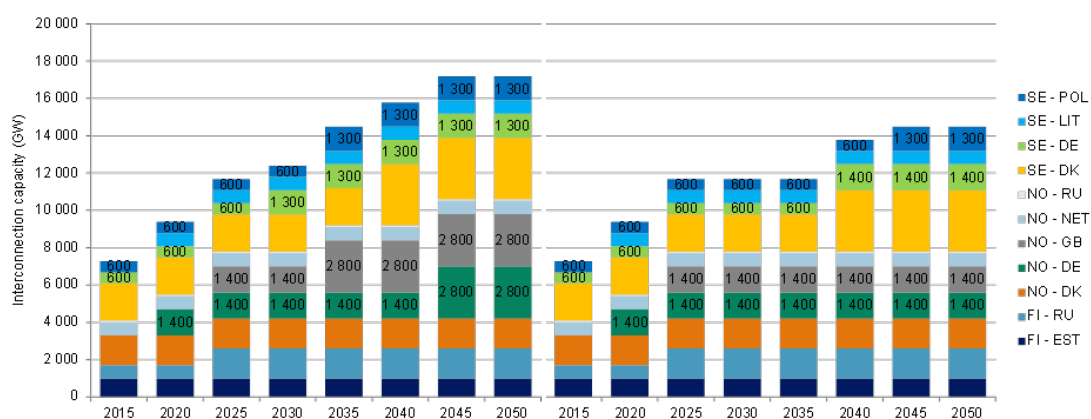
Kilde: Pöyry

I karbonmarkedsscenariot bygges mer kraftproduksjon enn i fornybarstøttescenariot. Dette er fordi engrosprisene i førstnevnte scenario er høyere, og dermed støttes fornybarutbygging i større grad av kommersielle incentiver. Kommersielle incentiver er ikke tilstrekkelig i fornybarstøttescenariot, hvilket betyr at fornybarutbygginger i større grad er subsidie-basert.

7.2.4 Fremtidig overføringskapasitet

Antakelser for overføringskapasitet er vist i figuren under. Antakelsene inneholder eksisterende og planlagte utbygginger, i tillegg til mer langsiktige antakelser.

Figur 24 – Antakelser for fremtidig overføringskapasitet ut av Norden, karbonmarkedsscenariot til venstre og fornybarstøtte-scenariot til høyre



Kilde: Pöyry

Overføringskapasiteten mellom Norden og Kontinentet antas å øke på lengre sikt, delvis på grunn av planlagte utbygginger (til Tyskland og Storbritannia fra Norge) og delvis på grunn av enda flere forbindelser på lengre sikt. Den primære driveren for ny overføringskraft er kablenes samfunnsøkonomiske nytte, økte inntekter fra kraftsystemet, som blir mer positive jo større ubalanser det er mellom Norden og Kontinentet. Disse

ubalansene er større i karbonprisscenarioet, og det er derfor vi får flere overføringsforbindelser der. Riktignok er ikke samfunnsøkonomiske den eneste betraktningen som ligger bak våre kabel-antakelser. Til enhver tid må begge tilknyttede områder ha et internt nett som tillater utbygging. Samtidig må det være politisk aksept for kabler. Begge deler tas hensyn til i våre framskrivninger.

7.2.5 Brenselspriser

Vi antar faste brenselspriser som ikke varierer på tvers av våre kraftmarkedsscenario. Dette er en forenkling. Våre antakelser er vist i Tabell 8.

Tabell 8 – Antakelser for brenselspriser

	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Oil (\$/bbl)	100	100	100	100	100	100	100	100
Coal (\$/tonne)	100	100	100	100	100	100	100	100
Gas (€/MWh)	25	25	25	25	25	25	25	25

Kilde: Pöyry

Antakelsen for CO₂-priser er vist i forrige kapittel i Figur 18 og Figur 19.

7.3 Presentasjon av resultater og drøfting for de ulike 5 elektrifiseringsløsningene

Elektrifisering av Utsira-høyden vil sørge for at nasjonale utslipp går ned i og med at fornybar landbasert kraftproduksjon erstatter lokal gasskraft for utvinning og andre aktiviteter på Utsira-feltene. Imidlertid er dette bare en del av utslippsvirkningene man får. Elektrifisering medfører høyere etterspørsel etter kraft i Norge, som i sin tur reduserer eksporten av norsk kraft til utlandet. Dette innebærer kraftproduksjonsjusteringer i andre deler av Europa som dermed direkte kan tilskrives elektrifisering. Ettersom det ofte vil være varmekraftverk i Europa som justerer sin produksjon så vil dette gi en netto utslippsøkning på kontinentet sammenlignet med tilfellet uten elektrifisering, og denne utslippsvirkningen må inkluderes som del av den totale utslippseffekten.

I tillegg til to scenarioer der vi illustrerer hvordan kraftmarkedet tilpasser seg elektrifisering har vi analysert utslippseffekter ved to alternative gassbaserte energiforsyningsløsninger. Løsningene er oppsummert slik:

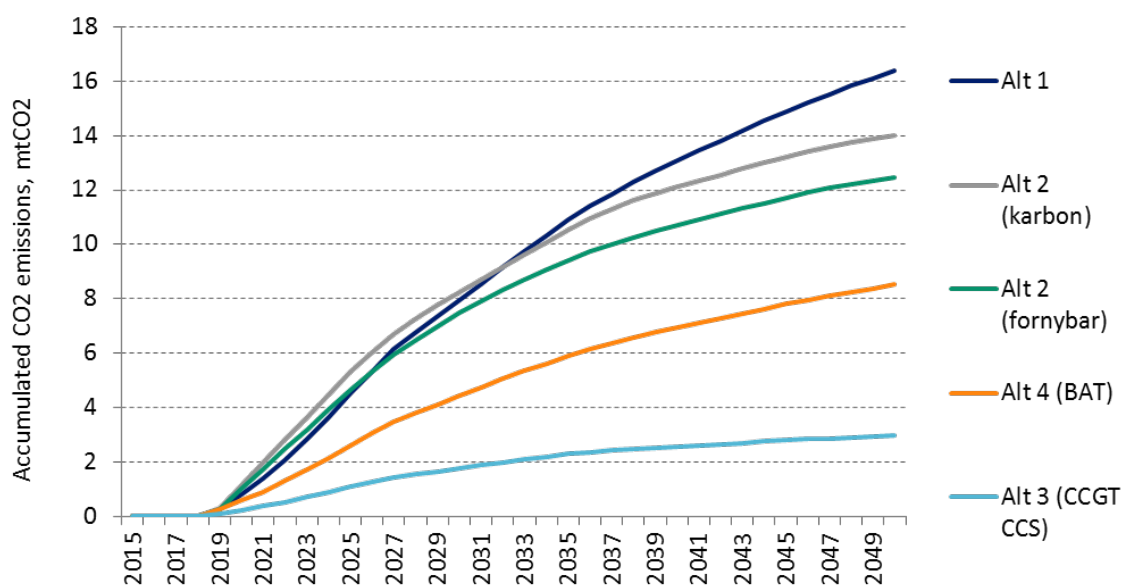
- *Alternativ 1, konvensjonell løsning.* Denne løsningen forutsetter vanlig løsning med konvensjonell gassturbin med 33 % virkningsgrad installert på plattform.
- *Alternativ 2, karbonmarked.* Elektrifiseringsscenario der fremtidens kraftmarked preges av høye karbonpriser, høye engrospriser på kraft og høyt nordisk kraftoverskudd.
- *Alternativ 2, fornybarstøtte.* Elektrifiseringsscenario der fremtidens kraftmarked er basert på fornybarsubsidier og kapasitetsmarked, relativt lave karbonpriser og engrospriser på kraft og et nordisk kraftmarked i (på lang sikt) balanse.
- *Alternativ 3, CCGT med rensing.* Energiforsyning dekkes av kraft fra dedikert landbasert gasskraftverk hvor utslipp fanges og lagres.

- *Alternativ 4, effektive gassinstallasjoner.* Energiforsyning dekkes av installasjonsbaserte gassturbiner med kraftvarmeteknologi og veldig høy (80 %) virkningsgrad.

7.3.1 Akkumulert utslipp for kraftforsyning

Akkumulerte utslipp vises for hvert scenario i Figur 25 under. Utslippstall for Alt 1, Alt 3 og Alt 4 viser utslipp knyttet til energiforsyning til eller på Utsira-installasjonene mens tallene for Alt 2 tar med utslippsvirkninger som følge av marginaltilpasninger i kraftmarkedet. De akkumulerte utslippene tar ikke høyde for hva som skjer med frigjort gass.

Figur 25 - Akkumulerte utslippsvirkninger i millioner tonn CO₂



Kilde: Statoil (2014), Industri Energi og Pöyry

Kurven for Alt 1 i figuren viser de akkumulerte utslipp for den konvensjonelle løsningen. De andre kurvene ligger alle under Alt 1's kurve, hvilket betyr at akkumulerte utslipp i alle de alternative løsningene er lavere enn ved konvensjonell løsning. Dette er som forventet. Imidlertid er det relativt stor variasjon mellom de ulike alternativene. Alt 3 med et dedikert gasskraftverk med CCS gir lavest akkumulert utslipp og dermed den høyeste utslippsbesparelsen. Akkumulert CO₂-utslipp i dette scenarioet ligger på 2.7 millioner tonn CO₂, som er omtrent 13.5 millioner tonn lavere enn i Alt 1 hvor totalt utslipp ligger på 16.1 millioner tonn.

