

Gassmaks: Videreforedling av naturgass i Norge

Kan vi tiltrekke oss gassbasert industri?

- Analyse av videreforedling og potensiale for nyetablering
Betydning av pris og rammebetingelser



Kilde: Noretyl cracker i Grenland, eid av Ineos. Plastforum.no

Dato: 19. september 2012

Kunde: Gassmaks, Forskningsrådet

Figurliste

Figur 1: Naturgasskomponenter og variasjon i metaninnhold – tre ulike felt	11
Figur 2: Skjematisk bilde av norsk verdikjede for gass	12
Figur 3: Forenklet verdikjede for gass internasjonalt	12
Figur 4: De største gasseksportørene (rør) og deres største markeder – 2011 mrd Sm ³	13
Figur 5: De største LNG-eksportørene og deres største markeder – 2011 mrd Sm ³	13
Figur 6: Tørrgassforbruk i de 6 største europeiske markedene	15
Figur 7: Andel gass i primærenergien til ulike land i Europa	15
Figur 8: Utsikter til fremtidig tørrgassforbruk globalt – ulike scenarier (mrd Sm ³)	16
Figur 9: Gasspris (LNG-import) i ulike markeder i verden, forventet for august 2012	16
Figur 10: Gasspriser i Europa sammenlignet med olje- og kullpriser	17
Figur 11: Hvordan lave etanpriser og mulig verdiskapning illustreres av industrien i USA	17
Figur 12: Tørrgass (HH NG) og NGL priser i USA i januar 2011 – januar 2012	18
Figur 13: Former for tørrgassbruk i Norge (metan): rørgass, LNG og CNG	19
Figur 14: Ineosanleggene i Grenland	20
Figur 15: Metanolanlegget	20
Figur 16: Naturgasspriser varierer betydelig i ulike verdensdeler	21
Figur 17: Naturgasspriser til industrikunder i EU-land, Norge og USA, mai 2012	23
Figur 18: Produksjon av olje, gass, NGL og kondensat	24
Figur 19: Naturgass (metan) i Norge etter utvinningsstatus	24
Figur 20: Fordeling av gassreserver og gassproduksjon i 2011	25
Figur 21: Fordeling av NGL reserver og produksjon i 2011 – de største selskapene	25
Figur 22: Norsk eksport av rørgass og LNG	27
Figur 23: Gassrørledninger og terminaler	27
Figur 24: Infrastruktur i Norskehavet	32
Figur 25: Ny infrastruktur Norskehavet og Barentshavet. Ressursbilde Medium	32
Figur 26: Netbackpriser for rørgass ved ilandføringssted	33
Figur 27: Pris scenario 1 – Netback Melkøya LNG vs. rørgass (øre/Sm ³)	34
Figur 28: Pris scenario 2 – Netback Melkøya LNG vs. rørgass (øre/Sm ³)	34
Figur 29: Skattenivå i OECD (% av inntektsnivå)	36
Figur 30: Scenarier for metanprisinivå til industri på land i Norge (tilfeldig valg av sted)	39

Tabelliste

Tabell 1: Tørrgasspriser i verden, typer (2010)	14
Tabell 2: Tørrgassprisinivå i viktige markeder (2011)	14
Tabell 3: To globale scenarier for gasspriser	18
Tabell 4: Eksempler på ulike mulige anvendelser av gassen i Barentsregionen 2030	35
Tabell 5: Scenarier for gassbruk i Norge ved lavere gasspriser (Scenario 1)	40
Tabell 6: Scenarier for gassbruk i Norge ved høyere gasspriser (Scenario 2)	41

Innholdsfortegnelse

Executive Summary	4
Sammendrag	7
Innledning og bakgrunn	10
Metode	10
Hva er naturgass?	11
Naturgass internasjonalt	13
Reserver og produksjon	13
Transport	13
Priser	14
Forbruk	14
Trender i internasjonale gassmarkeder	15
Internasjonal bruk av gass til videreforedling	17
Scenarier for gasspriser fremover – globalt	17
Naturgass i Norge	19
Forbruk – energiformål og videreforedling	19
Priser	23
Produksjon	24
Resurser og reserver	24
Eksport av gass fra Norge	27
Transport- og prosesseringssystemet	27
Politiske føringer	29
Fremtidig utvikling: Infrastruktur og rammebetingelser	32
Mulig ny infrastruktur i Norge	32
Inntjening til anlegg under to prisscenarier	33
Andre rammebetingelser som påvirker videreforedling av naturgass i Norge	35
Politiske virkemidler – kan vi lære fra andre land?	37
Scenarier for gass i Norge fremover	39
Scenarier for gassbruk ved lavere gasspriser	40
Scenarier for gassbruk ved høyere gasspriser i Europa	41
Scenarier for etanbruk	42
Konklusjon	43
Mulighetsvindu for å se på de viktigste rammebetingelser	43
Potensiale for gassbruk innenlands	43
Anbefalinger	44
Referanser	45

Executive Summary

A competitive natural gas price is the most important factor for the industries using natural gas as raw material. Natural gas prices in Norway are currently among the highest in the world. Further, the country has very little infrastructure for gas, making gas less available as an option than in many other countries. Other important factors, if natural gas prices are competitive, are climate regulation, the overall cost level (including power prices), and political risk. We believe there is potential for increasing the use of natural gas as raw material in Norway up to 2030, especially in the North, if European prices fall. To realise this potential, infrastructure and competition need to improve, and politicians could improve the business environment by being clearer, in order to reduce risks.

Sund Energy has been commissioned by Gassmaks (the Norwegian Research Council) to assess the **potential of natural gas-based petrochemical industry in Norway**, in a competence building project. A key aspect, compared to similar research carried out earlier on the same subject, is the *thorough analysis of natural gas prices after the global downturn, from a full-picture perspective*. The study builds on publicly available data, own insight and dialogue with the key stakeholders (producers, suppliers and industrial users of natural gas in Norway, as well as relevant authorities). The outcome is *scenarios for natural gas use as raw material in Norway up to 2030* and several *recommendations for political action to realise the identified potential*.

Although the issue has been studied before, there are new aspects that might justify a rethink:

- *European energy markets are furthering their liberalisation and integration* and Norway is following suit. In 2011, the 2nd EU energy directive was implemented in Norwegian law, also for natural gas. The derogation from applying this directive will be lifted in 2014, giving the market similar regulation to that in the EU, with NVE (the Norwegian Water Resources and Energy Directorate) as regulator. *Third-party access will promote competition/ transparency, which could improve prices*. Spot markets for natural gas in Europe are already increasingly liquid, at prices significantly below those set by old long-term, oil-linked contracts.
- *Within five years, several of the current long-term supply contracts of the industrial users of natural gas in Norway will expire*. This opens up an opportunity to consider other methane, ethane and LPG providers, not only Norwegian, as commercial developments in small-scale transportation of natural gas have made it affordable to source gas from any LNG terminal in North-West Europe. *Imports could turn out to be cheaper than current prices from Norwegian suppliers*; improving the competitiveness of the natural gas-based petrochemicals sector in a European perspective (other parts of the world are more attractive than Europe).
- Key decisions concerning the *infrastructure for bringing to market resources in the Barents Sea* are expected during the following months and years, with implications for the possibility to *use natural gas as raw material in Northern Norway*, especially if the gas is not to be exported (to keep prices high) or not achieves attractive netbacks due to low prices in Europe.

The core question answered by the report is: **Can Norwegian politicians adjust frame conditions to increase domestic natural gas processing activity?** Norway is an energy rich country, with important natural gas resources and the core strategy for natural gas has long been export-oriented. The country uses less natural gas than most European countries, which are net natural gas importers. Repeated political claims to focus on increasing the domestic use of natural gas have had little result. Key causes for this failure have been too little competition in the supply of natural gas and underdeveloped distribution infrastructure. There is also uncertainty in the regulation of climate gas emissions, as well as a perceived public and political opposition to any new large emission sources.

Industrial use of gas as raw material in Norway

Few companies use natural gas as raw material in Norway. Several of these players do not have access to competitively priced methane or ethane and have to use LPG instead. LPG is cheaper to transport, but has higher emissions and is much more expensive compared to what competitors in Europe pay for methane and ethane. We have talked to several of the current players, including the three largest ones: *Ineos and Yara in Porsgrunn and Statoil/ Conoco Phillips at Tjeldbergodden*. All

indicate that *activity is likely to continue at current levels, but expansion is not possible as long as methane/ ethane are above market prices in Europe*. There is also a risk of closing down current plants if global market prices for their products fall and the cost of natural gas products used as raw material remains too high.

In considering green field investments in petrochemicals, international players which use natural gas as raw material (and selling commodities at global prices) see *natural gas prices and security of supply as the most important factors when selecting the location*. The distance to large and dynamic markets for their products, mainly Asia and Latin America, is less important. *The Middle East generally ranks best, followed by the United States*. Meanwhile, methane prices to industry in Norway are on par with the world's highest LNG import prices, to Korea and Japan. Ethane prices are also high. This is the main hindrance in attracting new investments in natural gas-based petrochemicals in Norway. The country's location relative to Asia and Latin America is not very competitive either, and there are further risk factors such as a very strong currency, high general cost levels and global leadership ambitions in mitigating greenhouse gas emissions. Last but not least, global investors are likely to avoid Norway due to perceived political risk, associated with a dissonance between discourse and action, and with ever changing targets and means to reach them.

Scenarios for future gas prices and natural gas use as raw material in Norway:

Sund Energy has developed two possible alternative scenarios for future natural gas prices globally, with different consequences for natural gas-based petrochemicals in Norway and globally:

- **Scenario 1** shows increasing natural gas production (including much unconventional gas) in many countries, while several large suppliers adopt a strategy to compete with coal in power generation. This leads to *lower natural gas prices and, in time, a global liquid reference price*. Natural gas becomes a generic commodity, more like oil, with similar prices in Norway as elsewhere. If sellers accept equal net earnings at the field (netbacks), with lower transport costs of Norwegian natural gas to the domestic market, natural gas prices could be lower in Norway compared to the global reference price. This advantage would be highest for industry in Northern Norway supplied from nearby fields.

If Norwegian decision makers believe in this possible future, they should revisit the current strategy for natural gas sales. The domestic industry using natural gas as raw material would be more competitive and create more value added if natural gas is more available and competitively priced. As long as this secures at least the same and possibly higher earnings to the Norwegian production fields, it would be a shame not to facilitate such development. Issues for politicians to consider are:

- *Implementing the 3rd European energy directive, to further improve market conditions*
- *Greater clarity in the regulation of greenhouse gas emissions*
- *Set principles for how infrastructure should be built and owned, especially in North Norway*

If, however, there is no political will to increase the use of natural gas in Norway, this should be acknowledged, stated clearly and backed up by the reasons behind the decision.

