



Universitetet  
i Stavanger

Osmundsen, P. (2012) Landkraft til havs: Hvem er det som spør? *Praktisk økonomi og finans*, 29(2), pp. 71-83

Lenke til publisert versjon: [http://www.idunn.no/ts/pof/2012/02/landkraft\\_til\\_havs\\_hvemerdetsomspoer?highlight=#highlight](http://www.idunn.no/ts/pof/2012/02/landkraft_til_havs_hvemerdetsomspoer?highlight=#highlight)  
(Det kan være restriksjoner på tilgang)



UiS Brage  
<http://brage.bibsys.no/uis/>

Denne artikkelen er gjort tilgjengelig i henhold til utgivers retningslinjer.  
Det er forfatterens siste upubliserte versjon av artikkelen etter fagfelleevaluering, såkalt postprint.  
Dersom du skal sitere artikkelen anbefales det å bruke den publiserte versjonen



# Landkraft til havs: Hvem er det som spør?

av Petter Osmundsen

## Sammendrag

Elektrifisering vil si å erstatte gass-generatorer til drift av petroleumsvirksomhet med kraft fra land. Problemstillingen belyses i artikkelen fra et bedriftsøkonomisk og et samfunnsøkonomisk perspektiv ved hjelp av to sentrale og dagsaktuelle case. Det ene caset er samordnet tiltakskostanalyse for elektrifisering av feltene Dagny, Draupne og Luno. Det andre caset er en analyse av onshore elektrifisering av et eksisterende felt (ombygging), ved Hammerfest LNG. Artikkelen diskuterer også effekt av elektrifisering på forsyningssikkerheten for petroleumsvirksomheten og for fastlandet.

## 1 Innledning<sup>1</sup>

Elektrifisering vil si å erstatte gass-generatorer med kraft fra land.<sup>2</sup> Artikkelen starter med å analysere valg av elforsyning fra bedriftenes synspunkt. Artikkelen gjennomgår de bedriftsøkonomiske kalkylene av elektrifisering. Kostnader, forsyningssikkerhet, CO<sub>2</sub>-avgift og CO<sub>2</sub>-kvoter er her sentrale stikkord. Deretter sammenlignes bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

For å konkretisere resonnementene diskuterer jeg to case innen elektrifisering. Det ene caset er samordnet tiltakskostanalyse av feltene Dagny, Draupne og Luno. Analysen er utført av operatørselskapene Statoil, Det Norske og Lundin. Dette er et dagsaktuelt prosjekt som er av faglig interesse da det demonstrerer betydningen av samordning. Feltene ligger på Utsirahøyden i Nordsjøen, der også storfundet Johan Sverdrup ligger. Ett alternativ som vurderes er samordnet utbygging av elektrifisering for hele området. Det andre caset er en analyse av onshore elektrifisering av et eksisterende felt (ombygging), nærmere bestemt utredning om mulige CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak ved Hammerfest LNG (Snøhvit-feltet).

## 2 Analyser av elektrifisering

Gitt grunnrente knyttet til knappe petroleumsressurser vil det viktigste for oljeselskapene være å sikre garantert kraftforsyning. Det vil være ulike kostnader knyttet til ulike kilder for kraftforsyning, men i et verdiperspektiv vil inntektssiden og dermed forsyningssikkerheten i de fleste sammenhenger være dominerende. Nedetid som følge av manglende kraft blir ofte sagt kun å medføre utsatte inntekter. Strengt tatt er dette riktig, men utsettelsen blir ofte svært lang. Dette er analogt til kostnadsberegninger knyttet til nedetid i forbindelse med sikkerhetsutfordringer.<sup>3</sup> Produksjonsutstyr, prosessutstyr og transportsystemer er normalt designet for en bestemt platåproduksjon. Nedstengning av produksjon lar seg derfor ikke kompensere i ukene eller månedene etter hendelsen, men må tas på slutten av feltets levetid om reservoarmessige forhold tillater det. Neddiskontert verdi av eventuell tilleggsproduksjon i slutfasen blir i praksis liten, og oljeselskapene behandler dette som tapt inntekt i sine kalkyler.

Kraft fra land reiser nye problemstillinger knyttet til forsyningssikkerhet. Fra å være

selvforsynt med kraft blir oljeselskapene nå avhengig av leveringssikkerheten i nettet. Aktuelt her er hvordan petroleumsnæringen blir prioritert i en krisesituasjon, hvor robust nettet er for eksempel i forhold til sterk vind, samt i hvilken grad Statnett tar høyde for økt kraftbehov over et felts livssyklus. Dette blir behandlet i del 5. Et annet spørsmål i denne sammenheng, som diskuteres i del 6, er om kraft fra en enkelt kabel fra land oppleves som tilstrekkelig sikkert eller om man må ha backup. Dette har stor betydning for kostnader knyttet til elektrifisering.

Kostnadene for elektrifisering defineres som ekstrakostnader i forhold til beste alternativ. Det er altså differansekontantstrømmer som er relevant. Man skal ta kostnadene for elforsyning fra land og så trekke fra kostnadene ved beste alternativ som ofte er gass-generatorer offshore. Hvis man må duplisere for å få tilstrekkelig forsyningsikkerhet, trekker dette opp. Hvis man kan velge en lettere utbyggingsløsning fordi man sparer dekksplass for gassgeneratorer offshore, skal fordelene trekkes fra i kostnadsberegningen. Hovedelementene som vurderes å være de primære driverne for eventuell overføring av kraft fra land, nevnes i OD, OLF, Statoil, Hydro, ConocoPhillips (2004) som HMS-effekter, redusert brenngassforbruk (alternativ verdi), reduserte miljøkostnader (CO<sub>2</sub> og eventuelt NO<sub>x</sub>), reduserte driftskostnader ved eksisterende kraftstasjoner offshore, og regularitet/tilgjengelighetseffekter.

Forutsetningen for å bygge ut nye felt med kraft fra land, eller modifisere eksisterende innretninger, er fra selskapenes side at det er lønnsomt sammenliknet med tradisjonelle gassdrevne turbiner. Kontantstrømprofilen kan være ulik. Elektrifisering vil ofte innebære større investeringer i dag, mot lavere driftsutgifter senere – sammenliknet med gassturbiner.