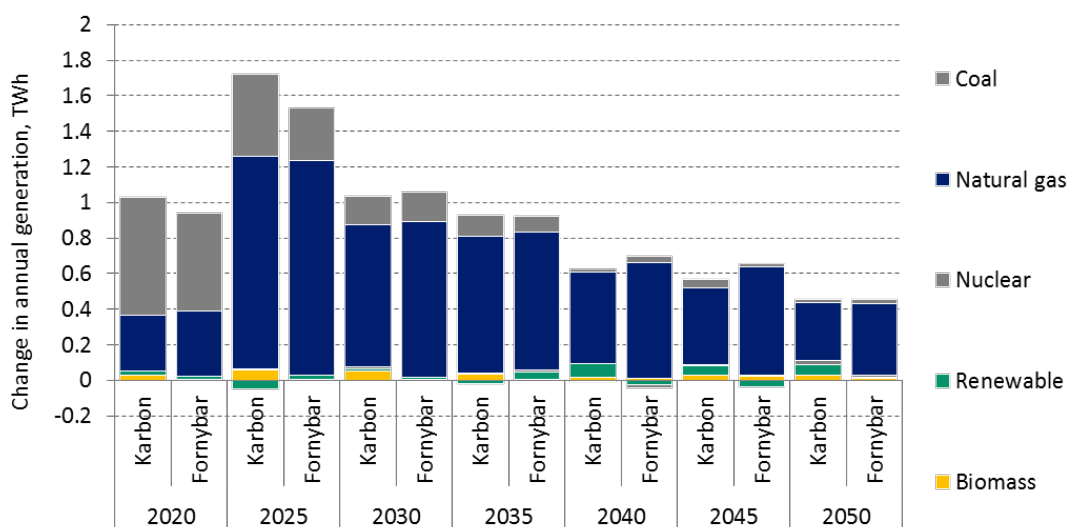
Begge elektrifiseringsscenarioene gir et lavere akkumulert utslipp enn BAU-scenarioet Alt 1. I tilfellet med karbonmarkedsbasert energipolitikk er det akkumulerte utslippet nesten 14 millioner tonn CO₂, litt over 2 millioner tonn lavere enn BAU-scenarioet. De akkumulerte utslippene er lavere, rundt 12 millioner tonn CO₂, i elektrifiseringstilfellet der fornybarstøtte dominerer europeisk energipolitikk. Dette forklares med den marginale økningen i kraftforsyningen som kommer som følge av Utsira. I fornybarstøtte-scenarioet består denne marginale økningen i litt mindre grad av kullkraft enn i karbonmarkedsscenarioet. Dette diskuteres nærmere i neste avsnitt.

7.3.2 Hvordan ekstraforbruket av elektrisitet på Utsira-høyden dekkes

Som tidligere nevnt i rapporten vil elektrifisering av Utsira-høyden gi en betydelig *nasjonal* utslippsreduksjon dersom energiforsyningen kommer fra kraft fra land. Det er imidlertid umulig å befestet hvilket kraftverk som produserer de elektronene som ender opp på Utsira-høyden. Dette bestemmes av fysikkens lover og kan like gjerne være et polsk kullkraftverk som et norsk vannkraftverk. Ettersom elektrifisering i seg selv ikke vil medføre en økning av norsk vannkraftproduksjon (eller vindkraftproduksjon) så må kraften som forsyner Utsira ha sitt opphav et annet sted enn i Norge. Sagt på en annen måte så gir Utsira-elektrifisering økt etterspørsel og økt bruk av norsk vannkraftproduksjon hjemme, hvilket betyr at mindre eksporteres til utlandet og utlandet må ta i bruk økt kraftproduksjon for å dekke sin etterspørsel. Det vil mest trolig være fossilbaserte kraftverk som står for denne produksjonsøkningen ettersom disse verkene, i motsetning til fornybarverk, har evnen til å regulere produksjon basert på etterspørselsbevegelser.

Figur 26 under viser hva erstatningskraften består av. I figuren grupperer vi erstatningskraft etter type brensel snarere enn type kraftverk. Erstatningskraften er definert for begge kraftmarkedsscenario for perioden 2020-2050, og viser at erstatningskraften på sikt primært er dekket av kraftverk som benytter naturgass som brensel. Vi legger til at mesteparten av erstatningskraften har sitt opphav i Europa, men også at noe økning i kraftproduksjonen som følge av elektrifisering finner sted i Norge (primært Kårstø).

Figur 26 – Erstatningskraft for redusert norsk eksport



Kilde: Pöyry

I både karbonmarkedsscenarioet og fornybarstøttescenarioet er det primært kullkraftverk som skur opp produksjonen innledningsvis, før erstatningskraften i større og større grad utgjøres av gasskraft. Dette er et resultat av to drivkrefter: 1) flere og flere kullkraftverk blir avvirket på lenger sikt, og 2) en økende karbonpris forbedrer konkurransedyktigheten i et gasskraftverk vis-a-vis et kullkraftverk. Intuitivt skulle man således tro at kullbruken i fornybarstøttescenarioet ville vært høyere enn i karbonmarkedsscenarioet, da kostnaden for kullkraftverk i førstnevnte scenario er relativt lav. Imidlertid spiller alternativtilfellet (tvillingsimuleringen uten elektrifisering) en rolle. I Fornybarscenarioet er den gjenværende kullkraften (og brunkullkraften) som er konkurransedyktig allerede i tilnærmet full produksjon, og det er lite å justere opp når Utsira-høyden elektrifiseres. I

karbonprisscenarioet, hvor mer av etterspørselen dekkes av kjernekraft og fornybart, er det flere fossile kraftverk, deriblant kullkraftverk, med ledig kapasitet som tas i bruk.

I tillegg til justeringer i gasskraft- og kullkraftproduksjon så justerer også enkelte fornybarkilder sin forsyning. Denne justeringen kommer primært fra kraftvarmeverk basert på biomasse med noe reguleringsegenskaper, og enkelte vannkraftverk med pumpekapasitet.

Vi ser også at erstatningskraften er på et ulikt nivå i de to tilfellene; dette kommer mest tydelig fram i 2025 hvor erstatningskraften kommer opp i 1.7 TWh i karbonmarkedsscenarioet mens det tilsvarende tallet i fornybarstøttescenarioet ligger på under 1.6 TWh. Dette kan primært forklares med lokalisering av erstatningskraften og tapseffektene det medfører. I karbonmarkedsscenarioet blir kraftverk som ligger lenger vekk fra etterspørselskilden tas i bruk enn hva som er tilfelle i fornybarstøttescenarioet.

Utslippsreduksjonen som vises i Figur 25 kan tilskrives hvordan erstatningskraften er satt sammen. Som vist for utslippsbanene for begge elektrifiseringsscenarioene så har økningen i kullkraftproduksjon den effekten at netto utslippsreduksjon er negativ, altså at utslippene fra energiforsyning til Utsira-høyden går opp. Dette snur imidlertid når gasskraft tar over som erstatningskraft. Nedgangen i utslipp sammenlignet med Alt 1 bekrefter samtidig at kraften som skaffes til veie for å dekke opp Utsira-elektrifisering stort sett kommer fra gasskraftverk med høyere virkningsgrad enn konvensjonelle sokkel-turbiner, tapssatser tatt i betraktning.

Utslippsfaktorer for energiforsyning til Utsira-høyden

I Tabell 9 under viser vi mengde CO₂-utslipp per kWh som brukes på Utsira-høyden. Vi viser utslippsfaktorer for alle scenario. Faktorene i Alternativ 1 er en ren avregning av CO₂-intensiteten i naturgass justert for den konvensjonelle gassturbinens virkningsgrad. I tilfellene Alternativ 3 og Alternativ 4 er det samme CO₂-intensiteten som ligger til grunn, men virkningsgraden er en annen (55 % i Alternativ 3, 80 % i Alternativ 4 – jf. avsnitt 1.4 og kommentarene til tilleggsberegninger med lavere virkningsgrader). I Alternativ 3 er i tillegg utslippsfaktoren justert (ned 90 %) for å ta hensyn til fangst og lagring.

Tabell 9 - Utslippsfaktorer, gCO₂/kWh

År	BAU (Alt 1)	Alt 2 Karbon	Alt 2 Fornybar	Alt 3	Alt 4
2020	612.0	720.0	722.9	36.7	252.4
2025	612.0	503.0	461.5	36.7	252.4
2030	612.0	429.4	433.3	36.7	252.4
2035	612.0	390.5	383.0	36.7	252.4
2040	612.0	350.3	349.4	36.7	252.4
2045	612.0	360.0	327.5	36.7	252.4
2050	612.0	227.8	284.7	36.7	252.4

Kilde: Pöyry

Utslippsfaktoren per kWh brukt på Utsira er desidert lavest i tilfellet med CCGT CCS, hvor den ligger på 37 gCO₂/kWh sammenlignet med over 600 gCO₂/kWh i BAU-tilfellet. I tilfellet

med et BAT-kraftvarmeverk ligger utslippsfaktoren mellom disse verdiene. I elektrifiseringstilfellene er utslippsfaktoren høyere enn i BAU-tilfellet innledningsvis, noe som kommer av at det først og fremst er kullkraftverk som øker sin produksjon for å møte den marginale etterspørselsveksten som Utsira-elektrifisering står for. Utslippsfaktoren faller imidlertid ned mot ca 250 gCO₂/kWh mot slutten av prognoseperioden da gasskraft tar over som marginal forsyningskilde.