- **Scenario 2** shows tightening natural gas production and control of the global natural gas market by coordination via an organization similar to the OPEC (Organisation of Petroleum Exporting Countries), for example the Gas Exporting Countries Forum (GECF). This leads to *higher natural gas prices, little use in power generation and less global trade*. Even though the large current gaps between regional price levels would become smaller, there would be no global reference price. Attractive prices for the users of natural gas as raw material will only be offered the Middle East and USA. Sund Energy sees this scenario as less likely than Scenario 1, as more and more countries are finding new ways to develop their domestic natural gas resources (both conventional and unconventional), and expand its use, not least in order to replace oil in transportation.

If Norwegian decision makers believe in this possible future, they would have to consider coordinating with the other producers and slowing down the pace of development of natural gas reserves, starting with fields in Northern Norway. If exports are reduced to keep the price high, would it then be preferable to use more natural gas locally? The question will be particularly important for associated oil and gas fields. In case Norway would not adhere to coordinated supply agreements, would domestic natural gas use still have any priority? Another issue would be how to allow for competitive natural gas prices domestically within the framework of existing free trade agreements.

Based on the two global price scenarios, Sund Energy has also developed scenarios for methane and ethane use as raw material in Norway up to 2030. Both scenarios show a *rise in methane demand for energy purposes and in replacing oil products, especially in transportation*. This could lead to better infrastructure solutions, improving the availability of methane also for use as raw material. Yara could use methane instead of LPG at Porsgrunn in both scenarios. *Synergies from higher demand could be unleashed, especially in Northern Norway*. Ethane demand is expected to be stable after 2020, once Ineos covers all its raw material demand with ethane, but remains the only large user and does not invest in expanding existing capacity. So far, only Alcoa has clearly expressed interest in using large amounts of natural gas in the north, to generate power for a new aluminium smelter. The company made it clear that the project is not attractive without low methane prices and if carbon capture and storage at the gas-fired power plant is required. Moreover, the only major new project using natural gas as raw material currently planned in Norway is Ironman, which would process iron ore from Kiruna at Tjeldbergodden. Before a final investment decision for this project can be taken, the investors need to secure natural gas prices at European levels, clarity concerning greenhouse gas emission regulation (especially carbon capture and storage), as well as find a Norwegian partner.

Policy instruments

When Norway first found oil and natural gas, maximising income from raw material exports was seen as an appropriate strategy, with focus on oil and with natural gas as an adjacent activity. Gradually, Norway became an important supplier of natural gas, especially to those countries seeking to avoid excessive dependence on imports (of what was perceived a scarce resource) from Soviet/Russia. Now, the markets have changed: Natural gas is more easily available and more generic (commodity). Supply is increasing in many countries and pricing is seeking to make natural gas a competitive fuel in power generation and other industrial use. This has implications for Norway's export earnings and for greenhouse gas emissions globally.

For example, there are many uncertainties in estimating future earnings from exporting natural gas from the Barents Sea, in terms of global prices and cost/ opportunities of alternative infrastructure solutions. Increasing LNG capacity at Melkøya (Snøhvit) would increase the export capacity there, but it is uncertain if, how and when other fields may access it (commercial models for third-party access are being evaluated). Building a pipeline southward to the existing infrastructure would support the development of more fields, but take longer and fail to guarantee profitability (in scenario 1) or use (in scenario 2).

In preparing for and shaping the future global and European gas markets, *Norway's energy policy could find other "right answers" in balancing exports with domestic use of own natural gas resources*. Norwegian policy makers should *make a clear decision whether using more natural gas in Norway is desired or not* and then back this decision with appropriate regulation. Most industry using natural gas as raw material requires large plants and competes in global markets. Currently, industry here pays more for the gas, has higher costs (in a strong Norwegian currency) with income in foreign currency that may fall with falling product prices (if global supply grows more than demand). Is such activity suitable for the Norwegian economy or should it be left to other countries? Mixed signals from policy makers are expensive for companies, and eventually for Norway. Clarity on these issues would be inexpensive, reduce uncertainty and could give more investments than otherwise.

Conclusion

We conclude that, in the coming years, Norwegian politicians have a renewed opportunity to improve the prospects for the use of natural gas domestically, also as raw material. Technologies for natural gas production, transportation and use are well known, so switching should not be seen as difficult or expensive (or requiring much research), once market-based framework conditions are in place. Greater clarity of political ambitions in the areas of energy and the environment is needed. We recommend clear intentions and a swift implementation of the EU energy directives for natural gas, to facilitate more transparency and competition in the natural gas market. Learning from other countries would also be useful. Nevertheless, it should be acknowledged that expanding the existing capacity at plants using natural gas as raw material or attracting green field investments in this sector will be difficult, since natural gas prices and the location in relation to dynamic end-product markets in Asia and Latin America are better in the Middle East and USA, respectively.

Sammendrag

- Konkurransedyktig gasspris er den viktigste betingelsen for etablering av videreforedlingsindustri
 - Gassprisene i Norge er høyere enn hos utenlandske konkurrenter
- Andre rammebetingelser er viktige når konkurransedyktig gasspris er på plass
 - Tilgjengelighet med velfungerende infrastruktur: Vanskelig i Norge
 - Generell konkurransedyktighet: Norge lavere rangert enn flere land med bedre gasspriser og -tilgjengelighet.
- Klarhet i andre rammebetingelser
 - Klima/ utslippsregime, høyt kostnadsnivå, politisk risiko, konkurranse fra EU
- Vi tror det er potensial for vekst i bruk av naturgass til videreforedling fremover
 - Er naturgass til videreforedling i Norge et politisk ønske?
 - Oppheving av unntak fra EUs andre energidirektiv for gass kan bedre konkurranse/ priser

Sund Energy har fått i oppdrag fra Gassmaks (Forskningsrådet) å se på potensialet for økt bruk av naturgass til videreforedling i Norge. Vi har bygget på offentlig tilgjengelig informasjon, egen innsikt og dialog med de viktigste industrielle brukerne, naturgass tilbyderne og relevante myndighetene, og laget scenarier for framtidig bruk av naturgass til videreforedlingsaktivitet i Norge fram til 2030.

Kjernes spørsmålet som skal besvares i denne rapporten er:

Kan noen rammebetingelser justeres for å øke bruk av naturgass til videreforedling i Norge?

Norge er rikt på naturgassressurser, men bruker mindre enn andre land i Europa som ikke har egen naturgass. Norges naturgass eksporteres til markedspriser i Europa og andre land, noe som har vært landets strategi i mange år. Mange års politiske "ønsker" om økt bruk hjemme har ikke resultert i betydelige volumer. Manglende konkurranse og infrastruktur er viktige faktorer her. Det er også usikkerhet knyttet til utslippsbetingelser. Særlig er det motstand mot nye utslipp som kommer i tillegg til landets (økende) eksisterende utslipp.

Bruk av naturgass som råstoff i Norge

Mindre enn 1 % av gassen produsert i Norge brukes på land. Resten eksporteres og noe brukes i verdikjeder for olje og gass. Noen få bedrifter bruker naturgass som råstoff i Norge, men ikke alle har tilgang på tørrgass (metan) og de må derfor bruke LPG, som er mindre ren og ofte dyrere. Mesteparten av etanet brukes heller ikke i Norge. Vi har snakket med flere av dagens industriaktører, inkludert de tre viktigste: Ineos i Porsgrunn, Yara i Porsgrunn, Statoil/ ConocoPhillips på Tjeldbergodden. Flere av disse aktørene betaler høyere priser for metan og etan enn de gjør i de fleste EU-land og andre steder i verden. De signaliserer at de vil fortsette med eksisterende aktivitet i Norge, men utelukker utvidelser så lenge naturgassprisene er over EU-nivå. Imidlertid ved fortsettelse av dagens høye naturgasspriser er nedstenging ikke umulig, hvis prisene de kan oppnå for deres produkter i de globale markedene faller og medfører driftstap.

Mulige nyetableringer i Norge har blitt vurdert og vi ser at internasjonale bedrifter som vurderer videreforedling av naturgass for å lage produkter til det globale markedet (med globale priser), naturlig nok ser på kostnader ved valg av lokalisering. Gasspris levert til anlegget er en altoverskyggende kostnad og prisforskjeller mellom markeder blir viktigste faktor ved valg av lokalisering. I en prisrangering vinner Midtøsten, så USA. Tørrgasspriser levert kunder i Norge er på nivå med Japan, som i dag har de høyeste importprisene på naturgass i verden, og ingen egen produksjon. Dette er det største hinderet for at nye bedrifter ser til Norge for ny videreforedling av naturgass. De høye naturgassprisene skyldes hovedsakelig mangel på transparens og konkurranse i et lite marked med få kjøpere og få selgere, samt lite utviklet infrastruktur.

Andre rammebetingelser for industri i Norge har vært vurdert og diskutert med eksisterende og mulig nye videreforedlingsaktører. Vi ser at disse er mindre viktig og ofte ikke blir vurdert av investorer før de overskyggende faktorene naturgasspris og tilgjengelighet er akseptable. Hvis disse er på plass vil videreforedlingsaktørene, som andre globale bedrifter i Norge, se ulemper ved uklart klima/ utslipps regime, høyt lønnsnivå og sterk valuta. Videre er det ulemper knyttet til politisk risiko: Mangel på tydelighet og stadige endringer i regimer ettersom stadig nye mål skal nås eller andre teknologier skal støttes.

Hvorfor vurdere naturgassforbruk igjen, nå?

Det er flere faktorer som gjør det verdt å se på muligheter for videreforedling i Norge:

- Først selges norsk eksportert gass stadig oftere til spotpris i EU. Denne er nå betydelig lavere enn den tradisjonelle oljelinkede prisen, og siden norske selgere sier de ønsker lik inntjening tilbake til feltet (netback), åpner det for salg i Norge til lavere priser enn før.
- Norges fritak for tredjepartsadgang (fra EUs energidirektiv for naturgass) på naturgassinfrastruktur utløper i 2014. NVE blir ny regulator for gass i Norge og skal sikre bedre forhold for konkurranse. Dette kan gi nye muligheter for bedre priser.
- Innen fem år vil flere av de lange kontraktene videreforende industri har løpe ut, og det blir en anledning til å vurdere andre leverandører (ikke bare norske) med nye betingelser for gassleveranser. Det kan godt være at både kjøpere av etan og metan kan få billigere gass om de importerer den fra andre land enn den de får fra norske leverandører i dag. Dette bør være et tankekors for politikere og de norske selgerne.

Scenarier for framtidig naturgassforbruk i Norge

Sund Energy har utviklet to scenarier for fremtidige gasspriser globalt, med ulike konsekvenser for videreforedling av gass, både globalt og i Norge:

- **Scenario 1** ser økende produksjon av naturgass i mange land, et ønske om å konkurrere med kull i kraftbransjen globalt og lavere priser som på sikt blir like over hele verden. I et slikt bilde er naturgass en generisk råvare, mer som olje, og det vil være like priser i Norge som andre steder. Faktisk vil det kunne være billigere i Norge om selgerne står ved sine kriterier om lik inntjening – om det er mindre transportkostnader til norske kjøpere. Denne forskjellen vil da bli større jo lenger nord vi kommer i landet.