For felt som ligger i noenlunde nærhet av hverandre og har noenlunde sammenfall i modning og utbyggingstidspunkt, kan det være en stor økonomisk gevinst knyttet til samordnet utbygging. Dette gjelder selv om det ikke skulle være kommunikasjon mellom reservoarene. Det gjelder også i tilfeller der man pga. avstand må ha flere produksjonsheter, ettersom det fortsatt er mye å vinne på felles transportløsninger og felles prosessanlegg. Her er det betydelige stordriftsfordeler, og en samordning kan gi en relativt stor reduksjon i både investerings- og driftskostnader. På lik linje med andre kostnader gjelder dette også for elektrifisering. Samordning er ofte vanskelig å få til gjennom frivillige forhandlinger mellom lisenser, noe som er aktualisert med nytt aktørbilde på sokkelen.

Innen klimaanalyser gjøres to typer økonomiske beregninger: 1) nåverdianalyser og 2) beregninger av kostnadsannuitet, såkalt tiltakskost, gitt ved nåverdien av ekstrakostnadene delt på nåverdien av utslippsreduksjonene.<sup>4</sup> Førstnevnte er det vanlige beslutningskriteriet for prosjekter, både i offentlig og privat sektor, og gir et riktig inntrykk av prosjektøkonomien. Sistnevnte – som benyttes mye innen klimaanalyser for å sammenligne ulike rensetiltak – er egentlig ikke et beslutningskriterium, men kan fungere som dette under gitte forutsetninger; se Bøhren og Gjørnum (2009), s. 225.

Annuiteter synes å ha blitt en etablert standard for beregning av miljøkostnader. En fordel er antagelig det pedagogiske – tiltakskosten kan sammenlignes med kvoteprisen på CO<sub>2</sub>, og man kan sammenligne ulike klimatiltak av ulik varighet. Men dagens kvotepris er ikke uten videre sammenlignbar med en annuitetskostnad. Kvoteprisen vil variere over tid. For å benytte annuiteter i beslutningssammenheng forutsetter man en stabil CO<sub>2</sub>-pris.

### 3 Case Snøhvit

Første del av studien Statoil (2011) var en utvelgelsesprosess der CO<sub>2</sub>-fangst og lagring samt elektrifisering med flere ulike metoder for varmegenerering ble studert.

Utvelgelsesprosessen konkluderte med at elektrifisering, dvs. å erstatte alle gassturbinene som produserer kraft og varme med kraft fra elektrisitetsnettet, var det mest lovende CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak for Hammerfest LNG. Dette tiltaket ble foreslått modnet videre.

Tiltaket forutsetter at de planlagte nye 420 kV kraftlinjene Ofoten – Balsfjord og Balsfjord – Hammerfest blir realisert og at tilstrekkelig kraft er tilgjengelig i Hammerfest. Ettersom energianlegget ved Hammerfest LNG er effektivt i og med at eksosvarme gjenvinnes, og har en totalvirkningsgrad på omtrent 70 %, er det etter oppfatningen til Statoil (2011) en forutsetning at kraften som hentes fra linjenettet kommer fra CO<sub>2</sub>-frie kilder for at elektrifisering skal være et godt CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak.

De to mest lovende CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak for Hammerfest LNG er ifølge studien følgende:

Alternativ 1: Erstatte eksisterende gassturbingeneratorpakker med import av kraft fra linjenettet og produsere varme med direkte oppvarming av hetolje i gassfyrte kjel, uten CO<sub>2</sub>-fangst.

Alternativ 2: Erstatte eksisterende gassturbingeneratorpakker med import av kraft fra linjenettet og indirekte oppvarming av hetolje med damp produsert i kjel fyrt med biomasse. Dampen varmeveksles med hetolje.

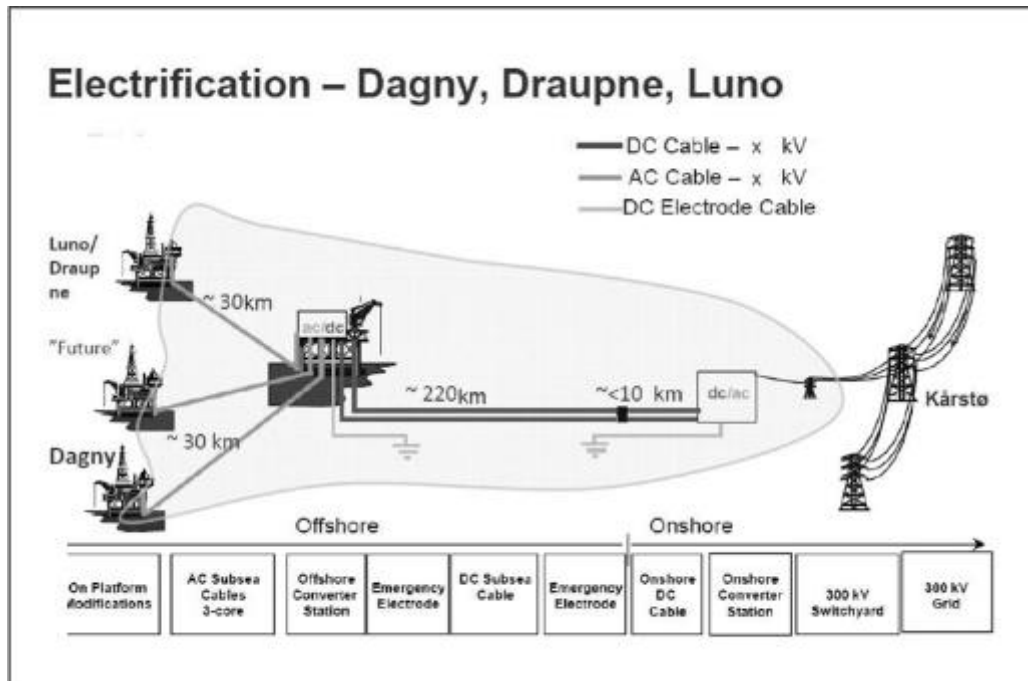
Tiltakskost for de to alternativene er beregnet til henholdsvis 1478 og 1918 NOK/tonn CO<sub>2</sub>.<sup>5</sup> Tiltakskostnader er beregnet basert på estimerte investeringskostnader for hvert tiltak, økning/reduksjon av driftsutgifter sammenliknet med referansecaset, endring i gass tilgjengelig for salg pga. redusert behov for fuelgass, samt reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp. Investeringskostnader knyttet til de nye kraftlinjene (Ofoten – Balsfjord, Balsfjord – Hammerfest) er ikke tatt med i beregningene. Dette er en regning som tilfaller storsamfunnet.