7.3.3 Utslippsvirkninger inkludert frigjort gass

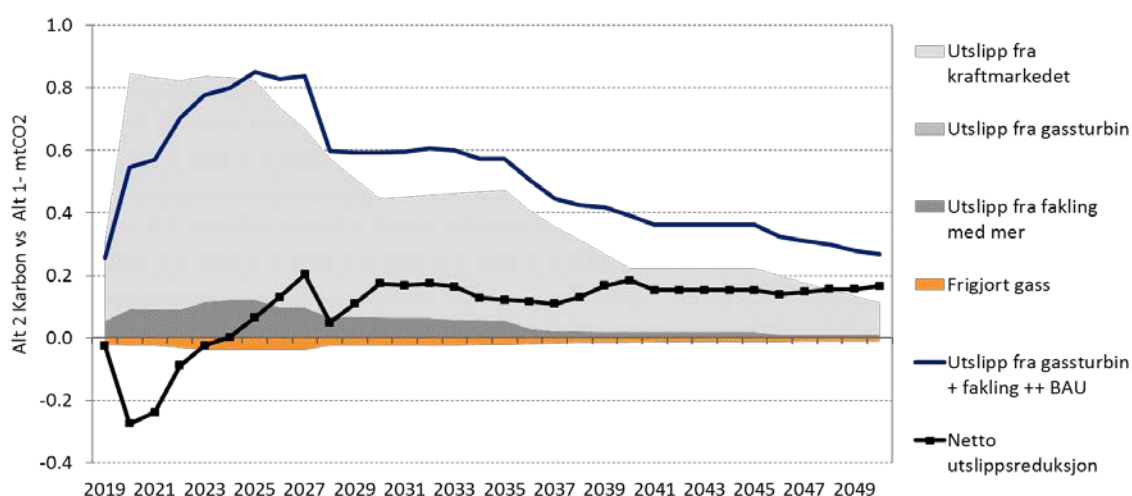
En faktor som ofte utelates ved analyser av utslippseffekter av elektrifisering er effekten av frigjort gass. Dette er uproblematisk om man forutsetter at den frigjorte gassen kun går til europeiske gasskraftverk (ved å for eksempel erstatte russisk gass), og utslippsvirkningene dermed fanges opp av eventuelle justeringer i europeisk gasskraftproduksjon. Imidlertid vil mest sannsynlig noe av den frigjort gassen ende opp i andre forbrukssektorer. Dersom denne gassen kan erstatte andre brenslsformer vil frigjort gass utgjøre en ytterligere utslippseffekt.

Vi antar at deler av den frigjorte gassen gjøres tilgjengelig for sektorene industri (både i og utenfor EU ETS), bygninger og transport. Vi antar at den gassen som går til industri, transport og bygninger erstatter bruk av olje i disse sektorene (se avsnitt 6.4).

For det meste vil gass som går til andre sektorer enn kraftproduksjon erstatte gassforbruk. Dette gjør i og for seg utslippsvirkningen av frigjort gass nøytral. Imidlertid antar vi at 25 % av den frigjorte gassen vil erstatte bruk av olje i de ulike sektorene. Dermed vil frigjort gass alt annet likt bidra til en utslippsreduksjon.

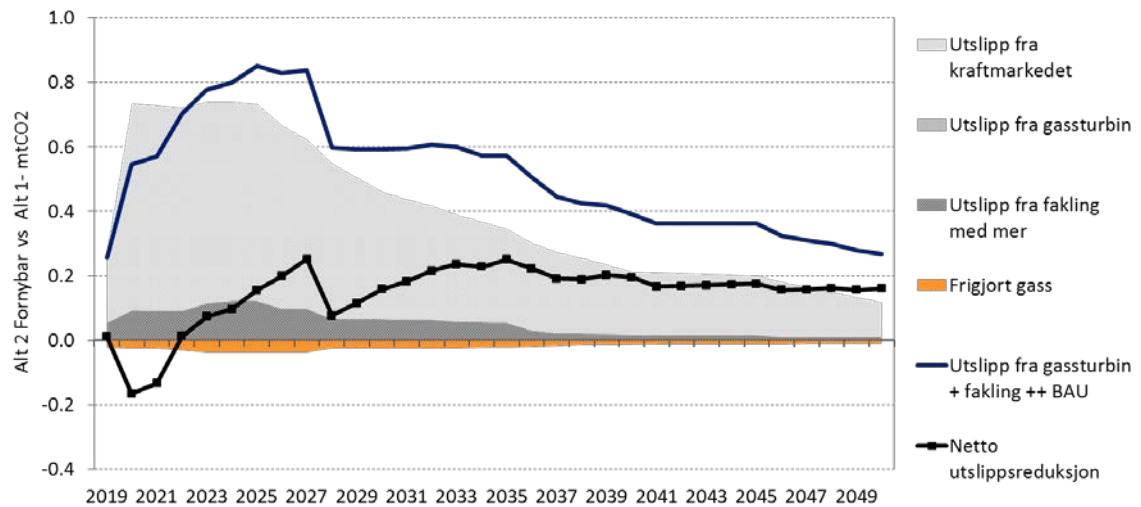
Når vi trekker inn frigjort gass som utslippseffekt får vi en ytterligere utslippsbesparelse utover det som tilskrives energiforsyningen til Utsira-høyden. Vi har sammenstilt disse effektene i Figur 27 til Figur 30 under, som sammenligner hvert alternativ med basisalternativet (Alt 1). Figurene viser utslippsnivå per år for BAU-scenarioet, Alt 1, og respektive alternativer. Utslippsbanen for Alt 1 er vist som en blå linje, mens det totale utslippsnivået i alternativtilfellene er vist som skravert felt. Utslipp for alternativtilfellene tilskrives energiforsyning til Utsira-høyden samt faking og ulike installasjonsprosesser, pluss utslippseffekten av frigjort gass, som er negativ. Den svarte kurven viser total utslippsbesparelse i alternativtilfellene sammenlignet med Alt 1.

Figur 27 – Utslippsbesparelser Alt 2 Karbonmarkedsscenarioet



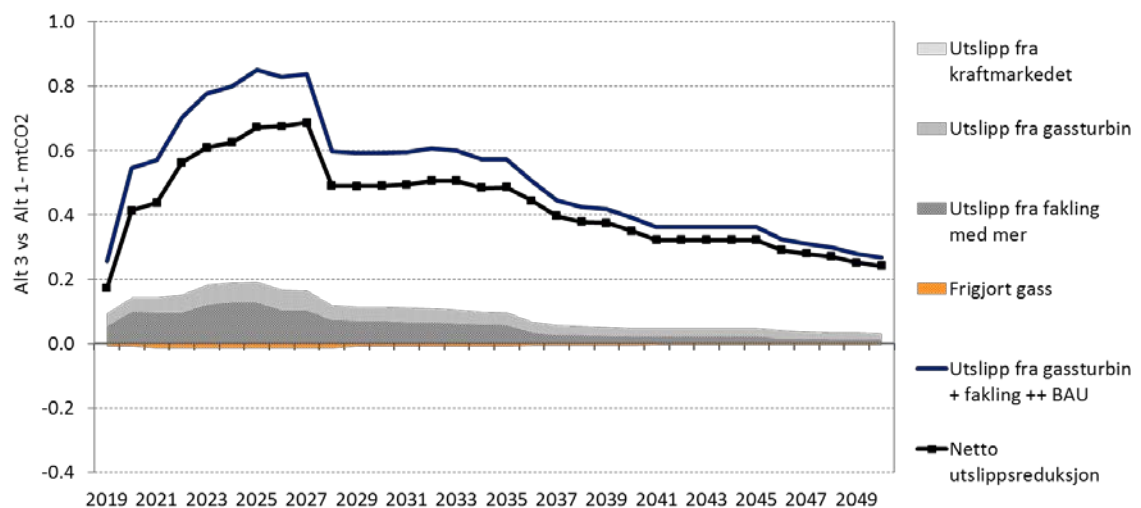
Kilde: Cicero, Pöyry

Figur 28 - Utslippsbesparelser Alt 2 Fornybarstøttescenarioet



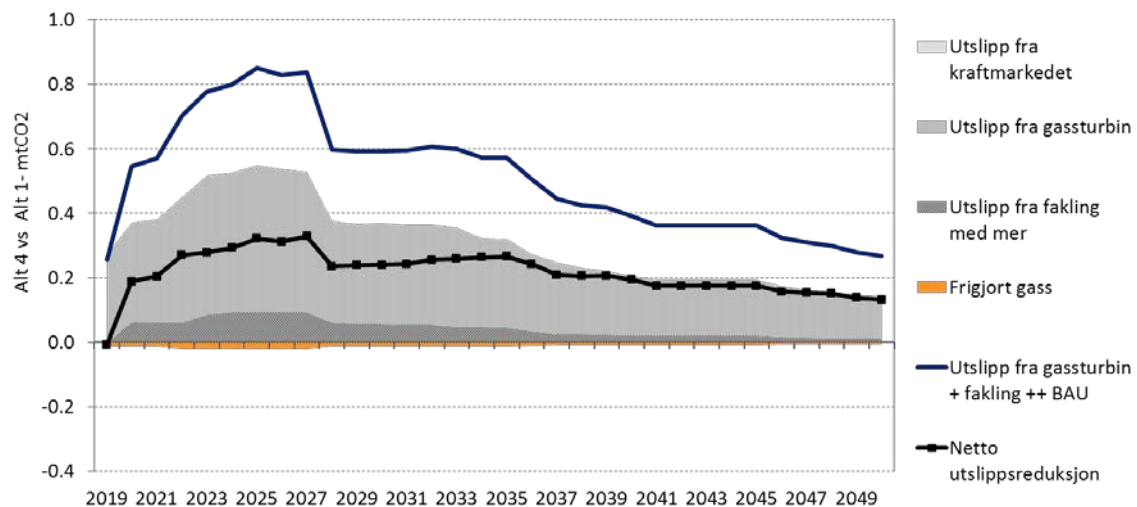
Kilde: Cicero, Pöyry

Figur 29 – Utslippsbesparelser Alt 3 CCGT CCS



Kilde: Cicero, Pöyry

Figur 30 – Utslippsbesparelser Alt 4 BAT Gassturbin med kraftvarme



Kilde: Cicero, Pöry

Den svarte kurven i elektrifiseringsscenarioene (Alternativ 2) er innledningsvis negativ. Dette betyr at samlede utslipp fra energiforsyning til Utsira-høyden, inkludert utslipp fra faking og andre prosesser, i disse årene er høyere enn i tilfellet med konvensjonell løsning. Dette endrer seg imidlertid utover perioden da gasskraft tar over som forsyner av erstatningskraft. Mot slutten av perioden gir elektrifisering i tilfellet med karbonmarked årlige utslippsbesparelser på rundt 0,2 millioner tonn karbondioksid. Utslippsbesparelsene er noe høyere i tilfellet med fornybarstøtteløsningen, av grunner diskutert i avsnittet over.