Hvis dette er en fremtid Norge tror på, bør politikerne ta opp hva Norge ønsker med sin naturgass – og hvordan dette kan oppnås. Om bruk i Norge gir landet fordeler på land og samtidig gir høyere inntjening til feltene, vil det være synd ikke å legge til rette for en slik utvikling. Det bør da vurderes hvordan infrastruktur bør bygges og eies. En rask implementering av EUs tredje energidirektiv for gass vil ytterligere forbedre markedsforholdene. Det bør også bli økt klarhet i utslippsregimer og generell tilrettelegging for industri og energi. Hvis man ikke ønsker bruk av naturgass i Norge av andre grunner, bør dette være et bevisst valg som begrunnes.

- **Scenario 2** ser en innstramming av produksjonen, høyere priser og kontroll av det globale markedet gjennom samordning gjennom en organisasjon tilsvarende OPEC (Organisation of Petroleum Exporting Countries), såkalt «gass-OPEC», for eksempel Gas Exporting Countries Forum (GECF). Hvis dette skal bli den globale utviklingen, må Norge forberede seg på mindre utvikling av gassfelt, særlig i nord, og at andre land styrer utvinningstakten for å hindre lave priser.

I et slikt scenario, bør Norge vurdere om det er ønskelig å delta i et slikt regime, og, hvis vi blir hindret i økt eksport, om vi ønsker å tilby denne gassen lokalt, noe som vil særlig være viktig i felt som har både olje og gass. Sund Energy ser sannsynligheten for dette scenarioet som lavere nå, ettersom stadig flere land blir produsenter av naturgass, både konvensjonell og ukonvensjonell, og stadig flere ønsker å erstatte olje med naturgass, både til kraft (særlig utviklingsland) og i transportsektoren.

Sund Energy har utviklet scenarier for bruk av gass i Norge frem mot 2030 innenfor de to prisbildene. Scenariene viser en mulig økning i bruk av metan til industri, energi og transport, og at dette kan bidra til infrastrukturløsninger som kan gi muligheter for økt videreforedling, særlig i nord. Synergier bør utnyttes for å få dette til. Det eneste store prosjektet for ny videreforedlingsaktivitet med gass i Norge er Ironman, som vil prosessere jernmalm fra Kiruna på Tjeldbergodden. Gasspris på EU-nivå, langsiktig norsk investorsatsing og klare rammebetingelser, særlig på klimasiden, er viktige krav når investeringsbeslutning for Ironman tas. Alcoa er også interessert i bruk av naturgass i Norge for å lage kraft som vil kunne forsyne et mulig smelteverk i Finnmark. Prosjektet vil ikke bære CO₂-håndtering eller priser over selgernes inntjening fra eksport. For detaljer, se Tabell 5 og Tabell 6.

Politiske virkemidler

Norge bør vurdere om vi virkelig ønsker å bruke naturgass i Norge. Hvis man ikke ønsker økt gassbruk, er det bedre å være tydelig på dette. Blandete signaler er, i første runde dyrt for selskapene, i andre runde dyrt for landet. Det samme gjelder CO₂-utslipp, der retorikk og handling er svært ulik og ofte rammer renere energiformer mer enn eksisterende utslipp. All videreforedling er stor industri i et globalt marked. Ønsker vi slik aktivitet i Norge, eller er det enklere at det gjøres i andre land? Ærlighet på disse punktene vil være et billig tiltak og gi økt investering og bedre nasjonaløkonomi enn fortsettelse av en uklar politikk.

Da Norge fant olje og gass var det naturlig nok svært velkomment å maksimere inntektene fra råvarene, med størst fokus på oljeeksport og gass som en medfølgende aktivitet. Etter hvert ble Norge en viktig leverandør, særlig for de som har ønsket å balansere sin import for å unngå høy avhengighet av Sovjetunionen/ Russland i en periode med oppfattet knapphet på gass.

Dagens marked ser ulikt ut: Gass er nå mer tilgjengelig og mer generisk («commodity»). Det kan gi andre riktige svar for fremtidens energipolitikk i Norge, både når det gjelder eksport og nasjonale fordeler ved egne ressurser. Her kan det være vanskelige diskusjoner, men det koster muligens mer for samfunnet *ikke* å ta diskusjonen i et helhetlig perspektiv og med oppdaterte forutsetninger.

Tilgangen på naturgass øker globalt, og prisene globalt utvikler seg i retning av økt konkurranse-dyktighet for gass til industri. Dette har implikasjoner for våre eksportinntekter og for miljø- og klima-utslipp globalt.

Inntjeningen fra gass i Barentshavet er usikker, både når det gjelder pris og infrastrukturløsninger. Utvidelse av LNG på Melkøya (Snøhvit) vil øke eksportkapasiteten der, men det er usikkert om, når og hvordan slik kapasitet kan tilbys andre felt (kommersielle modeller for tredjepartsadgang er nå til vurdering). Et rør vil kunne bidra til at flere felt kommer i produksjon, men vil ta lang tid og lønnsomheten/bruken er usikker, særlig om priser i EU faller til et nivå der kraftbransjen igjen vil bruke gass til grunnlast (i dag foretrekkes kull). Stadig flere land med store gassreserver bruker disse til å erstatte olje i transport og utvide egen industriaktivitet.

Konklusjon

Vår konklusjon er at norske politikere har en fornyet mulighet de neste årene til å legge til rette for mer verdiskapning basert på bruk av naturgass innenlands. Målene bør tilpasses evner, vilje og helhetlig vurdering av energi og miljø. En større politisk tydelighet er nødvendig, og bortfall av unntak for EUs energidirektiv på naturgass på land vil gi mer transparens, åpenhet og konkurranse i markedet. Uansett vil økt videreforedling av naturgass være krevende å oppnå ettersom naturgassprisene og beliggenheten i forhold til kundene er mye bedre i USA og Midtøsten. Det er viktigere med kommersiell innovasjon innen infrastruktur og handel av gass, enn å se mer på teknologi for produksjon, transport og bruk, både til videreforedling og andre områder (dette er godt kjent). Fjerning av snublestener, som motstridende politiske mål, kan være nyttig både for energi- og miljøpolitikken uansett. Her er det også mulig å hente lærdom fra andre land.

Innledning og bakgrunn

- Dette er et kompetanseprosjekt initiert av Gassmaks/ Forskningsrådet:
 - Mulighet for å tiltrekke ny gassbasert industri som bruker gass som råvare i sine prosesser, og beholde den gassbaserte industrien som allerede er her
- En helhetlig studie er gjort med analyse av tilgjengelig informasjon, egen innsikt og intervjuer med relevante aktører i det norske gassmarkedet
 - Hovedfokus er på metan og etan

Denne rapporten er utarbeidet for Gassmaks, et program under Forskningsrådet som ble etablert i 2007. Gassmaks finansieres av fondsmidler og Nærings- og Handelsdepartementet og retter seg mot prosessindustrien, FoU-miljøet og myndighetene. Overordnet mål er "Gjennom styrket kunnskapsutvikling, næringsutvikling og internasjonal konkurransekraft å bidra til økt verdiskaping for samfunnet gjennom industriell foredling av naturgass". Spesielt nevnes at «de siste årene har det oppstått en klar trend i retning av et globalt marked for naturgass. International Energy Agency (IEA) forventer gjennomgripende endringer i gassmarkedet de neste årene, med blant annet tendenser til utjevning av gasspriser mellom regioner. Dette kan medføre endrede forutsetninger for norsk gass, og kan innebære at en del av konklusjonene i tidligere rapporter om innenlandsk bruk av naturgass ikke gjelder lenger.» Det refereres også til Henriksenutvalgets rapport som i 2001 forventet at den innenlandske bruken av naturgass vil nå 10 % av produksjonen innen 2011, og generere nasjonale verdier til cirka 10 milliarder NOK per år.

Dette er et **kompetanseprosjekt** hvor hovedvekt er på gasspriser og realisme i mulig økt bruk til videreforedling av gass i Norge fremover. Mandatet er:

- Hvordan tiltrekke ny industri og samtidig å beholde dagens?
- Tilbud og tilgjengelighet: Produksjon, separasjon, relative priser
- Etterspørsel: Tilgjengelighet, relative priser og andre betingelser
 - *Kan noen rammebetingelser endres for å bedre forholdene for videreforedling av gass i Norge?*

Fokus er på muligheter for å tiltrekke ny naturgassbasert videreforedlingsindustri i Norge, ikke naturgass til energibruk. Studien legger vekt på produksjon, salg/ innkjøp og forbruk av naturgassprodukter, fram til cracking og syntesegassfremstilling, men vurderer ikke i detalj oljeprodukter eller de neste videreforedlingsfasene og markedene for sluttprodukter.

Metode

En fullstendig studie er gjort med analyse av tilgjengelig informasjon, egen innsikt samt intervjuer med relevante aktører med lang erfaring med det norske gassmarkedet. Vi har holdt tre workshops for Gassmaks underveis, og presenterer hele studien for styret i Gassmaks. Arbeidet ble gjennomført fra mars til september 2012. Ettersom det ikke er et modent gassmarked i Norge (med markedspriser), er det viktig å forstå de ulike stakeholders. Disse er presentert her med korte oversikter og intervjuer:

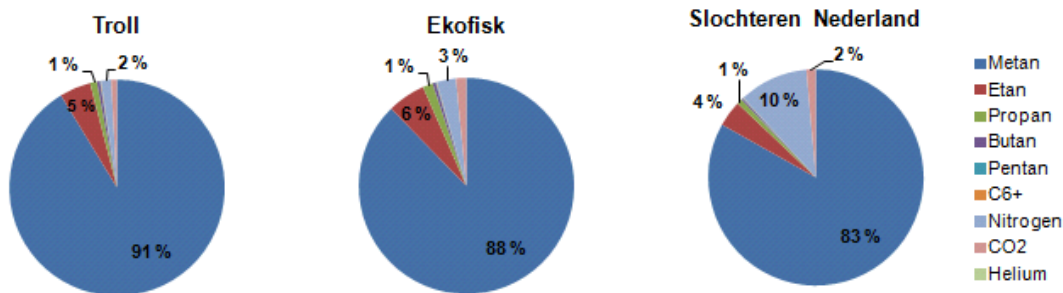
- Offentlig sektor: Oljedirektoratet (OD), Olje- og Energidepartementet (OED), Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), Industriarena
- Oppstrøm/ gassprodusenter: Statoil, Shell, ENI, North Energy
- Midtstrøm/ gassdistribusjon: Gassco, Gasnor, Skangass, Barents Naturgass
- Nedstrøm/ gassforbrukere: Ineos, Yara, Tjeldbergodden metanolanlegg, Ironman

Resultatet er en helhetlig studie av gassbasert industri i Norge og dens fremtid under ulike prisscenarier for metan og etan.

Hva er naturgass?