Tiltakskost er beregnet ut fra nåverdiprinsippet, der enhetskost beregnes ved at diskontert nåverdi av tiltakets delta kostnader i forhold til referansecaset divideres med diskontert reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp over tiltakets levetid (2017–2040). Kontantstrømmen i de to alternativene er gitt ved inntekter i form av ekstra salg av frigjort gass, minus kostnader gitt ved investeringer, andre driftsutgifter, og kostnad for kjøpt strøm.

Oppgradering av eksisterende anlegg er blant de aller dyreste klimatiltakene, noe som reflekteres i det høye nivået på tiltakskost. Oljeselskapene vil i sine bedriftsøkonomiske betraktninger sammenligne tiltakskosten med utslippskostnaden. Summen av CO<sub>2</sub>-avgift og klimavoter ligger på rundt 300 kroner per tonn, og det er følgelig helt klart at prosjektet ikke er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Bedriftsøkonomisk har de to prosjekialternativene en negativ nåverdi på 8 og 16 milliarder kroner. En samfunnsøkonomisk vurdering av prosjektet gis i del 7.

## 4 Case Dagny, Draupne og Luno

Jeg fortsetter med analyser av offshore elektrifisering for nye felt, nærmere bestemt separat versus samordnet tiltakskostanalyse av feltene Dagny, Draupne og Luno. Tiltakskostanalyse er utført av operatørselskapene Det Norske, Statoil og Lundin (august 2011), etter krav fra norske myndigheter.



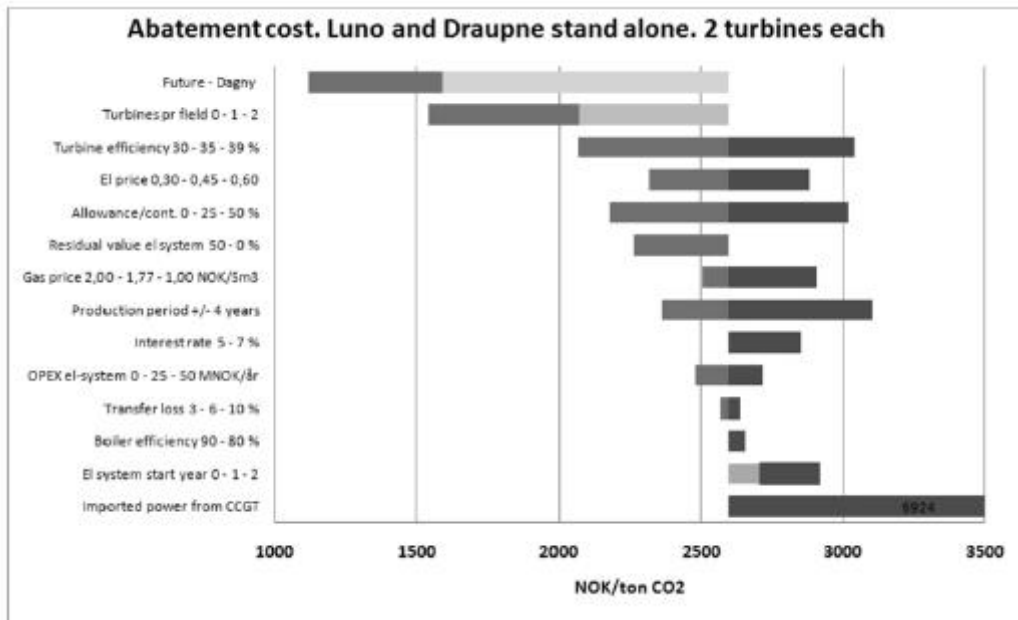
Figur 1. Illustrasjon av samordnet elektrifisering. Kilde Det Norske, Statoil og Lundin (2011).

Ved felt som ligger langt fra land, som er tilfelle her, baserer man seg på høyspent likestrømsoverføring (HVDC), se OD, OLF, Statoil, Hydro, ConocoPhillips (2004). En HVDC-forbindelse innebærer å omforme vekselstrøm fra det elektriske systemet på land til likestrøm (dedikert landstasjon), og deretter overføre likestrøm i sjøkabler til en egen mottaksstasjon offshore (krever ofte egen installasjon pga. størrelse og vekt). På denne mottaksstasjonen blir høyspent likestrøm omformet til høyspent vekselstrøm.

Deretter blir vekselstrømmen nedtransformert til en lavere vekselspanning og så distribuert på sjøkabler til de eksisterende installasjoner i området. Kommentar er vel egentlig overflødig: dette er kostbart. Hvis vi tenker tilbake til debatten om Hardanger-mastene, så var nettopp transformering av kraften et vesentlig argument mot sjøkabel, da man på begge sider av fjorden måtte ha svært store transformatorer. Problemstillingen er enda mer aktuell i oljebransjen, da det er svært dyrt å anbringe en slik transformator offshore. Analysen viser imidlertid at kostnadene kan holdes nede dersom man klarer å realisere en samordnet elektrifisering.

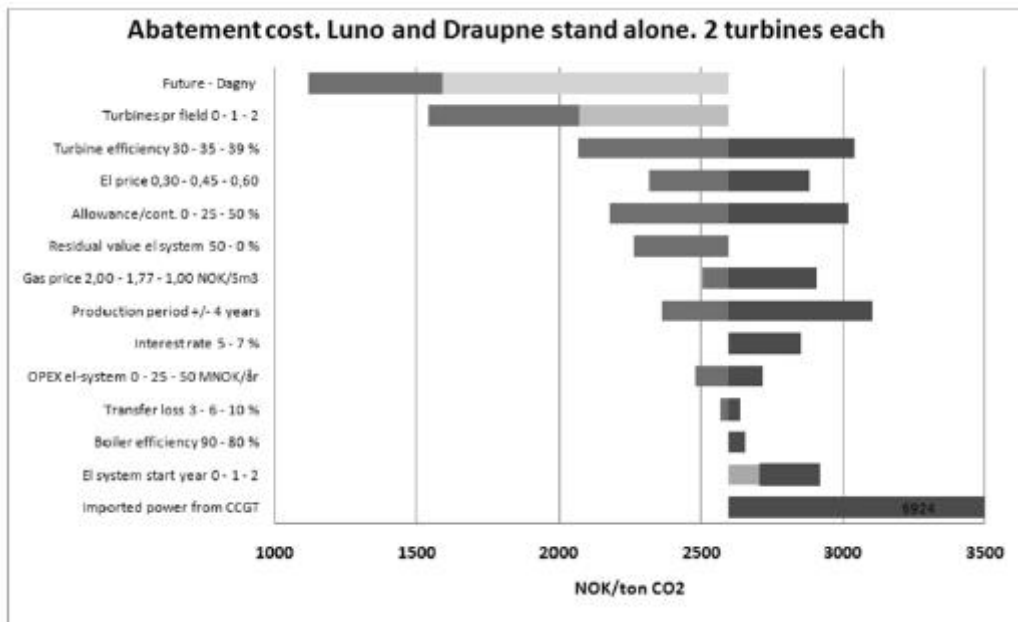
Årsaken er stordriftsfordeler i overføringen av kraft fra land og ikke minst gevinsten av å ha en felles el-hub offshore. For å realisere kostnadsbesparelser er det en forutsetning at koordineringen er tett, blant annet at løsningen med strøm fra land må være tilgjengelig for alle felt før feltutbygging, slik at man slipper dupliserende utbygging med offshore gasskraft backup. Kostnadsberegninger for separate elektrifiseringsprosjekter til feltene gir dramatisk