I tilfellet med energiforsyning fra et dedikert gasskraftverk med fangst og lagring, Alternativ 3, er utslippsbesparelsen nesten på lik størrelse med utslippet i Alternativ 1. Mesteparten av utslipp i dette scenarioet kommer fra faking og andre installasjonsprosesser, mens utslippene fra kraftproduksjon på det dedikerte kraftverket, som er marginale pga. CCS-teknologien, nesten avsettes helt av utslippsreduksjonen fra frigjort gass. I form av rene utslippsvirkninger betyr dette at utslippene fra Utsira-høyden nesten forsvinner helt med denne løsningen, både i et nasjonalt og europeisk perspektiv.

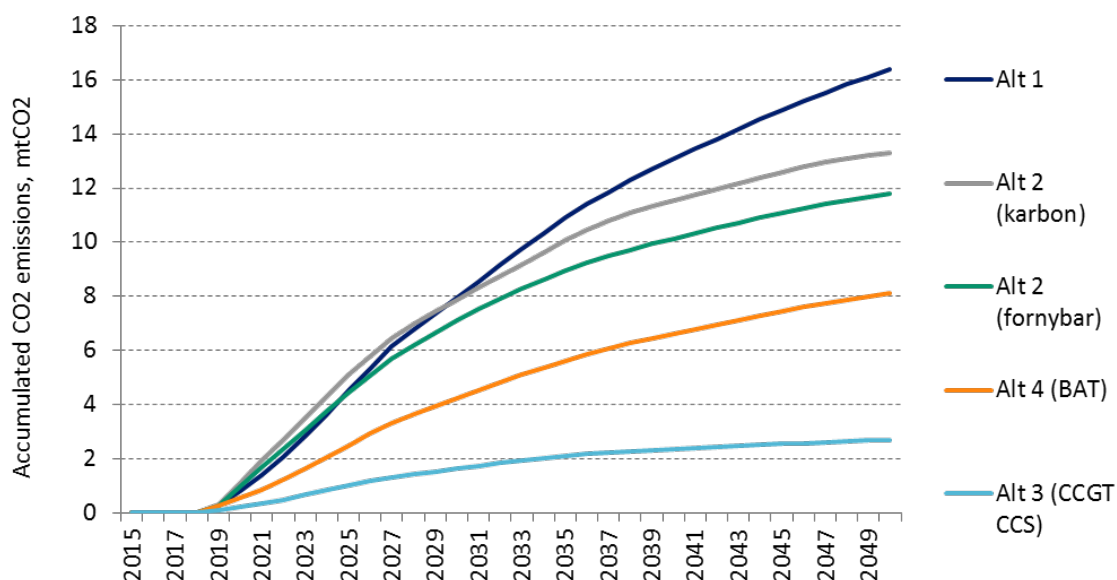
Scenarioet med BAT-teknologi installert på Utsira-installasjonene, Alternativ 4, gir utslippsbesparelser omtrent midt i mellom elektrifiseringstilfellene og CCGT CCS. Dette avhenger av at man oppnår full avsetning av både kraft og varme på Utsira-høyden, hvilket ikke nødvendigvis vil være tilfelle. Figur 32 viser resultatene for lavere virkningsgrader enn BAT-tilfellet. Utslippene kommer stort sett fra energiforsyning fra det kraftvarmeverket som installeres, og utslippskuttene sammenlignet med basisalternativet kan derfor hovedsakelig tilskrives en mer effektiv fremstillings måte for elektrisk kraft.

7.4 Sammenstilling av klimaeffekt for ulike elektrifiseringsløsninger

Det er neppe en overraskende slutning at CO₂-utslippet fra Utsira-høyden vil avhenge av den tekniske løsningen som velges for energiforsyning til utvinningsprosesser, varme, belysning etc. De løsningene som stilles mot hverandre i dagens ordskifte er lokal energiforsyning på selve installasjonene på sokkelen eller forsyning i form av kraft fra land. Sistnevnte løsning kan bety enten forsyning fra dedikert produksjonsenhet (gasskraftverk eller vindkraft) eller uttak fra sentralnettet. Per i dag er det i realiteten bare siste løsning det argumenteres for.

I Figur 31 setter vi sammen akkumulert utslipp fra energiforsyning til Utsira-høyden fra våre ulike scenario. Figuren er i utgangspunktet den samme som Figur 25 med unntak for at den inneholder virkningen av frigjort gass. Da kurvene er i de to figurene er ganske like så reflekterer dette at virkningene fra frigjort gass er relativt begrenset, delvis med unntak av elektrifiseringsscenarioene.

Figur 31 – Akkumulerte utslippsvirkninger i millioner tonn CO₂, inkludert frigjort gass



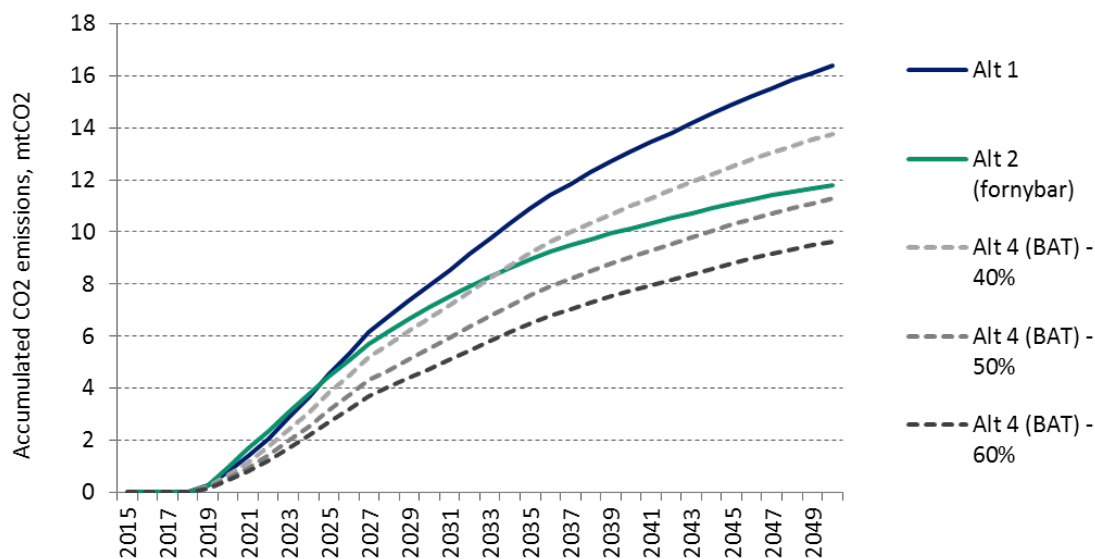
Kilde: Cicero, Pöyry

Tallene i figuren over indikerer hvilket konseptvalg for Utsira-høyden som gir lavest utslipp totalt over den samlede levetiden for virksomhet på feltet¹⁴. Figuren viser at den løsningen som gir lavest utslipp totalt sett er et dedikert gasskraftverk med fangst og lagring. Dersom denne løsningen velges vil utslipp nesten utelukkende være begrenset til faking og andre tekniske prosesser, mens utslipp knyttet til energiforsyning til utvinning blir marginale pga. karbonfangsten og -lagringen. Utslippsvirkningene i de to elektrifiseringsscenarioene (Alt 2) er noenlunde like. Grunnen til dette er at kraftmarkedet på sikt skal avkarboniseres uansett, og at kun en håndfull gasskraftverk med relativt like egenskaper følgelig gjenstår for å besørge den erstatningskraften som trengs.

Figuren viser at man oppnår større utslippsbesparelser ved valg av et effektivt kraftvarmeverk/gassturbin på installasjonene enn man gjør med elektrifisering. Denne slutningen er imidlertid svært avhengig av hvilke forutsetninger man gjør for et lokalt kraftvarmeverks virkningsgrad. Det maksimale potensialet for beste tilgjengelige teknologi ligger i dag på 80 %, men dette tallet fordrer at avsetning på både kraft og varme utnyttes fullt ut hele tiden. Det er ikke gitt at dette vil være tilfelle for Utsira-høyden. Analyser gjort at Utsira-feltet antyder at det reelle virkningsgradstallet trolig vil ligge nærmere 50 % med dagens teknologi. I Figur 32 under viser vi hvilke totale utslippsbesparelser man får ved ulike virkningsgrader fra 40 til 60 %, sammenlignet med Alternativ 1 og Alternativ 2 (fornybarløsningen).