Naturgass er samlebegrepet for lettere kjemiske stoffer med ulike egenskaper, bygd av ulike kombinasjoner av hydrogen (H_2) og karbon (C). Hovedelementene i naturgass er først og fremst metan (CH_4) og mer eller mindre etan (C_2H_6), propan (C_3H_8), butan (C_4H_{10}), CO_2 , nitrogen og noen ganger også noe kondensat (lengre karbonkjeder, men ikke lange nok til at det blir olje). I tillegg finnes det små mengder av andre stoffer: Svovel, klorforbindelser, støv osv. Sammenliknet med olje har naturgass lavere tetthet, som gjør den vanskeligere å transportere.

Figur 1: Naturgasskomponenter og variasjon i metaninnhold – tre ulike felt



Data: Norges vassdrags- og energidirektorat

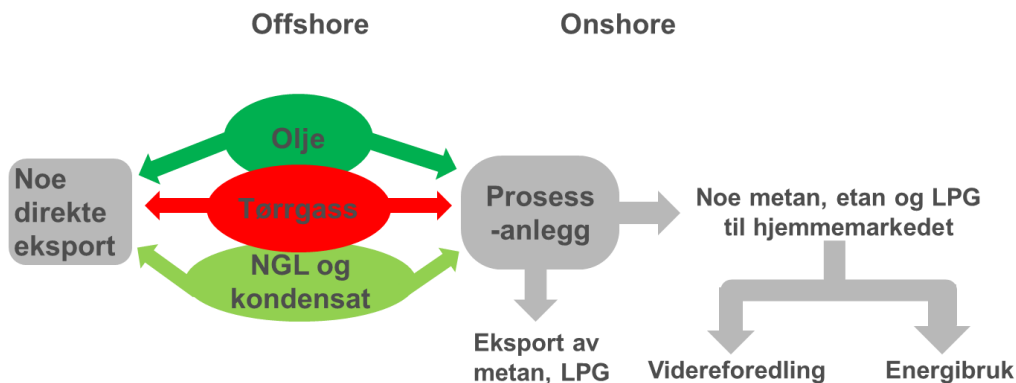
For en god forståelse av gassverdikjeden, er følgende betegnelser viktig:

- «Rikgass» – fossil naturgass, slik den finnes i underjordiske forekomster og bringes til jordens overflate. Rikgass kan inneholde alle eller bare noen av stoffene nevnt ovenfor i ulike kombinasjoner. Dersom rikgassen produseres sammen med olje (assosiert gass) vil denne typisk separeres fra oljen på feltet før den ilandføres via rørledning til et prosessanlegg. Etter ilandføring, separeres rikgassen til tørrgass og våtgass. I Norge blir dette gjort på terminalene på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna og Melkøya. I stedet for å ilandføres kan assosiert gass injiseres i feltet som trykkstøtte for oljeproduksjon.
- «Tørrgass» – ikke-flytende komponenter, består stort sett av metan men også små mengder etan og tyngre hydrokarboner i gass form. Tørrgass fra Norge er hovedsakelig eksportert i rør til markeder i Europa. I de siste tiårene har det blitt gradvis rimeligere å komprimere tørrgass til 200 bar (CNG – komprimert naturgass) eller å kjøle den ned til $-162^{\circ}C$ til den opptre som væske (LNG – Liquefied Natural Gas). CNG og LNG gjør det lettere å transportere gass utenfor områder med utviklet rørsystemer, slik som Norge, selv i mindre skala. *I rapporten vil vi alltid referere til «gass» i stedet for «tørrgass», bortsett fra setningene der den nevnes ved siden av med etan/ LPG/ våtgass (NGL), hvor vi bruker «tørrgass».*
- «Metan» – det vanligste stoffet i rikgass (minst 80 % og opp til 97 % målt i volumenheter). Metan brukes vanligvis som tørrgass til energiformål: Som brensel i kraft- eller kraftvarmeverk, direkte til oppvarming og som drivstoff i transportsektoren. I tillegg brukes noe metan i syntesegassfremstilling, for eksempel for å lage ammoniakk og metanol som foredles videre til diverse sluttprodukter. Metan opptre som gass i normale temperatur og trykkforhold.
- «Våtgass» – også skrevet NGL (Natural Gas Liquids), består hovedsakelig av etan, propan og butan, som er i flytende form ved lav temperatur eller høyt trykk. Våtgass er vanligvis skilt ut til etan, propan og butan, som selges separat.
- «Etan» – finnes sjeldnere i naturgassforekomster og andelen varierer mye fra felt til felt. Etan (C_2H_6) opptre også som gass under normale temperatur- og trykkforhold og må kjøles ned til cirka $-90^{\circ}C$ for å opptre om væske. Produktet transporteres enten i dedikert rør eller med skip. Etan er den letteste våtgasskomponenten og et viktig råstoff for gassbasert industri i Norge. Ikke all etan skilles ut fra våtgassen. Noe selges sammen med tørrgassen til energiformål for å

imøtekomme gasskjøpernes kvalitetskrav (brennverdi, surhet osv.). I Norge skilles etan kun ut på Kårstø.

- «LPG» – består av en kombinasjon av propan (C_3H_8) og butan (C_4H_{10}) i ulike mengder, produsert fra rikgass felt eller, i noen tilfeller, oljefelt. LPG (Liquefied Petroleum Gas) opptrer som gass ved normale temperatur- og trykkforhold, men er lettere omdannet til væskeform ved trykk på rundt 7-8 bar eller ved noe nedkjøling. I Norge er LPG ensbetydende med propan (95 % propan og 5 % butan), fordi den har temperaturegenskaper som gjør den godt egnet til bruk i norsk klima. Store mengder LPG transporteres i spesialskip, såkalte LPG-tankere. Distribusjon skjer i spesielle flasker eller tankbil. LPG tas ut i Norge på Kårstø, Kollnes, Nyhamna og Melkøya.

Figur 2: Skjematisk bilde av norsk verdikjede for gass



Illustrasjon: Sund Energy, 2012

Figur 3: Forenklet verdikjede for gass internasjonalt



Illustrasjon: Sund Energy, 2012

Naturgass internasjonalt

- Ingen mangel på naturgass globalt
 - Økt LNG volum gjør gass til en mer generisk råvare (som olje)
- Prising: Stadig mer av gassalg på spotmarked, men fortsatt mye oljeindeksering
 - Høye gasspriser i Asia og lave i USA og Midtøsten
 - Mer harmonisering av gasspriser på sikt
- To prisscenarioer utviklet
- Høy gassproduksjon og lave priser i USA

Reserver og produksjon

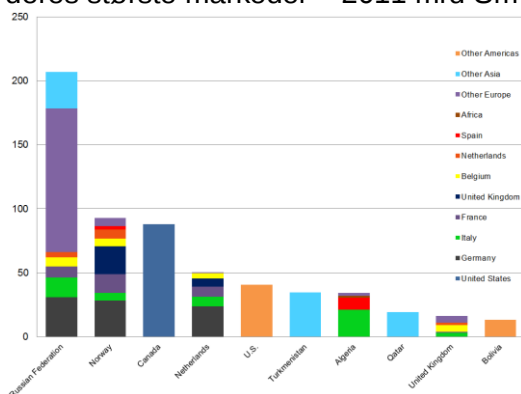
Verdens (konvensjonelle) gassreserver er estimert til 208 000 mrd Sm³, 1 % av disse er i Norge. De fire største reserveeierne står for over 60 %: Russland (21 %), Iran (16 %), Turkmenistan (12 %) og Qatar (12 %). Med årlig produksjon og forbruk på 2011 nivå gir dette reservegrunnlaget tilstrekkelig reserver i over 63 år. Til tross for økende forbruk hvert eneste år (bortsett fra resesjonsåret 2009), har gjenværende naturgass reserver også steget hvert eneste år, med stadig nye funn. Økningen har tatt av de siste årene, både i Midtøsten og i takt med flere store funn av ukonvensjonell gass, særlig i USA. Etter hvert, med bedre oversikt over ukonvensjonell (skifer, kullslør og «tight») gass, snakker industrien om reserver som kan være tilstrekkelig i opp til 250 år med dagens forbruk. På sikt kan også gass hydrater (betydelig større ressurser) bli utvunnet. Det er altså ikke noe mangel på naturgass i verden i dag. Fremtidig produksjon er bare et spørsmål om utvinningskost/ markedspris og kommersialisering av nye teknologier uten stor miljøskade, samt transport/ infrastruktur.

Det ble produsert 3 276 mrd Sm³ i verden i 2011, en økning på 3 % fra 2010. Russland har lenge vært verdens største produsent, men USAs produksjon fra skifergass øker betydelig og i 2011 sto landet for 20 % av verdens naturgassproduksjon, fulgt av Russland med 18,5 %, så følger Canada (5 %), Iran (4,5 %), Qatar (4,5 %), Kina (3 %) og Norge (3 %). (Kilde: BP Statistical Energy Review, juni 2012).

Transport

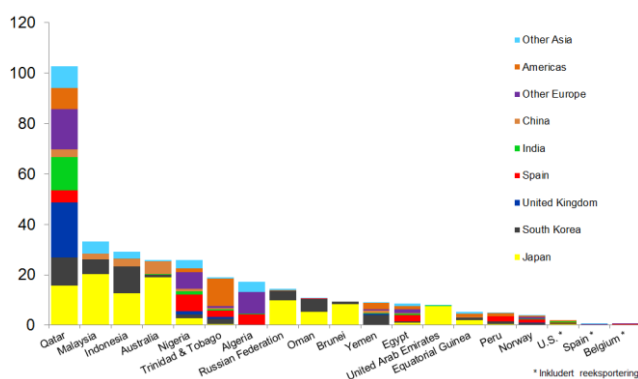
Mesteparten av gasstransporten skjer innen hvert land, men det er også mye internasjonal handel, både med gassrør og LNG. De siste årene har man sett en stor økning i handel med LNG, noe som er med på å gjøre naturgassmarkedet mer globalt. Flere importører eksporterer også til andre land.

Figur 4: De største gasseksportørene (rør) og deres største markeder – 2011 mrd Sm³



Data: BP Statistical Energy Review, 2012

Figur 5: De største LNG-eksportørene og deres største markeder – 2011 mrd Sm³



Data: BP Statistical Energy Review, 2012

Figur 4 viser røreksport, hvor Norge er nest-størst. Her bør det legges merke til at den største eksportøren, Russland, har et veldig stort hjemmemarked i tillegg til sin eksport. Videre er det flere land som både eksporterer og importerer, som USA, Storbritannia og Nederland. Selv Tyskland eksporterer gass til sine naboland. Figur 5 viser de største LNG-eksportørene. Her er Norge det

største i verden, før USA, Spania og Belgia (som reeksporterer). Qatar har dominerende stilling. Mye ny kapasitet er planlagt i Australia, Mosambik, USA, Russland og andre land. Småskala LNG en kommersiell løsning for transport av LNG, både på land med tankbil og med mindre skip, særlig i områder uten dedikert og modent marked samt uten utbygd rørnett. I Kina, Brasil og andre land transporteres flere milliarder Sm³ med tankbil hvert år (noen ganger over 1000 km), som utløser nye markeder.