høyere kostnadsestimater. I en tilleggsmerknad på slutten av rapporten (eget appendiks) nevner Statoil at tiltakskostnadene kan bli enda lavere om man også får med et fjerde felt. Man er da på et bedriftsøkonomisk nivå der kostnaden ved elektrifisering ikke overstiger innsparingen for selskapene i form av reduserte kvotekjøp og spart CO<sub>2</sub>-avgift.



Figur 2. Tiltakskost for elektrifisering. Samordnet elektrifiseringsløsning for Luno, Draupne og Dagny, uten backup. Kilde: Det Norske, Statoil og Lundin (2011)

Neste kostnadsberegning er der Dagny har egen løsning for kraft, men der Luno og Draupne samarbeider om elektrifisering. Utbyggingsløsningen har imidlertid også fullt opplegg for gasskraft – to generatorer per plattform. Dette kan være for backup eller fordi elektrifiseringsløsningen kommer etter utbygging av feltene. Vi ser at backup og manglende samordning øker tiltakskostnaden med rundt 300 prosent.



Figur 3. Tiltakskost for elektrifisering. Samordnet elektrifiseringsløsning for Luno og Draupne, med full gassgenerering i tillegg. Kilde: Det Norske, Statoil og Lundin (2011).

Det er i analysen av samordningscasen beregnet en betydelig kostnadsfordel knyttet til å ha en felles el-hub offshore. Dette er imidlertid ikke umiddelbart en gevinst av elektrifisering som sådan, men mer generelt av samordning. Rapporten har ikke sett på tilsvarende samordning av gasskraft – en hub for generering av gasskraft – som ventelig også vil gi lavere enhetskostnader. I stedet har man som referansecase benyttet utbygginger med to gassgeneratorer per felt. Ettersom det relevante alternativet med samordnet gasskraft ikke er utredet, er det tegn som tyder på at rapporten undervurderer tiltakskosten for tilfellet med samordning.

Kraften er planlagt hentet fra det nordiske/europeiske nettet med tilknytningspunkt ved Kårstø i Rogaland. Rapporten siterer Statnett på at tilknytningspunktet er sterkt, har redundans og høy forsyningssikkerhet. Det er god tilgang på strøm i området, blant annet som følge av delvis nedtrapping av Hydros virksomhet på Karmøy. Kraftsituasjonen må imidlertid ses i sammenheng med eventuell elektrifisering av feltet Johan Sverdrup – Statnett uttalte seg kun på basis av et kraftbehov på 150MW. Dette feltet har flere ganger fått oppjustert sine reserveestimer, og samlet kraftbehov er etter hvert meget betydelig. Det er også viktig å huske at kraftbehovet øker over feltenes utviklingssyklus. Det er videre ikke avklart om Hydro ønsker å starte ny industriaktivitet på Karmøy. Det er viktig å unngå forsyningsproblemer slik vi har sett for Ormen Lange og Troll-feltet.

Analysen oppgir tiltakskost (enhetskost), men ikke alle underlagsdata. Den er ikke transparent og ikke lett etterprøvable. Beregningen av tiltakskost opplyses å være basert på tilbud. Når ulike forhold i et tilbud ikke er klarlagt, men at man skriver at man skal komme tilbake til disse, betyr dette at forventet kostnad er høyere enn tilbudssummen. Det vanlige er å ta en ekstra runde for å avklare flest mulig slike punkter (som normalt medfører påplussinger), og gjøre avsetninger til uforutsette forhold (*contingency*) på det som ikke lar seg avklare på gjeldende tidspunkt.<sup>6</sup> Det virker ikke som om dette er gjort i tilstrekkelig grad. Antagelig fordi lisensgruppen anså det som unødvendig. Når konservative kostnadsanslag selv med de gunstigste forutsetningene gir tiltakskost på det dobbelte av selskapenes gjeldende

utslippskostnad, har de utført sin utredningsplikt og trenger ikke bruke mer tid på kostnadsestimering.

## 5 Forsyningsikkerhet og -elektrifisering

En stor økning i etterspørselen etter kraft fra oljevirksomheten fører til regional kraftmangel, slik vi så med Ormen Lange-anlegget i Møre og Romsdal<sup>7</sup>, og som vi nå ser med Troll A i Bergen.<sup>8</sup> Det er følgelig en konflikt med den sentrale målsettingen om forsyningsikkerhet. Kraftmangel truer forsyningsikkerheten til husholdningene og svekker rammebetingelsene for annet næringsliv. I praksis medfører det også ekstrakostnader for fellesskapet. Et konkret eksempel på dette er reservekraftverkene i Midt-Norge til 2,3 milliarder kroner som følge av Ormen Lange-utbyggingen.<sup>9</sup>

Når man først har valgt å drive et petroleumfelt med landstrøm er det for sent å endre energiform. Troll A utenfor Bergen er bygget ut med landstrøm og er en av de utløsende faktorene for den nye krafttraseen som nå er under oppføring gjennom Hardanger.<sup>10</sup> Siden man historisk valgte landstrøm, ble følgelig heller ikke plattformdekkene dimensjonert for gassturbiner. Når anlegget nå skal oppgraderes med økt kompresjon for å holde reservoartrykket og produksjonen oppe er man av denne årsak, samt en rekke andre tekniske forhold, dermed helt avhengig av strøm fra land. Statnett ønsket å nekte Trollfeltet strøm og dermed utsette prosjektet, men har siden snudd. Opprinnelig ble petroleumprosjektet Troll oppgradering, som er et svært lønnsomt og tidskritisk prosjekt for økt oljeutvinning satt bakerst i køen. Statnett skal foreta samfunnsøkonomiske beregninger i sin virksomhet. Man kan lure på hvordan man praktiserer samfunnsøkonomi i Statnett når de setter prosjektet med størst dekningsbidrag per knapp energienhet bakerst i sin rangering.