¹⁴ Johan Sverdrup-feltet er ifølge Statoil estimert til å være i operasjon til og med 2057, som går utover vår prognoseperiode 2015-2050.

Figur 32 – Akkumulerte utslippsvirkninger i millioner tonn CO₂, inkludert frigjort gass



Kilde: Cicero, Pöyry

Av figuren over ser vi at en virkningsgrad på over 50 % gir en økt utslippsbesparelse sammenlignet med elektrifisering (tilfellet fornybarstøtte). Dersom man oppnår 40 % vil det totale utslippsnivået ligge opp mot elektrifiseringsscenarioet med minst utslippsreduksjon (karbonprisdrevet). Hvis dette er tilfelle kan man, gitt forutsetningene vi har lagt til grunn, oppnå bedre klimagevinster ved elektrifisering.

Vi ønsker å understreke at den analysemetode denne studien er basert på ikke er et fullgodt vurderingsgrunnlag for å avgjøre om elektrifisering er en effektiv eller ineffektiv klimaløsning, ei heller om hvorvidt det er en bedre eller dårligere klimaløsning enn effektive gasturbiner på sokkelen. En slik slutning kan ikke trekkes uten at samfunnsøkonomiske kostnader ved de ulike løsningene tallfestes. En helhetlig samfunnsøkonomisk analyse er ikke en del av denne studien.

Fullskala CCS er blitt en realitet men gasskraft er per dags dato ikke lønnsomt i Norge annet enn for Mongstad CHP kraft - varmeverket som leverer kraft til Troll og damp til Mongstad raffineriet. Det er teknisk gjennomførbart å drifte Kårstø med CCS for elektrifisering men Kårstø CCGT driftes ikke lenger grunnet lønnsomhet.

Et siste element som utfordrer robustheten til resultatene over er at analysen er basert på en rekke antakelser som ikke nødvendigvis utarter seg som forutsett. Det finnes mange slike eksempel. Ett av dem er effekten av frigjort gass. Vi har antatt at noe av den frigjorte gassen erstatter olje og dermed gir en positiv utslippseffekt (reduksjon) mens resten erstatter annen gass og dermed har null nettoeffekt på utslipp. Imidlertid kan man se for seg en situasjon der frigjort gass marginalt øker gassetterspørselen i EU fordi gassprisen i EU går marginalt ned. I dette tilfellet vil den frigjorte gassen i hovedsak bidra til økte CO₂-utslipp i Europa. Dette er vist i Tabell 10 under.

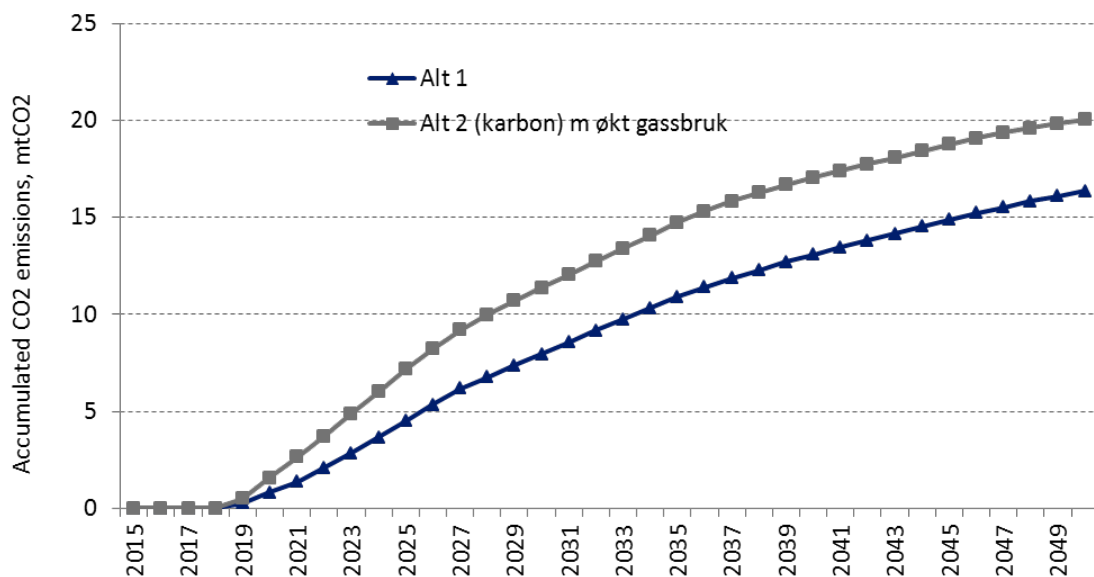
Tabell 10 – Utslippsvirkning fra frigjort gass, tusen tonn CO₂

År	Ingen økning i energietterspørsel				Økning i energietterspørsel			
	Alt 2 Karbon	Alt Fornybar	Alt 3	Alt 4	Alt 2 Karbon	Alt Fornybar	Alt 3	Alt 4
2020	-25	-18	-10	-14	219	219	87	123
2025	-37	-26	-15	-21	324	324	129	182
2030	-25	-18	-10	-14	221	221	88	124
2035	-22	-16	-9	-12	194	194	77	109
2040	-15	-11	-6	-8	131	131	52	74
2045	-14	-10	-6	-8	123	123	49	69
2050	-10	-7	-4	-6	91	91	36	51

Kilde: Cicero, Pöyry

Dersom en økt gassforsyning fra Utsira-feltet, som følge av at feltet elektrifiseres, bidrar til et økt gassforbruk i EU vil dette i seg selv ha en negativ utslippseffekt, altså at utslippet øker. Følgen blir således at utslippet på Utsira-høyden går ned, men at man får en motvirkende effekt av at kraftproduksjonen fra termiske kraftverk på Kontinentet øker. / *tillegg* får man *to* utslippsvirkninger av den frigjorte gassen fra Utsira: den ene er at noe av oljebruken i industri, bygninger osv. erstattes som gir en utslippsreduksjon; den andre er at den frigjorte gassen som ikke erstatter olje (75 %) bidrar til gassforbruk man ellers ikke ville hatt, som altså innebærer en utslippsøkning. Samlet sett kan derfor kombinasjonen av økt gassbruk og frigjorte kvoter i Europa i ytterste konsekvens øke CO₂-utslippene mer enn CO₂-reduksjonene man kan oppnå i Norge ved elektrifisering. Dette viser vi i Figur 33 hvor vi har beregnet akkumulert utslippsvirkning for Alt 2 Karbon inkludert virkningen av økt gassforbruk.

Figur 33 – Akkumulert utslipp i et tilfelle med elektrifisering (karbonmarkedsbasert kraftmarked) og økt gassbruk, mt CO₂



Kilde: Cicero, Pöyry

Dersom vi legger til ekstra utslipp som følge av økt gassforbruk i EU så vil elektrifisering ha en netto negativ utslippseffekt, altså økte utslipp totalt sett sammenlignet med BAU-tilfellet. Det akkumulerte utslippet fra erstatningskraft og det økte gassforbruket er om lag 4 millioner tonn CO₂ høyere enn hva tilfellet ville blitt med konvensjonell løsning. Således viser dette resultatet at elektrifisering i et yttertilfelle kan ha motsatt virkning av hva intensjonen er. Imidlertid må to forbehold med denne slutningen understrekes: For det første kan dette resultatet tolkes som et «verst tenkelige tilfelle» fra et utslippsperspektiv, med tanke på at resultatet er tuftet på diverse antakelser som ikke nødvendigvis vil inntreffe, verken hver for seg eller sammen¹⁵.

For det andre vil ikke den totale utslippsmengden øke ved økt gassforbruk dersom dette økte gassforbruket skjer i sektorer innenfor EU ETS. Tar vi eksplisitt hensyn til kvotesystemet og antar en bindende samlet utslippsskranke vil nettoeffekten av elektrifisering av Utsira på CO₂-utslippene bli mye mindre. I så fall vil en netto CO₂-effekt bare komme fra de sektorene som ikke er inne i kvotesystemet, nemlig deler av industrien, bygninger og transport, og som bruker noe av den frigjorte gassen. Dersom gassbruken i Europa ikke påvirkes av den frigjorte gassen fører elektrifisering til en liten nedgang i de europeiske CO₂-utslippene fordi noen av gassen erstatter olje i ovennevnte sektorer. Dersom CO₂-utslippene går opp i Europa fordi frigjort gass fører til at gassbruken i Europa øker vil europeiske CO₂-utslipp øke på grunn av elektrifiseringen (selv om det er også et lite bidrag til reduserte CO₂-utslipp fordi noe av gassen erstatter olje).

¹⁵ Dette gjelder riktignok alle scenario, og resultatet som diskuteres her må av den grunn ikke utelukkes som et mulig utfall.

8. OPPSUMMERING

I denne studien har vi samlet sammen en helhetlig kvantitativ analyse av de utslippsvirkninger ulike energiforsyningsløsninger på Utsira-høyden fører med seg. Hensikten med studien er å fremstille en nøytral sammenstilling av konseptvalg og resulterende utslipp, beregnet og avledet på en sporbar måte. Vår analyse avgrenses til utslippsvirkninger, og bør derfor ikke utgjøre en fullgod basis for konseptbeslutninger. Snarere ser vi på denne studien som et viktig innspill i elektrifiseringsdebatten sett at den kvantifiserer både lokale og globale utslippseffekter og inneholder et ofte oversett element i elektrifiseringsdebatten; nemlig hvor den frigjorte gassen havner.