Priser

Det finnes flere måter å analysere naturgasspriser i verden på, og flere nylige rapporter og data gir et godt bilde av disse. 39% av verdens gass ble solgt på spotmarkeder i 2010, mye av dette i USA og stadig mer i Europa. Det har vært en markant nedgang i oljeindeksering av gasspriser de siste to årene, men cirka halvparten av all import av rørgass er fortsatt oljeindeksert etter reforhandlingene i Europa i 2011-2012. Statoils andel til spotpriser har økt betydelig. Gazprom har insistert på å bevare oljeindeksering i prisingen av sin gasseksport, men gitt noe rabatt på prisnivå. LNG importpriser har en høyere andel oljeindeksering enn rørgassprising, men prisingen av LNG import beveger seg også mot spotmarkeder, både i Europa og Asia (særlig fra USA). Innen 2020 er det sannsynlig at mer enn halvparten av verdens gassforbruk selges på en spotpris.

Tabell 1: Gasspriser i verden, typer (2010)

	Egen-produsert gass (2300 mrd Sm ³)	Rørgass-import (700 mrd Sm ³)	LNG import (300 mrd Sm ³)
Spotpris	42 %	34 %	30 %
Oljelink	6 %	59 %	70 %
Ulike typer regulert pris	50 %	7 %	

Kilde: International Gas Union PGCB Group 2, Wholesale Gas Price Formation, juni 2012

Tabell 2: Gasspriser utvalgte land (2011)

	USD / mmbtu	NOK / Sm ³
USA	4	0,92
UK	9	2,07
EU	10,50	2,42
Japan	14,75	3,40

Kilde: BP Statistical Energy Review, 2012
Konvertering: 1 \$/mmbtu = 0,23 NOK/Sm³

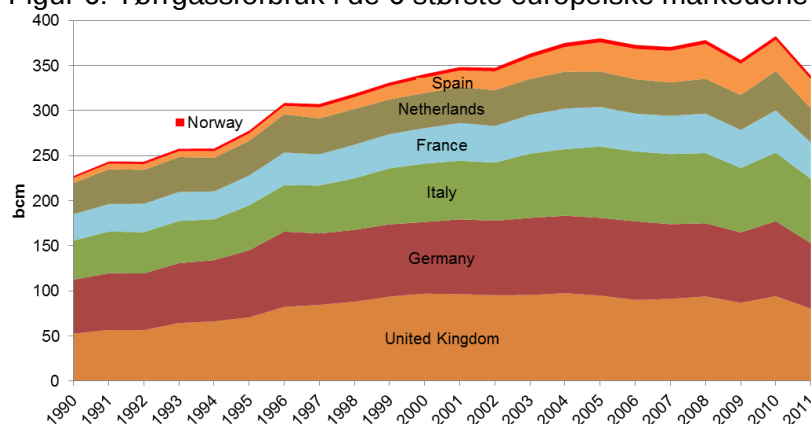
De store produsentlandene har vanligvis subsidiert eller kostbasert regulerte priser, ofte under 2 \$/mmbtu (0,46 NOK/Sm³) innenlands. Prisene betalt av industri og husholdninger i de ulike landene varierer mye, avhengig av distribusjonskostnader og nivå på ulike typer beskatning eller subsidiering. Gassprisen i Norge er vanligvis satt i forhandling mellom partene, i mangel på et likvid marked, og ofte knyttet til oljepriser. Metanolfabrikken på Tjeldbergodden kjøper metan til en lavere pris, men generelt sett er prisene industrien betaler i Norge høyere enn i de fleste EU land. Dette skyldes mangel på konkurranse og store avstander til sluttkunden (se Figur 17).

Forbruk

Etter mange år med global vekst, har gassforbruket begynt å flate ut. Etterspørselen i 2011 var på 3223 mrd Sm³, med 21,5 % i USA og 13,2 % i Russland. Iran (4,7 %), Kina (4 %), Japan (3,3 %) og Canada (3,2 %) følger etter.

Totalt brukte EU 448 mrd Sm³ i 2011, etter en nedgang på nesten 10 % fra 2010. De seks største gassmarkedene i EU står for mer enn 70 % av Kontinentets forbruk (se Figur 6). Europas nedgang i forbruket kom som en følge av en ny runde med resesjon, varm vinter og relativt høye gasspriser. Selv om disse nå har blitt forhandlet ned, er dette ikke nok for å konkurrere mot kull i kraftproduksjon.

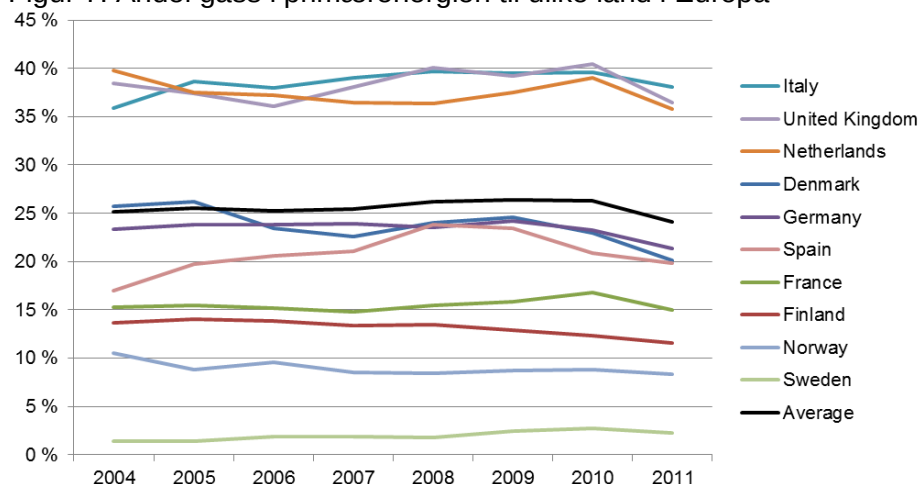
Figur 6: Tørrgassforbruk i de 6 største europeiske markedene



Data: BP Statistical Energy Review, 2012

Andelen gass i ulike lands energitilførsel er avhengig av hvilken energiform de har og foretrekker. Vi ser at gass ofte fyller «gapet» mellom fornybar (vann, vind og sol), kjernekraft og kullkraft. Figur 7 viser hvilken andel gass har i primærenergien i noen europeiske land. Norge ligger høyt, fordi her regnes all bruk av gass, også offshore. Om bare gassforbruk i markedet skulle vises, ville Norge vært lavere enn Sverige.

Figur 7: Andel gass i primærenergien til ulike land i Europa



Data: BP Statistical Energy Review, 2012

Mesteparten av forbruksveksten forventes nå i voksende økonomier i Asia, samt i USA som har holdt gassforbruket nede siden 1980 på grunn av oppfattet mangel på egne naturgassressurser. Nå satser både USA og Kina på gassforbruk, både for å begrense import av andre energibærere og samtidig redusere CO₂ utslipp og andre miljøskader fra bruk av kull, olje osv. Disse landene ser det også som viktig å være mest mulig selvforsynt og redusere oljeavhengighet og -pris. Økt bruk av gass er et ledd i dette.

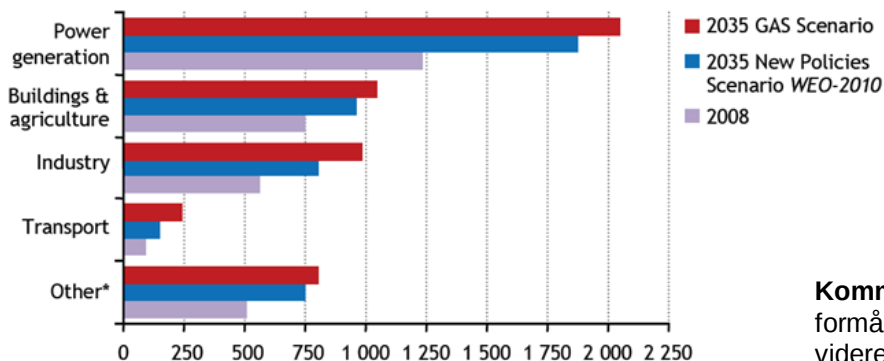
Trender i internasjonale gassmarkeder

Norge eksporterer mesteparten av gassen sin til Europa, og noe til land utenfor Europa. Inntektene er et resultat av pris og transportkostnad til de ulike markedene. Selv om mesteparten av gassen leveres til Europa, vil vi først beskrive globale trender, ettersom disse i stadig større grad påvirker de europeiske prisene og direkte påvirker LNG-prisene Norge kan oppnå utenfor Europa. De er også svært viktige for nyetablering av petrokjemisk videreforedling.

Globalt har gass hatt ulik interesse og ulik konkurranseevne med andre energiformer. Vi har sett politiske preferanser innen sysselsetting, miljø, økonomi og nå er det litt tilbake til sysselsetting i noen land. Handelsbalanser og energikostnad er også viktig, både for politikere og industriselskap.

Det internasjonale energibyrået, IEA, har nylig analysert gassens rolle i lys av økt tilgjengelighet og lavere priser. De ser da mulig økt bruk i alle sektorer, og at transportsektoren alene kan bli på 250 mrd Sm³, mer enn det dobbelte av norsk produksjon (se Figur 8).

Figur 8: Utsikter til fremtidig tørrgassforbruk globalt – ulike scenarier (mrd Sm³)



Kommentar: Other* refererer til ikke-energi formål, og her inkluderes petrokjemisk videreforedling

Kilde: International Energy Agency, Golden Age of Gas, 2011.

Gass handles stadig mer internasjonalt. LNG-teknologi gjør den til en mer generisk råvare (som olje). Stadig flere land utvikler markedsplasser for gass, hvor tilbud og etterspørsel styrer prisen. Prisbevegelsene vil igjen påvirke gassflyt, både fra rør og LNG, i noen grad til de markedene som betaler mest. Dette vil på sikt gi mer utjevning av priser enn ellers. Likevel er det i dag store prisforskjeller globalt, som kartet nedenfor indikerer.