At petroleumfelt trenger mer energi over tid synes ikke å ha vært med i planen til Statnett. Bare oppgraderingen på Trollfeltet krever en energimengde større enn forbruket til 50.000 bergensere. Omfanget av energibehovet synes å ha vært undervurdert, til tross for at dette har vært kjent helt siden feltet ble bygget ut. Manglende planlegging medfører ustabile rammebetingelser for Norges største og mest lønnsomme næring.

De to eksisterende kompressorene for Troll har samme forsyningsavtale som andre stor-kunder. Troll-lisensen er nå i gang med å installere to nye kompressorer, og avtalen om strømforsyning er slik at leveranse til disse kompressorene er den første som vil tas av og den siste som vil tas på ved eventuelle forsyningsvansker. Det er viktig at linjeforsterkelsen mellom Mongstad og Kollsnes kommer på plass i god tid før tredje og fjerde kompressor på Troll. Både linjeforsterkelse og olje/gassutvinning ligger i samme departement og hvis man anerkjenner betydningen av stabile gassleveranser fra Norge, så bør denne forsterkelsen bli prioritert. I forbindelse med Troll tredje og fjerde kompressor har man installert ekstra kabler som har egen trase, i tilfelle problemer med eksisterende vekselstrømkabel. Dette er kanskje en indikasjon på at den vanlige løsningen med kabel ikke er optimal. Eksisterende kabler ligger i en trase og alle nye kabler til 3 & 4 ligger i ny trase. Mens ellers opplyses stabiliteten å være veldig god. Backup av elforsyning til petroleumproduksjon diskuteres nærmere i del 6 nedenfor.

Elektrifisering kan også svekke den allmenne forsyningsikkerhet i Norge. Petroleumindustrien trenger sikre leveranser av strøm, ikke tilfeldig kraft. Deler av virksomheten kan justere ned kraftforbruket i korte tidsintervaller, men ikke utover dette. Her er det svært store økonomiske verdier på spill og langsiktige gasskontrakter med kunder i



utlandet. Eventuelle driftsstanser ved norske eksportanlegg for petroleum vil svekke troverdigheten til norsk petroleumseksport. Det vil ha konsekvenser for salgsværdi i nye kontrakter og vil bli utnyttet til fulle av gasskjøperne i reforhandlinger av eksisterende kontrakter. Det økonomiske tapet av eksportstans er svært stort. Man må følgelig tenke seg om før man i stor stil introduserer en næring i det nasjonale strømmettet som har svært stor, økende og lite fleksibel kraft-etterspørsel.

Følgende uttalelse fra leder av Statnett, Auke Lont, er ikke beroligende i denne sammenheng:<sup>11</sup>

«Driftsmarginen i nettet har de siste årene blitt stadig mindre. Det gjør det vanskeligere å drifte kraftsystemet på en stabil måte og fører til problemer med å få kapasitet i nettet til å gjennomføre nye prosjekter».

## 6 Backup av elforsyning til petroleumsproduksjon

Et viktig spørsmål knyttet til elektrifisering er forsyningssikkerhet for strømmen som forsynes fra land relativt til strømforsyning med gassgeneratorer. Det er vanligvis dobbel kapasitet (full backup) på plattformer som drives av egne gassturbiner. For at elektrifisering skal kunne la seg realisere må man kjøre uten backup. Man kunne hatt ring-struktur eller duplisering i kablingen, men det er for dyrt. Hardangerlinjen ble ikke ført i fjorden blant annet fordi eventuelle problemer med kabel ville ta lang tid å utbedre. En av de norske utvekslingslinjene med utlandet har vært ute av drift i lang tid.

I det følgende redegjøres for eksisterende kunnskap på dette området, blant annet basert på beregninger foretatt av DNV. Det angis at en enkelt kabeltilkobling til land (til et «sterkt sted i nettet») sannsynligvis har noe bedre tilgjengelighet enn en tradisjonell kraftstasjonsløsning med 2x100 % gassturbiner. Gassturbiner har mer vedlikehold og flere tripper enn en kabel – og selv med 2x100 % gassturbiner får man antageligvis noe høyere tilgjengelighet med kun en kabel. Dette er gitt at man har et «robust tilkoblingspunkt» på land og at kabelen jettes ned i sjøbunnen (slik at den ikke skades av trål) eller begraves under grus der ned-jetting ikke er mulig (fast bunn/fjellbunn).

Andre fagekspertene er uenig i denne vurderingen. Noen turbiner, f.eks. lavNO<sub>x</sub>-turbiner var tidligere litt vanskelig å drifte, og var utsatt for tripper både titt og ofte. Oppfatningen er imidlertid at alle turbiner i dag, og i alle fall de vi kjenner best/har flest av i flåten, er meget driftssikre. Ved en tripp er de også oppe igjen etter veldig kort tid (1 – 3 døgn). Ved brudd i strømkabel vil normalt restaureringstiden vil ta vesentlig lengre tid. Da renner pengene ut selv med 2x 60 % kabel.

Her kan det også tilføyes at erfaringen fra elektrifisering så langt er at tilkoblingspunktet på land ikke alltid har vist seg så robust, spesielt ikke om man tar hensyn til det faktum at petroleumsfelt har økende kraftbehov over tid og at konsesjonsbehandling og utbygging av nye krafttraseer ofte tar lang tid. Trollfeltet har fått føle dette.

Det er også reist spørsmål ved robustheten i det norske elnettet. Orkanen Dagmar 1. juledag 2011 ga problemer med strømforsyningen flere steder i Norge, og det tok lang tid å utbedre skadene. Dels var det master som ikke var sterke nok, og dels var det trær som falt over kraftledninger fordi kraftgatene ikke var blitt holdt rene for trær eller fordi kraftgatene ikke var brede nok. Dagens Næringsliv rapporterte at landstrøm til petroleumssektoren kan gjøre

Norge til en mindre sikker gassleverandør til Europa.<sup>12</sup> På grunn av elektrifisering medførte Dagmar betydelige problemer med gassleveransene. Anlegget på Aukra i Møre og Romsdal, som tar i mot gass fra Ormen Lange-feltet og pumper den videre til Storbritannia, fikk i julehelgen mer enn tre døgn kutt eller kraftig redusert strømleveranse til anlegget.