Våre analyser finner at utslippsgevinsten er størst dersom energiforsyningen på Utsira-høyden kan dekkes av et dedikert gasskraftverk med fangst- og lagring. Vi antar at Kårstø kan fylle denne rollen. I et slikt tilfelle vil utslippene knyttet til virksomheten på Utsira nesten utelukkende stamme fra faking og andre installasjonsprosesser, samt de lave utslippene man får fra CCGT CCS-verket. En del av disse utslippene kompenseres av at frigjort gass gir utslippsbesparelser på kontinentet.

Et annet alternativ til både konvensjonell løsning og elektrifisering er installasjon av et gassfyrt kraftvarmeverk (eventuelt en gassturbin med en ekstra turbin som drives gjennom dampinjeksjon) snarere enn en åpen gassturbin. Førstnevnte kraftverk vil ha en total virkningsgrad på rundt 80 %, mens konvensjonelle turbiner ligger på nærmere 33 %. En virkningsgrad på 80 % fordrer imidlertid full avsetning på både kraft og varme, og det er ikke gitt at virksomheten på Utsira-høyden er på et nivå som gjør 80 % realistisk. Tilleggsberegninger med virkningsgrader mellom 40 og 60 % viser at gassturbiner på Utsira-høyden må ha en virkningsgrad på 50 % eller mer dersom de europeiske CO₂-utslippene skal bli lavere enn ved kabel fra land. Med en virkningsgrad på 40 % vil utslippene ligge på samme nivå som det karbonprisdrevne elektrifiseringsalternativet.

Våre elektrifiseringsscenarioer, differensiert ut fra hvordan kraftmarkedet er skrudd sammen på lengre sikt, gir begge relativt beskjedne utslippsvirkninger. Her må det presiseres at de utslippsvirkninger som diskuteres ikke er *nasjonale* virkninger, men globale virkninger. Med globale virkninger mener vi at den kraften som Utsira-høyden behøver må skaffes til veie ved å øke produksjonen et eller annet sted i Europa. Dersom vi antar at norske vannkraftverk ikke vil endre produksjonen som følge av Utsira-elektrifisering, ettersom det å gjøre det ville betydd et systematisk avvik fra regelen om at årlig produksjon må stemme overens med tilsig, så må Utsira-kraften komme fra andre kraftverk med oppreguleringsevne. Fornybare kraftverk og kjernekraftverk har ikke denne muligheten. Dermed gjenstår konvensjonelle kraftverk basert på fossile brenselstoffer. Dersom disse kraftverkene står for den såkalte erstatningskraften så vil utslippsbesparelsene bli langt mindre enn hva nasjonale utslippskutt tilsier. I perioden frem mot 2025 vil sågar kullkraft utgjøre en del av erstatningskraften, hvilket betyr at utslippene som følge av elektrifisering i et begrenset antall år er *høyere* enn hva som ville vært tilfelle med konvensjonell løsning. Denne slutningen avhenger imidlertid av at Utsira-elektrifisering i seg selv ikke medfører langsiktige produksjonstilpasninger i Norge (nye investeringer i fornybar kraft). I vår analyse gjør elektrifiseringen ikke det, men dette er til dels et resultat av hvordan våre scenario er konstruert. I teorien vil enhver etterspørselsøkning øke insentiver til investering på forsyningssiden, og dersom dette hadde vært et utfall ville klimagevinstene ved elektrifisering blitt høyere.

Vi har i denne analysen inkludert utslippsvirkningene av gassen som frigjøres ved elektrifisering. Utslippsvirkningene av denne frigjorte gassen avhenger av hvor den havner hen. Dersom vi antar at den kun går med til å erstatte annen gass så blir netto utslippsvirkning lik null. Erstatte den derimot noe olje (eller kull) så blir dette en positiv

utslippseffekt (reduksjon). Det kan også tenkes at den frigjorte gassen marginalt reduserer gassprisen i EU og gassforbruket går marginalt opp. I dette tilfellet vil den frigjorte gassen i hovedsak bidra til økte CO₂-utslipp i Europa.

I de fleste scenarioene ser vi bort fra kvotesystemet i EU. Tar vi eksplisitt hensyn til kvotesystemet og antar en bindende samlet utslippsskranke vil nettoeffekten av elektrifisering av Utsira på CO₂-utslippene bli mye mindre. I så fall vil en netto CO₂-effekt bare komme fra de delene av industrien som ikke er inne i kvotesystemet, bygninger og transport som bruker noe av den frigjorte gassen. Dersom gassbruken i Europa ikke påvirkes av den frigjorte gassen fører elektrifisering til en liten nedgang i de europeiske CO₂-utslippene fordi gass erstatter olje, mens CO₂-utslippene går opp i Europa dersom frigjort gass fører til at gassbruken i Europa øker.

Vår analyse inneholder ikke økonomiske betraktninger eller betraktninger om de ulike løsningenes teknologiske modenhet. Vår analyse gir derfor ikke et fullgodt bilde på om hvorvidt elektrifisering er et godt eller dårlig tiltak sammenlignet med andre tekniske konseptløsninger. Imidlertid peker analysen vår i retning av viktigheten av å holde flere muligheter åpne før en endelig elektrifiseringsbeslutning må tas, ikke bare på Utsira-høyden men også på andre felt som vil dukke opp fremover.

ANNEX A – REFERANSER

- ABB (2013), Personlig korrespondanse via e-post, 8. august.
- Bøeng, A.C. og Rosnes, O (Statistisk Sentralbyrå, 2013), Konsekvenser av Energieffektiviseringsdirektivet i Norge. Energieffektiviseringsforpliktelser og kraftbalanse, Rapporter 26/2013 SSB.
- CICERO, Torvanger, A., Ericson, T. (2013), Fører elektrifisering av plattformer på norsk sokkel til reduserte CO₂-utslepp?, Rapport 2013:3. CICERO.
- Devold, H., Moen, T.-E. (2014), Verden vil elektrifiseres. Publisert 16.4.2014. ABB.
<http://www.abb.com/cawp/seitp202/741efaced8d40791c12579de0030b549.aspx>
- ECON Pöyry (2007), Electrification still on the agenda, Norwegian Continental Shelf Quarterly.
http://www.econ.no/stream_file.asp?iEntityId=3426
- Eurostat (2014), Energy balance sheets 2011-2012. 2014 edition, European Union.
- Eurostat (2013), Energy balance sheets 2010-2011. 2013 edition, European Union.
- Lie, Ø., Nikolaisen, P.-I. (2014), Elektrifisering av Utsirahøyden. Publisert 13.6.2014. Teknisk Ukeblad.
<http://www.tu.no/petroleum/2014/06/13/her-er-regnestykket-som-viser-at-elektrifisering-er-et-klimatiltak>
- Martiniussen, E., Løvås, J. (2014), Kraftkampen. Publisert 9.5.2014. Dagens Næringsliv.
<http://www.dn.no/magasinet/2014/05/09/Elektrifisering-av-sokkelen/kraftkampen>
- NVE (2012), NVEs korttidsstatistikk - Desember 2012.
<http://www.nve.no/PageFiles/14330/M%c3%a5nedsstatistikk%2012%202012.pdf>
- The Oxford Institute for Energy Studies (OIES) (2014), The outlook for natural gas demand in Europe. Paper: NG 87.
- Olje og Energidepartementet (OED) (2012), Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø, utdrag fra NOU 2012: 9.
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/14/4/3.html?id=675603>
- Oljedirektoratet (2012), Elektrifiseringsvurderinger for midtre Nordsjø.
<http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Rapporter/Elektrifiseringsvurderinger%20for%20midtre%20nordsj%C3%B8/Endelig-rapport.pdf>
- Oljedirektoratet (2008), Kraft fra land til norsk sokkel.
<http://www.npd.no/Global/Norsk/3%20-%20Publikasjoner/Rapporter/PDF/Kraft%20fra%20land%20rapport.pdf>
- Oljeindustriens Landsforening (OLF) (2007), Alternativ kraft til norsk sokkel – Vurderinger av reduksjonspotensialet for CO₂, tidshorisont og tiltakskostnader.
<http://www.norskoljeoggass.no/PageFiles/6552/Alternativ%20kraft%20til%20norsk%20sokkel.pdf>
- Pöyry (2011), CO₂-emissions effect of electrification, Commissioned by Statoil, ECON R-2011-041.
- Qvale, P., Ramsdal, R., Taraldsen, L. (2013), Elektrifisering av Utsirahøyden. Publisert 17.12.2013. Teknisk Ukeblad.
<http://www.tu.no/petroleum/2013/12/17/edvard-grieg-plattform-ikke-forberedt-pa-elektrifisering-tross-krav-fra-myndighetene>
- Rosendal, K.-E. (2014), Elektrifisering og klimapolitikk. Samfunnsøkonomen, nr. 5, s. 14-17.
- Ramsdal, R. (2014), Elektrifisering av sokkelen – Effektive gassturbiner er bedre enn elektrifisering. Publisert 19.3.2014. Teknisk Ukeblad.
<http://www.tu.no/petroleum/2014/03/19/-effektive-gassturbiner-er-bedre-enn-elektrifisering>
- Statoil (2014a), Sluttrapport «Utsirahøyden Elektrifiseringsprosjekt». Etablering av infrastruktur for kraft fra land til felt på Utsirahøyden. Notat, RE-UHP-0009.
- Statoil (2014b), Konseptvalget Johan Sverdrup – Kraft fra land. Powerpoint fil.
- Statoil (2014c), Oppfølging av innst. 237 S. Oppfølging av svar vedrørende oversendt dokument 19.08.2014. Notat.
<http://www.offshore.no/iphone/sak.aspx?id=33405>

Welander, I. (2000), Combined cycle plant to power Snorre production platforms. IPWeek, 4 January.
<http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-60/issue-4/technology/combined-cycle-plant-to-power-snorre-production-platforms.html>

ANNEX B – BID3: PÖYRY'S MODEL FOR THE EUROPEAN POWER MARKET

BID 3.0 is Pöyry's power market model, used to model the dispatch of all generation on the European network. We simulate all 8760 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.