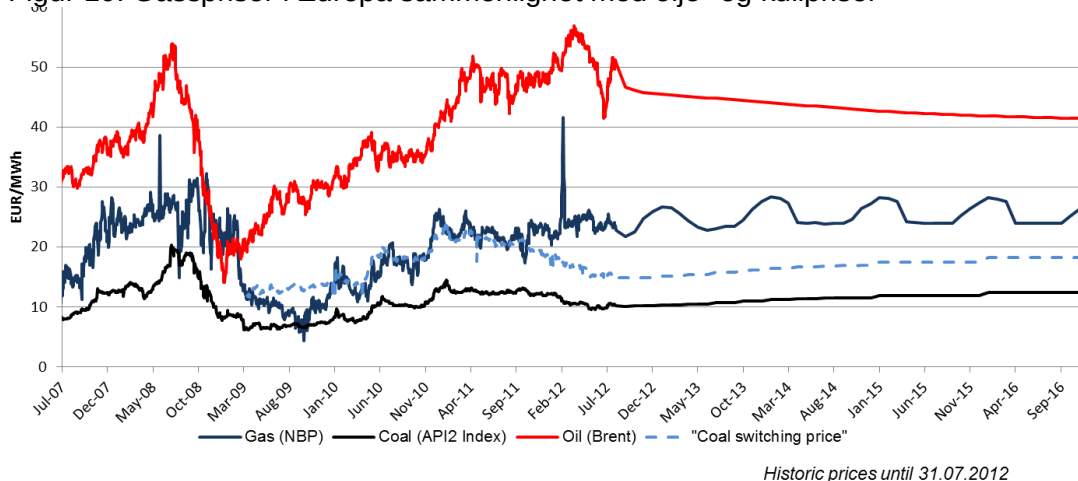
Figur 9: Gasspris (LNG-import) i ulike markeder i verden, forventet for oktober 2012



Kilde: Federal Energy Regulatory Commission (USA regulator), september 2012

Kraftbransjen i Europa foretrekker nå kull fremfor gass, ettersom kullprisene er lave og gassprisen er høyere. Utslipp av CO₂ fra dette betales med kvoter, som for tiden også har lave priser. Selv om færre kvoter er nødvendig ved bruk av gass enn ved bruk av kull, er det altså mest lønnsomt å velge bort gass. Norge er med i kvoteordningen og har i tillegg sett på andre mekanismer for å redusere utslipp og samtidig beholde noe industri. Utslippene i Norge kommer mer fra transportsektoren og oljeindustrien, mens industrien på land har gjennomført flere reduksjoner. Hvilke priser utslipp vil få fremover er usikkert, og det er mange som ønsker at denne kostnaden skal stige (ved at færre kvoter er tilgjengelige) og være globale (stadig flere markeder knytter seg nå til det europeiske). Samtidig er det vanskelig for land som ønsker industriaktivitet å vurdere høyere kostnader til energi og utslipp. Denne usikkerheten medvirker også til lavere investeringer i land som er omfattet av ETS, og er nok en fordel for investorer i USA. I figur 10, som viser olje, gass og kull-priser har vi illustrert hvilken pris gass må ha for å konkurrere med kull til kraft. Dette vil påvirke markedsprisen på gass og dermed attraktiviteten i videreforedling av gass.

Figur 10: Gasspriser i Europa sammenlignet med olje- og kullpriser



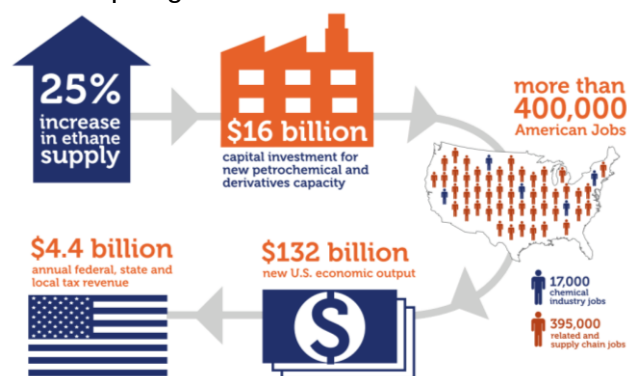
Data: Montel, EIA, Datastream, Sund Energy

Internasjonal bruk av gass til videreforedling

Petrokjemiske selskaper som bruker naturgass som råvare er hovedsakelig drevet av gassprisene. I dag er disse lavest i Midtøsten og USA. Produktprisene er satt globalt og med balanserte markeder har de fleste produsenter positive marginer. Med høyere produksjon enn etterspørsel kan prisene falle og høye naturgasspriser kan da gi tap.

Sund Energy har snakket med flere store oljeselskaper, med petrokjemianlegg, som bekrefter trenden mot etableringer der gass er billig. Se mer angående dette i vedlegg: *Videreforedling internasjonalt*. Politikere i flere land, særlig USA, med lave gasspriser og resesjon, ser økt verdiskapning fra naturgass. Industrien vil ofte illustrere dette i arbeidsplasser og verdiskapning.

Figur 11: Hvordan lave etanpriser og mulig verdiskapning illustreres av industrien i USA



Kilde: American Chemistry Council, 2012

Scenarier for gasspriser fremover – globalt

Vi har utviklet to scenarier for gasspriser i verden. De har to ulike utgangspunkt, basert på hva produsentene vil velge som strategi fremover (Tabell 3). Disse prisscenarioene brukes i den videre analysen for å se på inntjening til norske produsenter og alternativpriser for Norge. Prisene er i 2012-verdier.

Scenario 1 ser økt konkurranse, mer produksjon og priser lave nok til å konkurrere med kull i kraftbransjen. Dette vil gi større etterspørsel, mer infrastruktur og et stort marked i kraftbransjen. Ettersom kullpriser er globale, vil gasspriser harmoniseres mer og det er mulig å se en global pris på lang sikt. Det vil være mulig å få høyere marginer i noen markeder, særlig der det er mindre konkurranse eller høyere betalingsvillighet for LNG, for eksempel til skip.

Scenario 2 ser mer kontroll av produksjonen for å unngå overleveranse og lave priser. Dette vil kreve mye disiplin og enighet blant de store aktørene, som i første omgang må kutte produksjon betydelig. Det er etablert et «gass-OPEC», Gas Exporting Countries Forum, med medlemmer både fra OPEC og andre land. Norge er observatør her. Jo flere aktører som produserer naturgass i verden, jo vanskeligere vil det bli å finne enighet om store kutt og fordeling av inntekter på markeder som har ulike priser. Vi viser dette scenarioet delvis fordi mange selgere sier at de trenger høye

priser, og da er det viktig å forstå hva det innebærer. Etterspørselen vil være betydelig lavere i dette bildet, ettersom gass ikke vil kunne konkurrere med kull, og dermed mister grunnlastetterspørselen. Gass til spisslast («peak») vil bare kunne være aktuelt, men det vil også kreve en del mer margin i flere ledd (kraft, lager, transport).

Tabell 3: To globale scenarier for gasspriser

Scenario 1: Abundance					Scenario 2: Control				
USD12/mmbtu	2015	2020	2025	2030	USD12/mmbtu	2015	2020	2025	2030
USA	3	4	5	6	USA	4	6	7	8
Europe	8	6	6	6	Europe	9	10	11	12
Asia	14	10	8	6	Asia	16	14	13	13
Middle East	2	3	3	4	Middle East	2	3	5	6

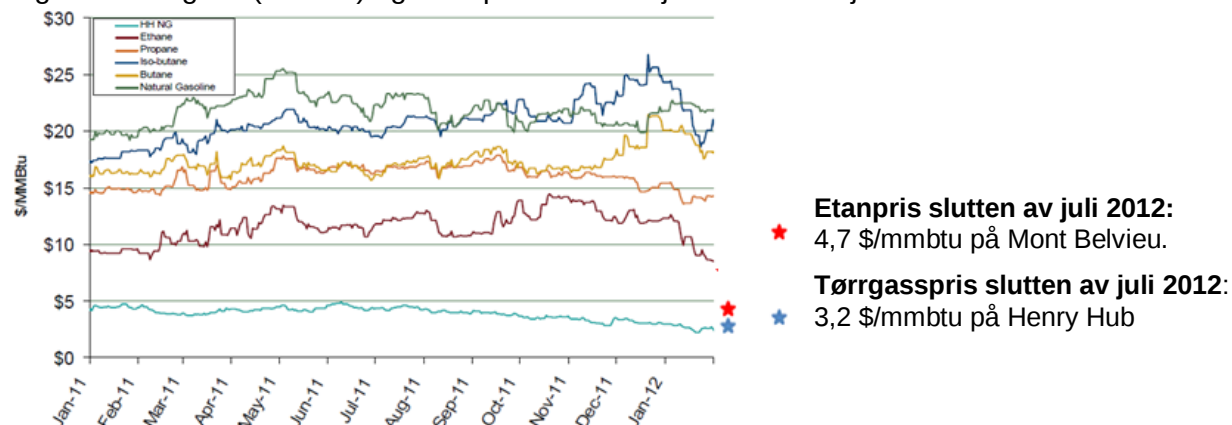
Data: Sund Energy analyse, 2012

Konvertering: 1 \$/mmbtu = 0,23 NOK/Sm³

Etanpriser

I et likvid marked vil gasspriser være et gulv for etanpriser. Lavere priser fører noen ganger til salg av etanet sammen med metan som tørrgass med høyere brennverdi, i stedet for investering i utskillingskapasitet. Samtidig har etanprisen et tak i naftaprisen og vil være noe billigere. Dette er fordi etan brukes i vesentlig grad til å lage etylen og den konkurrerer der med nafta og propan, som er billigere enn olje. Det finnes bare ett likvid etanmarked i verden, i USA. Etanprisene der har falt kraftig på grunn av høyere produksjon. I fremtiden kan mulig eksport og økt etterspørsel kunne presse etanprisen oppover. Etanpriser i USA vil sannsynligvis aldri bli like lave som i Midtøsten, men lave nok til holde etanbasert videreforedling konkurransedyktig på sikt. All etantransport i USA har vært med rør, men nå er det også leveranser med skip. Per i dag er det bare eksport til Canada, men amerikanske selgere leter nå etter europeiske kjøpere også.

Figur 12 Tørrgass (HH NG) og NGL priser i USA i januar 2011 – januar 2012



Kilde: USAs Federal Energy Regulatory Commission, februar 2012 (siste tilgjengelig)

I Midtøsten er prisen regulert til et veldig lavt nivå, typisk 1-2 \$/mmbtu (300 – 600 NOK/tonn), for å gjøre etanbasert videreforedling konkurransedyktig. I Europa er det mangel på etan og ikke et likvid eller transparent marked. Kontraktene priser etan mot nafta, som igjen er en funksjon av oljeprisen.

LPG-priser

Sammenliknet med etan, er LPG handlet i et mer likvid marked. Den internasjonale referanseprisen for LPG er basert på Saudi Aramcos kontraktpris, som forutsetter 40 % propan- og 60 % butaninnhold. LPG er vanligvis dyrere enn tørrgass/ metan, men billigere enn nafta og olje.