Britiske National Grid var, ifølge Reuters, en tid noe bekymret for norske gassforsyninger og vurderte uttak fra reservelagre. Svekket tillit til norske gassforsyninger, på en tid av året da energiforsyningen er spesielt kritisk, er alvorlig for Norges omdømme som gasseksportør. Svekket omdømme kan redusere prisene i nye og eksisterende gassalgskontrakter.

Lav sannsynlighet for bortfall av kraft ved strøm fra et *robust* punkt på land, sammenlignet med gassgeneratorer, kan oppveies av det faktum at det tar betydelig lengre tid å reparere en kabel på havbunnen enn en gassgenerator på en plattform. Sannsynligheter for bortfall av strøm må følges avveies mot konsekvenser ved strømbrudd.

Det er alltid krav om nødkraft på offshoreinnretninger. Dette er et elektrosystem som skal være fullstendig uavhengig av andre elektrosystemer. Av den grunn er det alltid en nødgenerator om bord. Dette er helt uavhengig av om det er elektrifisering eller ikke.

Ved elektrifisering trenger man også essensiell kraft. Dette systemet er normalt forsynt av en essensiell generator og kan være på «noen MW» i ytelse. Essensiellgeneratoren startes opp dersom det oppstår feil på kabelsystemet og har nok kapasitet til at personell kan være om bord og arbeide, men ikke nok til å drive prosessen.

Kabelfeil er svært sjeldne når en kabel først er lagt og gravd ned/tildekket. Men har man tilstrekkelig erfaring til å trekke en slik slutning? NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland har fått brudd, noe som har resultert i lang nedetid. Denne kabelen har hatt flere feil. Dette er en meget spesiell kabel – den er ikke rund og derfor har den fått en del vridninger som har ødelagt den. Det var første gangen denne typen kabelteknologi ble forsøkt, og man kommer etter det jeg erfarer, garantert ikke til gjøre noe slikt igjen. Det er derfor ikke korrekt å bruke denne kabelen som referanse for sjøkabler generelt.

Der er planer om å få på plass et beredskapsopplegg i samarbeid mellom flere oljeselskaper og Statnett. Tanken er å ha en avtale med et supplyrederi eller lignende, samt avtaler med kabellleverandørene (ABB og Nexans). Planen er å utruste en båt med alt utstyr som trengs for å heise opp en sjøkabel og reparere den. Normalt vil nok en slik båt benyttes til normal supply-tjeneste i Nordsjøen, men skulle det oppstå en feil på en kabel, vil båten raskt bli bemannet med ekspertise og settes inn i reparasjonsarbeid. Kabel-leverandørene mener at med en slik beredskap bør en kabel kunne bli reparert på ca. 2 uker. Etter det jeg erfarer er ikke kostnadene med en slik beredskap inkludert i eksisterende beregninger av tiltakskost.

Ved bruk av likestrømsteknologi kan man nokså enkelt lage et system som er 2x60 % istedenfor 1x100 %. De aller fleste feil (på bl.a. kabel og omformere) vil da kun føre til redusert kapasitet (f.eks. 60 %) og dermed er det mulig å ha redusert oljeproduksjon inntil kabel/omformer blir reparert. Med et slikt system blir tilgjengeligheten for strømforsyningen bedre enn med et normalt 2x100 % gassturbinanlegg.

## 7 Samfunnsøkonomiske vurderinger

Dersom kraft fra markedet (det integrerte europeiske kraftnettet) skal erstatte gassturbiner til havs, vil vi ikke få en reduksjon i globale klimautslipp.<sup>13</sup> Det som i hovedsak skjer i henhold til OD, NVE, Ptil og SFT (2008), er at utslippene fra gassgeneratorene i norsk petroleumsproduksjon flyttes til utlandet. Årsaken de angir er at økt forsyning av offshoresektoren med kraft fra land på marginen kommer fra varmekraft i et integrert kraftmarked. Varmekraftverk på kontinentet i og ved byer har gjennomgående noe høyere virkningsgrad enn gassgeneratorer i norsk petroleumsindustri, med unntak av Hammerfest LNG (se case i del 3). Klimagevinsten blir imidlertid svært liten om man justerer for overføringstapet som man slipper om man genererer gasskraft rett fra kilden. Det er overføringstap knyttet til transport av importert kraft og til transport til utlandet av frigjort gass. Gitt meget høye kostnader med elektrifisering, er dette derfor generelt sett et lite effektivt og lite kostnadseffektivt klimatiltak.<sup>14</sup> Dette varierer imidlertid noe fra prosjekt til prosjekt.

Hammerfest LNG har et nytt og topp moderne gasskraftanlegg med høy virkningsgrad, som i internasjonal sammenheng betraktes som klimavennlig. Det er vanskelig å se miljø- og klimaperspektivet i å kaste nye gassgeneratorer. Samlede globale utslipp vil antagelig øke som følge av tiltaket – antagelsen om at kraften som skal erstatte gasskraften er utslippsfri er ikke gyldig; heller ikke antagelsen om at kraften er tilgjengelig i Hammerfest. Gassen som frigjøres vil allikevel brennes i kjøperlandet. Som professor Sigve Tjøtta ved UiB har påpekt, har man her i tillegg ressurstap ved transport, som man ikke har ved *kortreist gass*. Kostnadsanalysen viser tiltakskost på 1500–1900 per tonn. I EU, til sammenligning, ligger dette per i dag rundt 80 kroner per tonn, gitt ved kvoteprisen. Oppgradering av eksisterende anlegg er blant de aller dyreste klimatiltakene.

Beregningene som er gjort er i sin natur bedriftsøkonomiske, og er ufullstendige i samfunnsøkonomisk forstand. Eksempelvis må kostnaden ved å føre store mengder kraft frem til Hammerfest også tas med. Kraften må føres fram helt fra Ofoten. Første linjestrekk er fra Ofoten til Balsfjord. Kostnadsestimat er 2 til 3 milliarder i henhold til Statnett (2011). Konesjon er søkt mai 2010 og gjennomføringstid etter eventuelt godkjent konsesjonssøknad er estimert til 2–3 år. Neste strekk er Balsfjord-Hammerfest. Konesjon er søkt mai 2009, og gjennomføringstid etter dette er anslått til 4–5 år og til kostnad på 4–6 milliarder. Denne typen konsesjonsbehandling er normalt tidkrevende. Klif (2011) sin innstilling er at Snøhvit-lisensen må oppgradere eksisterende LNG-anlegg før en eventuell utvidelse. Dette vil i så fall utsette en ekspansjon i nord med mange år. Snøhvit-anlegget trenger mer strøm nå.<sup>15</sup>

Krav om elektrifisering svekker forutsigbarheten i rammebetingelsene for petroleumsvirksomheten i områder som ikke har overskudd av kraft.