We have developed BID 3.0 out of our previous power market models: *BID 2.4* which has sophisticated treatment of hydro dispatch, using Stochastic Dynamic Programming to calculate the option value of stored water; and *Zephyr*, which has underpinned our ground-breaking studies quantifying the impacts of intermittency in European electricity markets and the role flexibility could play in meeting the challenges of intermittent generation. BID 3.0 is highly flexible to use and incorporates the best aspects of our previous models.

BID 3.0 is extensively used;

- It is the modelling platform used for Pöyry's *Electricity Market Quarterly Analysis* reports, giving European power price projections used by major banks, utilities, governments and developers;
- We use BID 3.0 for bespoke projects for a wide range of clients; and
- BID 3.0 is available to purchase, and is used by Energinet, Fingrid, Norsk Hydro, NVE, Statnett, and Svenska Kraftnät.

B.1 Modelling methodology

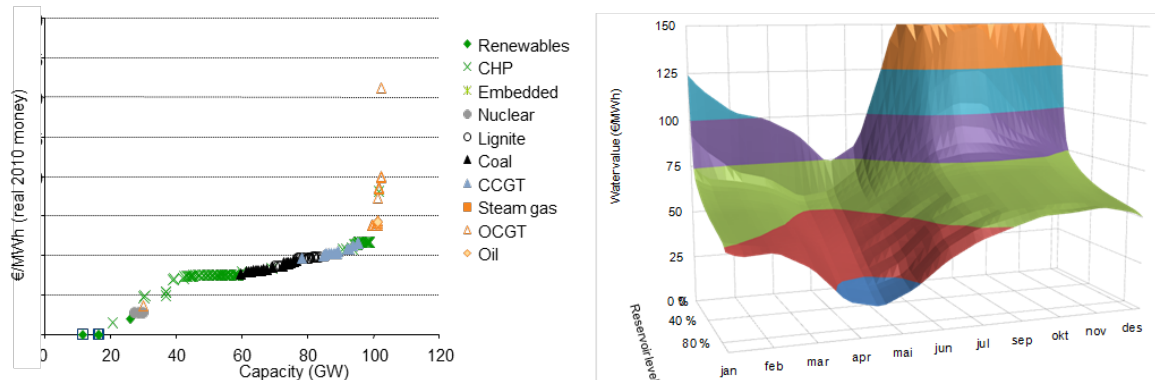
BID 3.0 is an economic dispatch model based around optimisation. The model balances demand and supply on an hourly basis by minimising the variable cost of electricity generation. The result of this optimisation is an hourly dispatch schedule for all power plant and interconnectors on the system. At the high level, this is equivalent to modelling the market by the intersection between a supply curve and a demand curve for each hour.

B.1.1 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. shows and example merit order curve for thermal plant.
- **Dispatch of hydro plant.** Reservoir hydro plants can be dispatched in two ways:
 - a simple 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; or
 - 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. Figure 7.1 shows an example water value curve, and Section B.4 presents this methodology in more details.

- **Interconnector flows.** Interconnectors are optimally utilised – this is equivalent to a market coupling arrangement.

Figure 1 – Thermal plant merit-order, and water value curve



B.1.2 Power price

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

- **Short-run marginal cost.** The SRMC is the extra cost of one additional unit of power consumption. It is 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

B.2 Input data

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

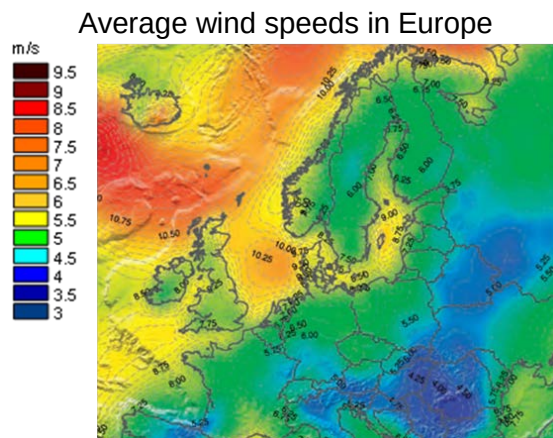
- **Demand.** Annual demand projections are based on TSO forecasts and our own analysis. For the within year profile of demand we use historical demand profiles – for each future year that is modelled we use demand profiles from a range of historical years.
- **Intermittent generation.** We use historical 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). This means we capture any correlations between weather and demand, and can also model a variety of conditions – for example a particularly windy year, or a cold, high demand, low wind period.
 - Our wind data is based on reanalysis of satellite observations and weather modelling¹⁶, and gives hourly wind speeds at grid points on a 20km grid across

¹⁶ Provided by the company Anemos, <http://www.anemos.de>

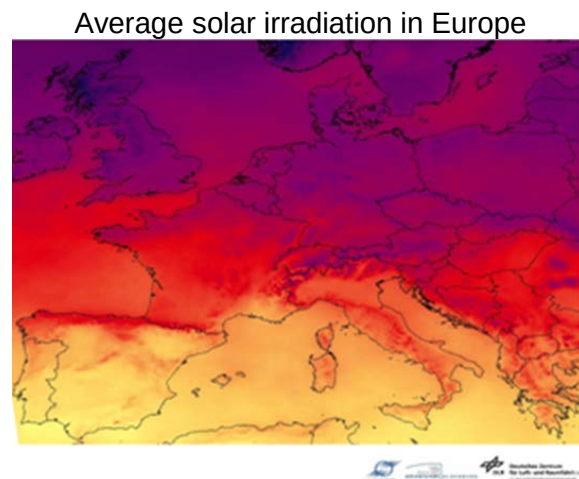
Europe, at hub height. shows average wind speeds based on this data. Hourly wind speed is converted to hourly wind generation based on wind capacity locations and using appropriate aggregated power curves.

- The solar radiation data¹⁷ is converted to solar generation profiles based on capacity distributions across each country. Figure 2 shows average solar radiation based on this data.
- **Fuel prices.** Pöyry has a full suite of energy market models covering coal, gas, oil, carbon, and biomass. These are used in conjunction with BID 3.0 to produce input fuel prices consistent with the scenarios developed.

Figure 2 – Average wind speeds in Europe



Source: Anemos, data resolution 20km by 20km



Source: Transvalor, data resolution 2km by 2km

B.3 Model results

BID 3.0 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 in Figure 3 and Figure 4.

¹⁷ Data from Transvalor, <http://www.soda-is.com>

Figure 3 – Hourly dispatch and related metrics

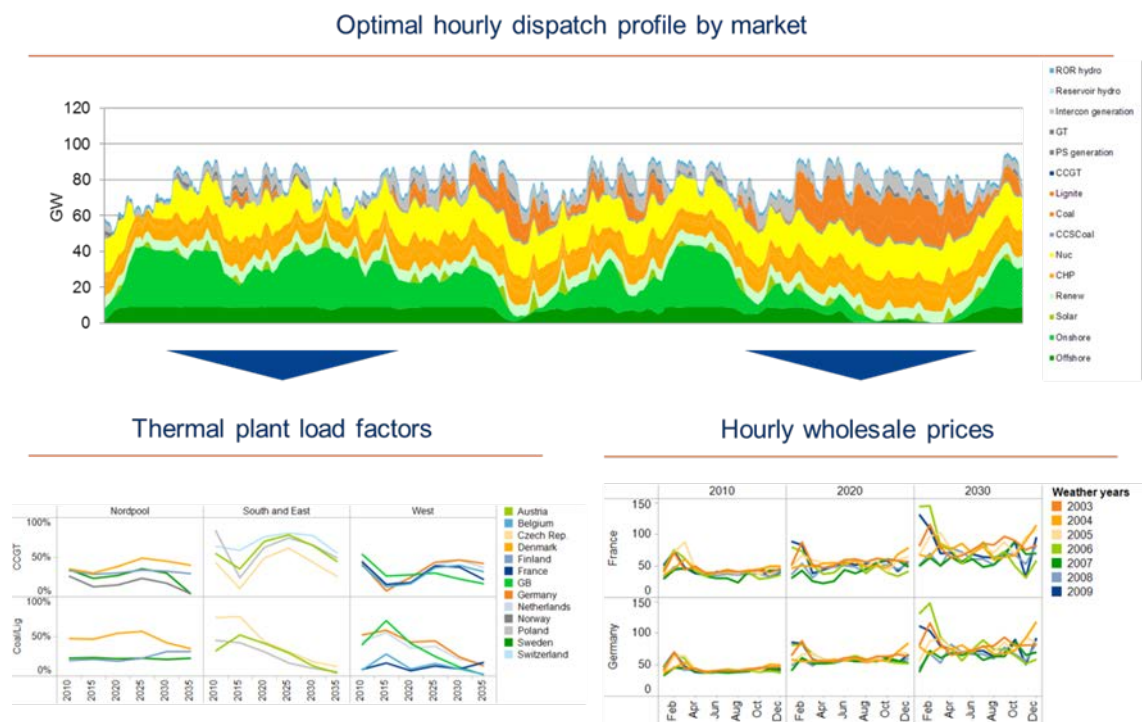
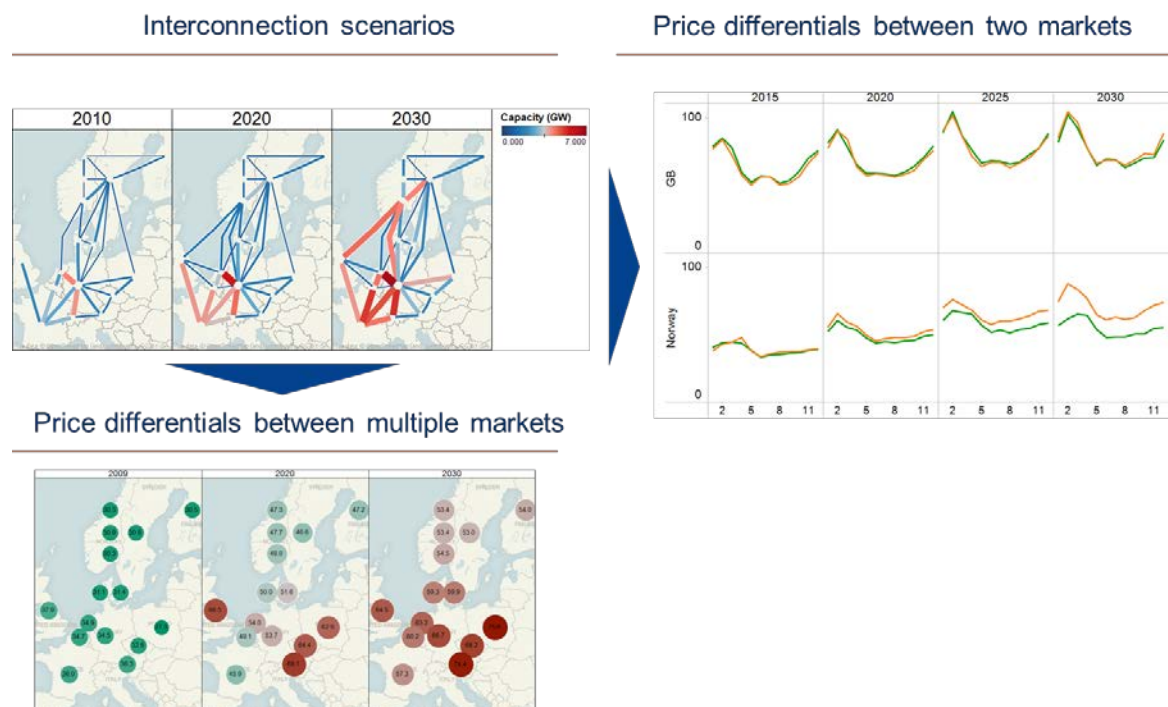