Naturgass i Norge

- Veldig lite av norsk gassproduksjon brukes innenlands
 - Videreforedling: Ineos, metanolfabrikken på Tjeldbergodden og Yara
- Høye gasspriser i Norge sammenlignet med f.eks USA og Midtøsten
 - Statoil er i dag eneste selger av etan i Norge
 - Kan ta ut mer etan på Kårstø (og Kollsnes)
- Utrykt politisk ønske om mer bruk av gass innenlands

Forbruk – energiformål og videreforedling

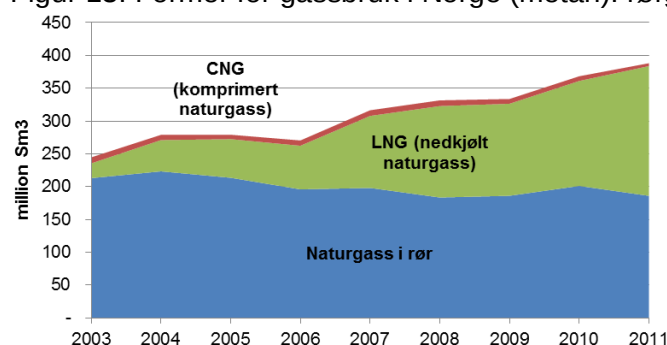
Norge bruker veldig lite gass i sin energimiks, selv om landet er rikt på naturgassressurser og har størst produksjon per innbygger i Europa. Strategien har lenge vært rettet mot eksport, og innenlandsk forbruk er sett på som krevende på grunn av mangel på utbygd infrastruktur. På sokkelen reinjiseres noe av den produserte naturgassen (rikgass) som trykkstøtte til økt oljeproduksjon, og en liten del fakles av sikkerhetshensyn (noe under 0,5 mrd Sm^3). I tillegg brukte Norge i 2011 litt over 4,6 mrd Sm^3 i gassturbiner offshore for å lage kraft og varme, samt i prosessanlegg ved i landføringsstedene. Totalt tilsvarer bruk av gass i petroleumssektoren cirka 5 % av produksjonen. På sikt kan dette avta, siden det er forventet både installering av mer effektive gassturbiner og at flere nye og eksisterende felt vil forsynes med kraft direkte fra land (elektrifisering).

Bruk av gass til energiformål

Gassforbruket har aldri vært stort i fastlands Norge. Naturkraft, som bruker gass til kraftproduksjon på Kårstø, er den største forbrukeren på land, med cirka 670 millioner Sm^3 i 2011 ved en lastfaktor på under 50 % (2012 har bruken vært enda lavere), avhengig av kraftpriser og lønnsomhet. Det ble også brukt 20 millioner Sm^3 i 2011 i fjernvarmeverk.

Resten på 388 millioner Sm^3 brukes hovedsakelig i industri (267 millioner Sm^3 , særlig kjemisk industri og metallprodusenter). Etterspørselen fra jordbruk, fiske, tjenesteytende næringer og husholdninger er svært liten, men øker noe (46 millioner Sm^3). I transportsektoren brukes gass til forsyning av skip og ferger (69 millioner Sm^3), samt som drivstoff i busser i noen byer.

Figur 13: Former for gassbruk i Norge (metan): rørgass, LNG og CNG



Kilde: SSB, 2012

Etan brukes vanligvis ikke til andre formål enn videreforedling i Norge, og beskrives separat. Yara bruker noe etan til energi.

Videreforedling av gass

Våtgas (hovedsakelig etan, men også propan og butan) og nafta er de viktigste råstoffene i petrokjemisk industri og råstoffprisen er hoveddriveren for lønnsomhet. Sluttproduktene selges til globale priser på verdensmarkedet. Videreforedling av gass foregår i liten grad i Norge, og aktørene presenteres her:

Ineos: Videreforedling av etan

Ineos er en viktig produsent av petrokjemiske produkter, spesialkjemikaler og oljeprodukter. Det britiske selskapet har vokst gjennom oppkjøp og fusjoner, og omfatter 15 bedrifter og 60 produksjonsanlegg i 14 land. Ineos har en årlig omsetning på cirka 170 milliarder NOK.

I Norge eier Ineos tre bedrifter ved Porsgrunn i Grenland:

- Noretyl, som driver etylen- og propylenfabrikkene, er Norges største bruker av våtgass og forsyner den lokale verdikjeden. Noretyl er heleid av Ineos Bamble og Ineos Norge.
- Ineos Bamble eier polyetylen fabrikk og produserer plast råvarer til farmasøytisk industri, matvareemballasje, osv.
- Ineos Norge driver en klor- og en VCM-fabrikk i Rafnes og en PVC-fabrikk på Herøya.

Figur 14: Ineosanleggene i Grenland



Kilde: Ineos, Energi-seminar i Bamble kommune, 25. november 2009

Ineos sin nåværende aktivitet er lønnsom i Norge ettersom markedet er i balanse. Global overproduksjon (med billigere gass) vil kunne gi lavere produktpriser, som naturligvis vil skade lønnsomheten til de med dyrere gass. Integrering, slik det er mellom anleggene i Norge, forsterker lønnsomheten, og det samme gjør satsing på markedsnisjer og produktinnovasjon. Nye etylen crackere bygges vanligvis ikke uten direkte forbindelse til videre prosessering, som bedrer konkurranse-dyktigheten. Strømpriser kan også være avgjørende for lønnsomhet. Andre rammebetingelser spiller en rolle i lokalisering av nye anlegg, men er mindre viktig.

LPG er i dag mer tilgjengelig enn etan og kan kjøpes fra flere aktører, også på spotpriser, men er mindre egnet for etylenproduksjon og behøver prosessering først. Dette øker kostnadene og gir delvis en annen miks av produkter. Selv om Ineos foretrekker etan som råstoff, bruker de i Norge kun 0,45 millioner tonn etan og samme mengde LPG per år, fordi de ikke får tak i nok etan. LPG kjøpes fra Statoil, og fraktes med spesielle skip fra Kårstø og fra Teesside i Storbritannia. Statoil er i dag eneste selger av etan i Norge. Ineos vurderer etanimport fra USA eller andre kilder, som vil kunne gi bedre priser. Ineos vil kunne doble sin bruk av etan, men utover dette er det usikkerhet med hensyn til tilgang på etan fra Norge, særlig etter 2020.

Metanolfabrikken på Tjeldbergodden: Videreforedling av metan

Metanolanlegget på Tjeldbergodden (TBO) er Europas største og dekker cirka 10 % av Europas behov. Anlegget er eid av Statoil (81,3 %) og ConocoPhillips (18,7 %) og har en årlig kapasitet på 0,95 millioner tonn metanol. Metanforbruket i 2011 var på 591 millioner Sm^3 , ved en lastfaktor på cirka 90 %. God effektivitet og tilgang til rimelig gass fra Heidrunfeltet, som var "stranded" da gassforsyningskontrakten ble inngått, har gitt høy kapasitetsutnyttelse i fabrikk. Gass fra Heidrun kan nå også eksporteres via Åsgard Transport og det er uklart hvilken pris anlegget må betale fra 2016/ 2017, når dagens kontrakt utløper.

Figur 15: Metanolanlegget



Kilde: Statoil.com

Metanol er en liten del av Statoils virksomhet og selskapet har foreløpig ikke planer for utvidelse av kapasitet i Norge. En slik plan ble diskutert i 2006, parallelt med planer for et gasskraftverk med CO₂-rensing på Tjeldbergodden. Begge ble droppet, metanolutvidelsen på grunn av lave globale priser og stagnerende etterspørsel, særlig i Europa.

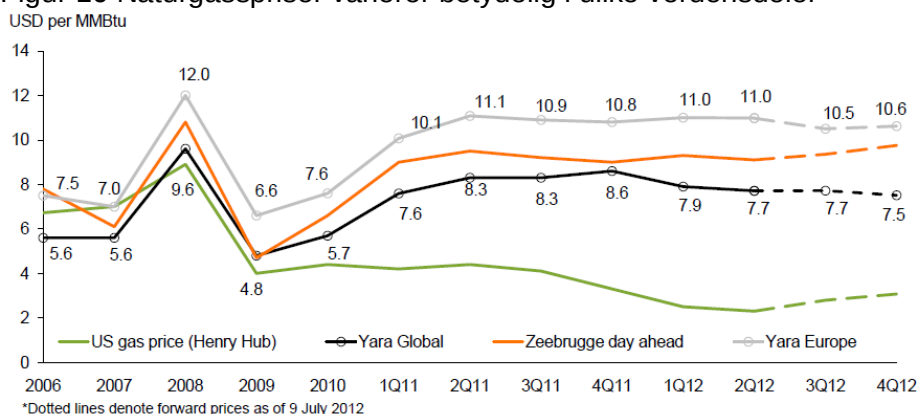
Yara: Ammoniakkproduksjon av LPG

Yara International ASA produserer gjødselprodukter i 17 land og selger til landbruk og industrielle kunder i hele verden (150 land). De hadde en omsetning på cirka 80 milliarder NOK i 2011 og sysselsetter mer enn 7300 mennesker globalt. Yara er en stor forhandler av ammoniakk og har et årlig gassforbruk på rundt 5,4 milliarder Sm³, hvorav 4,4 milliarder Sm³ i Europa. Totalt er Yaras global forbruksmiks på 82 % tørrgass (metan), 6 % LPG/ etan og 12 % oljeprodukter.

Gjødselprodukter selges på verdensmarkedet til globale priser og det er store geografiske forskjeller i etterspørselen etter ulike produkter. Den mest energikrevende delen av produksjonsprosessen er framstillingen av ammoniakk. Til dette brukes alltid det rimeligst tilgjengelige hydrokarbonet, det vil si nesten utelukkende gass (metan). I Europa representerer gass mellom 70 – 80 % av den totale produksjonskostnaden, selv om den kjøpes på spotpriser (lavere enn oljelinkede priser). Ny produksjonskapasitet legges vanligvis i land med tilstrekkelig og billig gassforsyning. I Norge har ikke Yara tilgang til tørrgass (metan) og må derfor bruke LPG (butan og propan) til ammoniakkproduksjon i stedet. LPG-priser er en funksjon av oljeprisen, med noe rom for forhandling, og påfører betydelig høyere kostnader i et marked med global konkurranse. Se for øvrig Figur 16 vedrørende Yaras gasspriser globalt.

Yaras norske anlegg ligger på Herøya og i Glomfjord. På Herøya produserer de ammoniakk, et bredt spekter av fullgjødselprodukter, salpetersyre, og kalksalpeter. Mye av dette selges på det norske/ nordiske markedet, men noe går også til europeiske og asiatiske markeder. Ren CO₂ skilles ut fra produksjonsprosessen og selges til industri. Yara Glomfjord er betydelig mindre enn Yara Porsgrunn. Det er kun Porsgrunn som fremdeles produserer ammoniakk, mens Glomfjord er avhengig av å kjøpe dette. Dersom cirka 0,5 milliarder Sm³ gass var tilgjengelig på de to stedene, ville man kunne erstatte mesteparten av dagens forbruk av LPG og etan.

Figur 16 Naturgasspriser varierer betydelig i ulike verdensdeler



Kilde: Yara International, Q2 2012 resultatmelding

Kommentar: Yara betaler i dag for LPG en pris omtrent dobbel så høy som gassprisen i Zeebrugge. LNG, et mulig alternativ, selges til norsk og svensk industri til priser nær LPG nivå.