Hvis vi legger til anleggskostnaden for elektrisk kraft på 9 milliarder, får vi at de to prosjektalternativene har en negativ nåverdi for samfunnet på minus 28 milliarder kroner (2800 kroner per tonn) eller minus tjue milliarder (2600 kroner per tonn). Dette er selvsagt et altfor grovt anslag på samfunnsøkonomisk tap av prosjektet, selv om det helt klart er tale om et stort tap. Poenget her er primært å peke på utelatte elementer i dagens regnestykke, samt oppfordre til en systematisk samfunnsøkonomisk lønnsomhetsberegning slik det normale er ved petroleumsinvesteringer.

Det blir for grovt å tillegge hele den økte linjekapasiteten dette ene prosjektet. På den annen

side har jeg ikke tatt med kostnader knyttet til inngrep i uberørt natur – i dette tilfellet kryssing av Finnmarksvidda med høyspentmaster. Det er heller ikke tatt høyde for nedetid, som er svært kostbar. Det antas i analysen at nødvendige modifikasjoner på anlegget kan utføres i LNG-anleggets ordinære revisjonsstanser. Det er derfor ikke beregnet nedetid på anlegget utover det som er planlagt for referansecaset. Dette virker ikke realistisk. Alternativkostnaden knyttet til å skape usikkerhet rundt kraftforsyningen til petroleumsnæringen i området er heller ikke tatt med – den kan være stor. I tillegg kommer et betydelig økonomisk tap knyttet til at petroleumsvirksomheten i nord utsettes i mange år. Et forhold som trekker i retning av noe lavere kostnader er at kraftprisen som er benyttet i beregning av tiltakskost virker høy. Det må også tas høyde for eventuelle utelatte gevinster knyttet til drift med kraft fra nettet, herunder bedringer på arbeidsmiljø, sikkerhet og driftsfleksibilitet. Effekt på utslipp skal ikke med i den samfunnsøkonomiske kalkylen ettersom globale utslipp ikke blir redusert som følge av prosjektet

## 8 Konklusjon

Beregnet tiltakskost for ulike elektrifiseringsprosjekter varierer svært mye. Forhold som trekker ned kostnadene er mulighet for samordning mellom felt og skalaøkonomi, anlegg på land eventuelt nær land, og god tilgang på strøm i det aktuelle området. Der flere av disse forhold er oppfylt vil selskapene kunne finne det optimalt å velge strøm fra nettet, gitt eksisterende CO<sub>2</sub>-avgift og kvotepris. Ut fra samfunnsøkonomiske betraktninger er det ikke grunnlag for ytterligere offentlig involvering i petroleumssektoren på klimaområdet, ettersom petroleumsselskapene allerede har en kostnad for utslipp som er flere ganger høyere enn kvoteprisen. Det er gjennomført en rekke utslippsreducerende tiltak på sokkelen. De rimelige tiltakene er allerede gjort. Sammenliknet med internasjonal petroleumsvirksomhet ligger utslippene til luft på norsk sokkel på bare en tredel av det internasjonale gjennomsnittet for petroleumsnæringen.

Hvis det var slik at man allikevel ønsket å erstatte bruk av gasskraft på felt med kraft fra land, ut fra politiske ønsker, vil det være optimalt å gjøre dette til lavest mulige kostnader. Det innebærer at man om alt annet var likt ville elektrifisere på steder der det er god tilgang på elektrisitet men ikke gass, dvs. steder der man kan *spare* transportkostnader knyttet til gass. Elektrifiseringsprosjekter som utredes i Norge er ofte det stikk motsatte: man vil elektrifisere der det er rikelig med lokal gass, men ikke tilgang på elektrisitet. Det innebærer betydelige *økte kostnader* til å føre frem kraften.

Enkelte elektrifiseringsprosjekter er svært kostbare. Eksempelvis har et av prosjektene som Klif anbefaler – å skifte ut nye gassgeneratorer med høy virkningsgrad på Hammerfest LNG (Snøhvit-feltet) – en negativ nåverdi på mer enn 20 milliarder kroner. Sammenlignet med caset fra Hammerfest er det imidlertid klart at krafttilgangen og økonomien relativt sett er betydelig bedre for caset på Utsira-høyden, gitt at samordning av flest mulig felt lar seg realisere.

Økonomiske klimaanalyser avveier gevinsten av utslippskutt opp mot kostnadene. Samfunnsøkonomien av disse prosjektene er svakere enn bedriftsøkonomien. Årsaken er at bedriftene ved elektrifisering har en inntektsside i form av spart CO<sub>2</sub>-avgift og kvoter. Samfunnsøkonomisk må man som startpunkt erkjenne at klimaproblemet er globalt. Ettersom elektrifisering ikke medfører reduksjon i globale utslipp, men bare en flytting av disse fra Norge til utlandet, har ikke disse prosjektene i utgangspunktet en inntektsside. Samfunnsøkonomisk underskudd er dermed i utgangspunktet gitt ved den bedriftsøkonomiske

kostnaden: nåverdien av ekstrakostnaden ved elektrifisering, relativt til bruk av gassgeneratorer. I tillegg kommer ekstrakostnader som den enkelte oljelisens ikke tar med i sine regnestykker, først og fremst kostnader knyttet til fremføring av kraft. Hvis vi beregner samfunnsøkonomisk tiltakskost (eller flyttekost) – der man ser kostnader i forhold til globale utslippskutt – vil denne kunne bli svært stor eller uendelig ettersom den globale klimaeffekten er minimal.

Elektrifisering reiser spørsmål om forsyningssikkerhet. Dette gjelder både for oljeprosjekter som elektrifiseres og for fastlandet der elektrifisering har medført knapphet på kraft. Man har ikke tatt tilstrekkelig hensyn til det faktum at petroleumsfelt har økende kraftbehov over tid og at konsesjonsbehandling og utbygging av nye krafttraseer ofte tar lang tid. Landstrøm til petroleumssektoren kan gjøre Norge til en mindre sikker gassleverandør til Europa.<sup>16</sup>

## Referanser

Bøhren, Ø. og P.I. Gjørum (2009), *Prosjektanalyse*, Skarvet Forlag.  
<http://www.fagbokforlaget.no/?isbn=978-82-450-0810-4>

Det Norske, Statoil og Lundin (2011), *Dagny, Draupne and Luno Power from Shore Cooperation Report*, august 2011.