Figure 4 – Interconnector value assessment

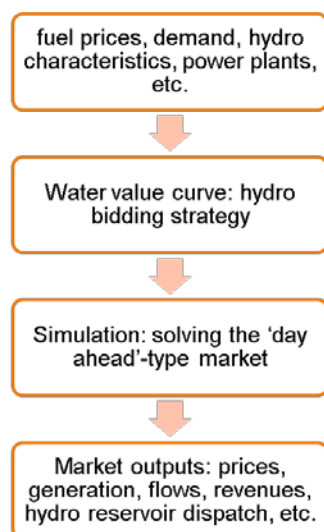


B.4 Description of the hydro dispatch optimisation

Pöyry has implemented a Stochastic Dynamic Optimisation (SDP) methodology to optimise reservoir hydro dispatch under uncertainty of future inflows. In the hydro-dominated areas like the Nordic region it is critical to use such a technique, as the uncertainty of future inflows greatly affects the pricing of electricity on the spot market. If all players knew their future inflows, they would price their water much more aggressively and would not hesitate to go down to very low reservoir levels. In reality, market players are conservative in their use of water, to ensure that they can always meet the demand from their customers even in very dry years. This optimisation methodology is used by most market players in the Nordics as one of the steps to determine their bidding price into the market.

The principle of the methodology implemented in BID3 is described in Figure 5.

Figure 5 – Optimisation sequence



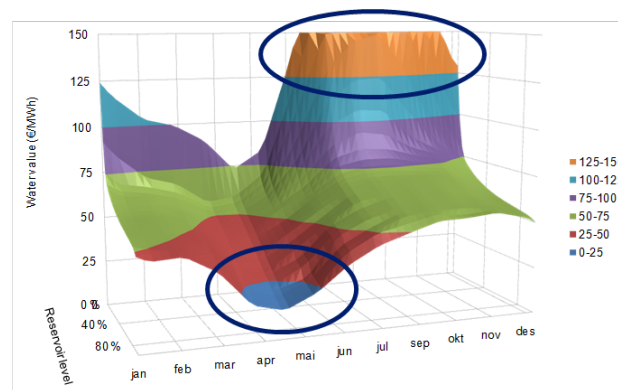
BID3 creates a 'bidding strategy' for reservoir hydro assets called 'Water Value Curve', whereby the dispatch decisions of reservoir hydro at any point in time are robust to a variety of future inflow situations. This takes the form of a bidding price for an asset, called 'water value', determined according to several parameters: the hydro reservoir level for the asset considered, the reservoir level in other assets, and the time of the year.

This bidding price is then used in the Market Simulation like a 'fuel price' for the use of water.

The water value represents the cost increase in electricity supply that the region would face if it had one less MWh of water in the reservoir. This opportunity cost is the value at which a hydro market player offers production into the market.

Figure 6 shows a simplified water value curve, where all assets in the scope are assumed to have the same reservoir level. Each week, the model determines a new bidding price for reservoir hydro depending on the reservoirs' level at the end of the previous week.

Figure 6 – Example Water Value Curve



The two circled areas show interesting periods:

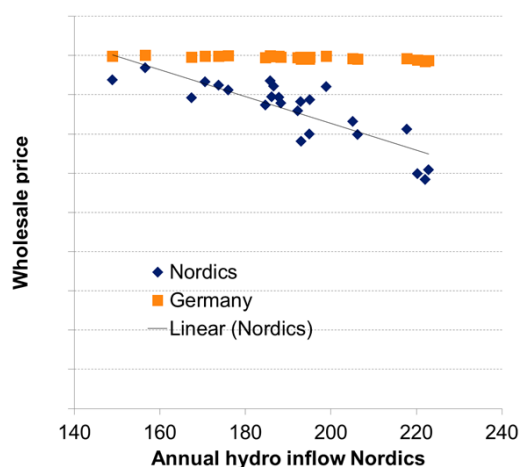
- When reservoirs are nearly empty before winter period: water is expensive, the hydro players are only willing to produce when the power prices is very high
- When reservoir are nearly full near the snow melting period: water is cheap, hydro players want to undercut other generation to avoid spilling in case of high inflow

Source: Pöyry's BID3 power market model

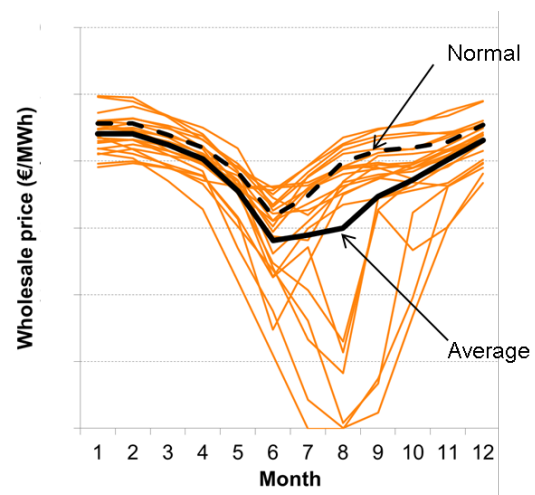
Figure 7 shows example of applications of this water value curve. The left-hand side picture shows the impact of hydrology on annual prices – the more inflow, the lower the price. The right-hand side picture shows monthly price results across twenty consecutive hydro inflow patterns, all other inputs being equal. Note that this picture does not represent the full range of weather-related price variations: dry years are often cold in the Nordics, which could create periods of price peaks in winter.

Figure 7 – Influence of hydrology on power prices

Influence of hydrology on annual prices



Monthly prices across 20 historical hydro inflow patterns



Source: Pöyry BID3 analysis

Source: Pöyry BID3 analysis

B.5 Purchase of BID 3.0

BID 3.0 is available to purchase, and is used by many organisations (Figure 8). If you are interested in obtaining BID 3.0 or power plant datasets for your organisation please email bid3@poyry.com.

Figure 8 – BID 3.0 clients



Pöyry is a global consulting and engineering firm

Pöyry is a global consulting and engineering company dedicated to balanced sustainability. We offer our clients integrated management consulting, total solutions for complex projects and efficient, best-in-class design and supervision. Our in-depth expertise extends to the fields of industry, energy, urban & mobility and water & environment. Pöyry has 7000 experts operating in about 50 countries.

Pöyry's management consultants guide our clients and help them find solutions to complex business challenges. Over the years we have accumulated a vast source of industry-specific knowledge, thought leadership and expertise. We put that knowledge to work for our clients – adding insight and new ways to solve business-specific problems. Pöyry Management Consulting has about 500 consultants in Europe, North-America and Asia Pacific.

Pöyry Management Consulting Offer insight and understanding into the complex interaction between markets, technology and policy. For more than 20 years we have guided informed decision making across business, organizations and the public sector. We offer three integrated types of services and ways of working: Market analysis, Market design, and Strategy and business consulting. Our three core competence areas are Energy, Economics, and Environment and climate.

Pöyry Management Consulting (Norway) AS

Grensen 16
0159 Oslo
Norway

Tel: +47 45 40 50 00
Fax: +47 22 41 19 00
E-mail: oslo.econ@poyry.com

www.poyry.no