Emhjellen, K., Emhjellen, M., og P. Osmundsen (2003), «Cost Overruns and Cost Estimation in the North Sea», *Project Management Journal*, 34, Number 1, p.23–29.

Hoel, M. (2009), «Klimapolitikk for en liten økonomi», Rapport til Utvalget for bærekraftig utvikling og klima”, vedlegg 1 til NOU 2009:16, *Globale miljøutfordringer – norsk politikk*,  
<http://www.regjeringen.no/pages/2207933/PDFS/NOU200920090016000DDDPDFS.pdf>

Klif (2011), «Elektrifisering av Melkøya ikke for dyrt»; <http://www.klif.no/46662>

NOU 2009:16, *Globale miljøutfordringer – norsk politikk*,  
<http://www.regjeringen.no/pages/2207933/PDFS/NOU200920090016000DDDPDFS.pdf>

OD, NVE, Ptil og SFT (2008), *Kraft fra land til norsk sokkel*, etatsrapport;  
<http://www.npd.no/Global/Norsk/3%20-%20Publikasjoner/Rapporter/PDF/Kraft%20fra%20land%20rapport.pdf>

OD, OLF, Statoil, Hydro, ConocoPhillips (2004), *CO<sub>2</sub>, utredning av muligheter for mer effektiv energiforsyning på norsk sokkel*, rapport fra arbeidsgruppe.

Osmundsen, P. (2012a), «Elektrifisering – en samfunnsøkonomisk evaluering», utredning på oppdrag fra Norske Shell og Statoil, januar 2012.

Osmundsen, P. (2012b), «Elektrifisering som klimatiltak? En samfunnsøkonomisk analyse», *Samfunnsøkonomen*, nr. 1/2012, 28–38.

Osmundsen, P., Aven, T. and A. Tomasgard (2010), «On Incentives for Assurance of Petroleum Supply», *Reliability Engineering & System Safety*, Volume 95, Issue 2, February 2010, Pages 143–148.

Osmundsen, P. og M. Emhjellen (2011), «Beslutningskriterier for klimaprojekter», *Beta, Scandinavian Journal of Business Research* 1, 16–35.

Osmundsen, P. og M. Emhjellen (2010), «CCS from a gas-fired power station? A commercial analysis», *Energy Policy* 38 (2010) 7818–7826.

Osmundsen, P., Toft, A., og K.A. Dragvik (2006), «Design of Drilling Contracts – Economic Incentives and Safety Issues», *Energy Policy* 34, 2324–2329.

Statnett (2011), *Nettutviklingsplan*;  
<http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf>

Statoil (2011), «Krav om utredning av mulige CO<sub>2</sub>-reducerende tiltak ved Hammerfest LNG – Statoil ASA», brev fra Statoil til Klif av 30. mai 2011.

## Noter

- 1 Artikkelen bygger på Osmundsen (2012a). En rekke fagpersoner takkes for nyttige innspill og kommentarer.
- 2 Kraft fra land er derfor et bedre begrep enn elektrifisering, ettersom plattformene også i dag drives av elektrisitet. Gitt at vi har et integrert europeisk kraftmarked, er et enda mer presist begrep kraft fra europeisk nett. Jeg velger allikevel å benytte begrepet elektrifisering da dette er godt innarbeidet.
- 3 Osmundsen et. al. (2006, 2010).
- 4 Se Osmundsen og Emhjellen (2010, 2011).
- 5 Beregning av tiltakskost er basert på sammenlikning med et referansecase. Referansecaset er dagens Tog I med kompresjon på land fra 2016 der kraftbehovet dekkes av en ekstra gassturbin.
- 6 Emhjellen et. al. (2003).
- 7 Her er det delte meninger. Et annet syn er at problemene i Midt-Norge egentlig startet med SU4-utbyggingen på Sunndalsøra etterfulgt av en generell stor forbruksvekst i Møre og Romsdal, herunder Hustad Marmor som et annet stort forbrukspunkt. Uten Ormen Lange ville man derfor ifølge dette synet hatt problemer i Midt-Norge uansett; med påfølgende behov for nettførsterkninger.
- 8 Trollfeltet består av tre plattformer (pluss en god del undervannsfelt). Troll B og Troll C plattformene er konvensjonelt utbygget med gass og dieselfyrte turbiner (dual fuel). Troll B og Troll C har fire turbiner hver; to generatordrivere for produksjon av strøm om bord, og to kompressordrivere for eksport av gass og olje. Troll C er forberedt for elektrifisering siden det har vært oppe til diskusjon et par ganger om ikke innretninger i nærheten av Troll A burde kunne hente strøm derfra. Beregnede kostnader ved denne løsningen er svært høye. Sist dette var oppe til diskusjon ble det grovt anslått at kabelkostnadene alene kom

opp mot en milliard kroner.

[9](http://www.tu.no/energi/article293750.ece) <http://www.tu.no/energi/article293750.ece>

[10](#) Nettførsterkningene som planlegges mellom Modalen-Mongstad-Kollsnes samt Hardangerlinjen har andre viktige funksjoner i tillegg til å forsyne Troll-anlegget med strøm.

[11](#) Teknisk Ukeblad, 2011, nr. 35/27, oktober, s. 56.

[12](#) «Klimatiltak ga gassknipe», Dagens Næringsliv, 31. desember 2011, s. 7 (nyheter).

[13](#) Samfunnsøkonomiske effekter av elektrifisering, på et generelt grunnlag, er nærmere behandlet i Osmundsen (2012b).

[14](#) Dette er enda tydeligere om man tar hensyn til kvoteavtalen i EU. Samlet utslippsvolum er regulert av avtalen. Følgelig er det ingen utslippseffekt av norsk elektrifisering, bare høye selvpålagte kostnader for Norge. Se Hoel (2009).

[15](http://www.tu.no/olje-gass/article292677.ece) <http://www.tu.no/olje-gass/article292677.ece>

[16](#) På grunn av elektrifisering medførte orkanen Dagmar betydelige problemer med gassleveransene. «Klimatiltak ga gassknipe», Dagens Næringsliv, 31. desember 2011, s. 7.