Intervjuer med utvalgte aktører: Salg

Statoil/ Petoro

Statoil er den største leverandøren av gass til det norske markedet. Selskapet er positive til økt bruk av naturgass i Norge, men det er avgjørende for dem at betingelsene i avtaler som inngås i Norge er konkurransedyktige med andre markeder. Dette prinsippet sammenfaller også med mandatet for den oppgaven Statoil er tildelt som markedsfører av den norske stats egenproduksjon. Statoil priser etan mot olje. Med vedvarende prisforskjell mellom USA og Europa kan man se for seg et internasjonalt marked for etan, men infrastruktur vil her kunne være en barriere. I Norge selges etan hovedsakelig til Ineos. Statoil selger egne og SDØE volum, samt volumer fra andre produsenter. Fra 2015 kan man se nye konstellasjoner på selgersiden. Statoil mener at deres tilbud er på markedsvilkår. Statoil forventer ikke sterk økning i bruk av gass i Norge, men noe økning i våtgass bruk kan ikke utelukkes.

Gasnor

Gasnor leverer gass i rør, CNG og LNG, i Norge og nabolandene. 70 % av leveransene går til industrielle kunder og 25 % til transportsektoren, som LNG. I Norge var leveransene i 2011 på 223 millioner Sm³. LNG til skip er sektoren som vokser raskest og LNG er fullt ut konkurransedyktig med tungolje på skip. Selskapet oppfatter konkurranse med Skangass som positivt. Tempoet i utviklingen av LNG mottaksterminaler vil avhenge av finansiell støtte fra staten, i tillegg til støtte fra Enova. Selv med dagens kapasitet vil Gasnor kunne levere LNG til Yara som et alternativ til LPG. Gasnor ser at mye av industrien har allerede konvertert til gass, og fram til 2020 vil mesteparten av veksten i etterspørsel komme fra transportsektoren. LNG til skip vil se størst økning, men noe anvendelse av gass til kjøretøy er også forventet. Selskapet har liten tro på gass til videreforedling i Norge. August 2012 overtok Shell eierskapet i Gasnor fra Statoil, E.ON, BKK og Haugaland kraft. Dette kan gi nye muligheter for gass, særlig til transport. (Se vedlegg 7: «Små-skala LNG: Shell overtar Gasnor»)

Skangass

Skangass (et Lyse-selskap) eier Risavika LNG-anlegg ved Sola, som har en kapasitet på 300 000 tonn LNG per år. Selskapet har nylig inngått kontrakt for LNG leveranser til Preem i Lysekil (Sverige), med årlig volum på 200 000 tonn per år i 15 år til cirka 1 mrd NOK årlig, tilsvarende en pris på 5000 NOK/tonn LNG (16 -17 \$/mmbtu; 3,68 - 3,93 NOK/Sm³). Gassen erstatter nafta som råstoff til hydrogenproduksjon og vil blant annet redusere deres CO₂ utslipp. Skangass kan levere LNG til konkurransedyktige priser med LPG og tungolje i dag, og utelukker ikke videreforedling, som Yara. Ellers er det ventet vekst i bruken av LNG til skip og de ser at sikkerhetsregler ved LNG bunkring vil kunne fortsette å bremse overgangen til LNG i fergetrafikk. Skangass ønsker økt konkurranse i LNG markedet. Når EUs gassdirektiver blir innført i Norge i 2014, blir det også tredjepartsadgang i terminalene i Norge. Selskapet ser ikke i gass som et konkurransedyktig drivstoff til kjøretøy, men dette oppfattes først og fremst som et avgiftsspørsmål.

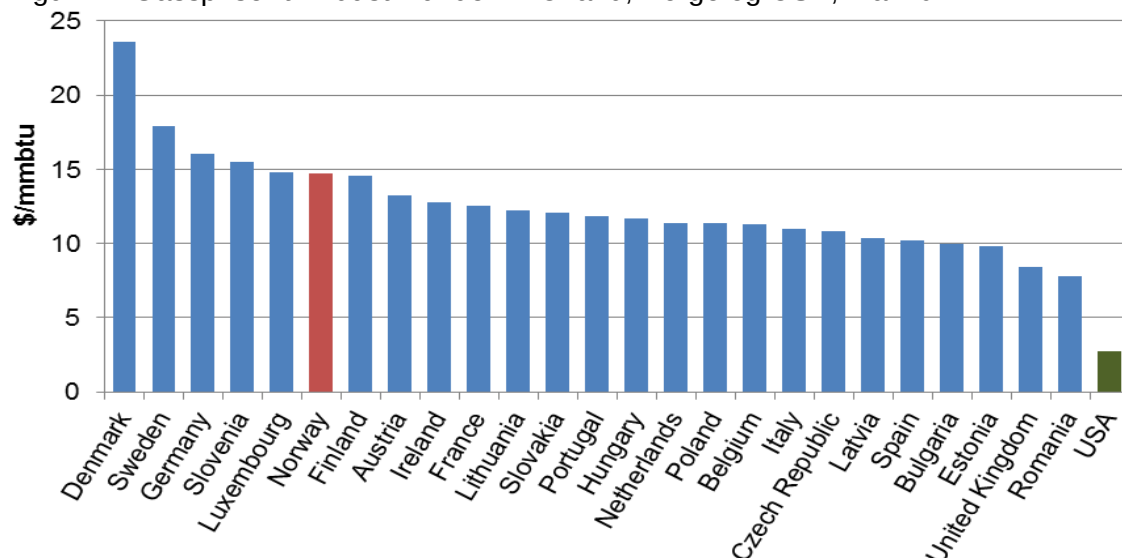
Barents Naturgass

Barents Naturgass selger og distribuerer gass til sluttbrukere innen industri, skipsfart, kjøretøy, fjernvarme og bolig. Hovedmarkedet er Nord Norge, men også Nord Sverige og Nord Finland. Selskapet driver flere mindre LNG terminaler i Nord Norge. Gass (LNG) hentes i dag med tankbil fra Melkøya, (små skip kan ikke laste LNG på Melkøya i dag). Barents Naturgass ser både sin egen ekspansjon og generell vekst i gassbruk i regionen som sterkt avhengig av bygging av tog 2 på Melkøya, særlig om man får mulighet til å hente LNG med mindre skip. Selskapet ser også for seg at et tog 2 på Melkøya vil kunne gi grunnlag for lokalt gassrør og dermed en betydelig økning av industriell gassbruk. Barents Naturgass opplyser at de har mange henvendelser fra aktører i regionen som kunne vært interesserte i gass, også som råstoff. Den viktigste rammebetingelsen selskapet håper vil bedres er tredjepartsadgang.

Priser

De som bruker naturgass i Norge i dag har relativt høye priser i forhold til andre land i Europa, og mye høyere enn i land som for tiden er attraktive for investorer i nye petrokjemiske anlegg: USA, Midtøsten. De nordiske landene ligger på omtrent samme nivå som Norge (Danmark har mye høyere priser på grunn av høye skatter).

Figur 17: Gasspriser til industrikunder i EU-land, Norge og USA, mai 2012



Kilde: Eurostat, SSB, 2012

Kommentar: Tallene for Norge er ikke helt sammenlignbare med de andre landene, hvor data er rapportert bare av større forbrukere, for all innkjøpt gass (inkludert til bruk som råstoff, men uten LPG, brenngass og andre naturgassprodukter). Tallene for alle landene inkluderer alle skatter som ikke kan kreves tilbake. Det er stor variasjon innen hvert land.

De viktigste grunner for den høye gassprisen er manglende konkurranse og manglende infrastruktur. Ved lite forbruk blir transportkostnadene per enhet høye. Kontrakter signert for noen år siden er også typisk knyttet til oljepris, slik det var i eksportmarkedene da de ble signert. Vi ser nå at det er mulig å kjøpe LNG til europeiske spotpriser med transporttillegg, noe som er lavere enn oljelink.

I 2011 var gjennomsnittsprisen for naturgassprodukter kjøpt av norsk industri på 14,7 \$/mmbtu, tilsvarende 3,40 NOK/Sm³. De fleste kjøpere er små og betaler høyere priser enn dette. Hvor mye av dette er LNG/ rørgass og hvor mye som er LPG eller andre gassprodukter er dessverre ikke mulig å si ut ifra data samlet av SSB, men prisnivået på alle er normalt knyttet olje. Normalt vil LPG være dyrere enn gass (metan). Det kan derfor oppstå ganske store variasjoner i sluttprisen på LNG solgt til ulike aktører avhengig av distanse fra LNG anlegget og transportmåte. Dette betyr at prisnivået bare er en indikasjon på hvor konkurransedyktig norsk gassbasert industri er sammenliknet med andre relevante land, og ikke et bilde av hva en industriaktør betaler eller hvor mye LNG/ gass koster. Likevel er vi optimistiske med hensyn til at norske priser kan bli bedre over tid med lavere eksportpriser, mer konkurranse/ transparens og økt tilgjengelighet (særlig bedre infrastruktur).

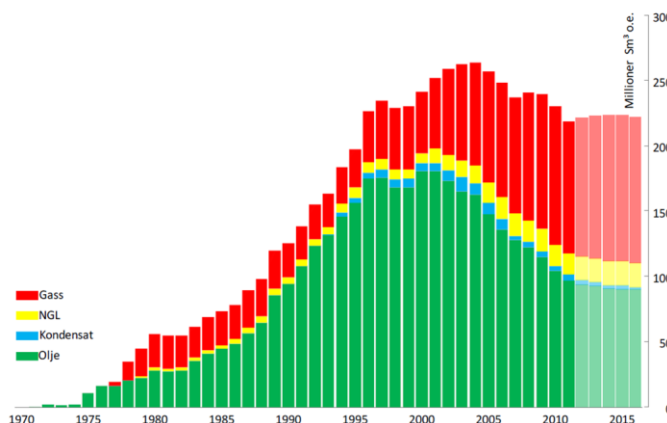
Produksjon

Norge har produsert naturgass siden 1977 og har fremdeles mer enn halvparten av reservene igjen. Produksjonen har økt kraftig og er nå mer enn 100 mrd Sm³/år. Norsk oljeproduksjon har vært fallende noen år, og gass blir en stadig større andel av produksjonen på norsk sokkel. Dagens reserver indikerer økende produksjon frem til 2020, men nye funn og utbygging av disse er nødvendig for å opprettholde nivået etter det. Som Figur 18 viser, utgjør NGL og kondensat en liten del av total produksjon.

Oljedirektoratet oppgir total NGL produksjon til cirka 8,5 millioner tonn i 2011, hvorav LPG er cirka 5 millioner tonn.

Norge er nesten den eneste produsent av etan i Europa (noe etan fra britisk sokkel benyttes i UK). Ifølge Industriarena, kan Norge teoretisk skille ut 4,4 millioner tonn etan årlig i tillegg til etan blandet i tørrgassen (for å møte kvalitetskrav fra kundene). Total utskillingskapasitet i dag er på 0,95 millioner tonn årlig på Kårstø. Økt utskilling og bruk kunne økt fortjenesten til selgere og staten (om den får et marked/kjøpere).

Figur 18: Produksjon av olje, gass, NGL og kondensat

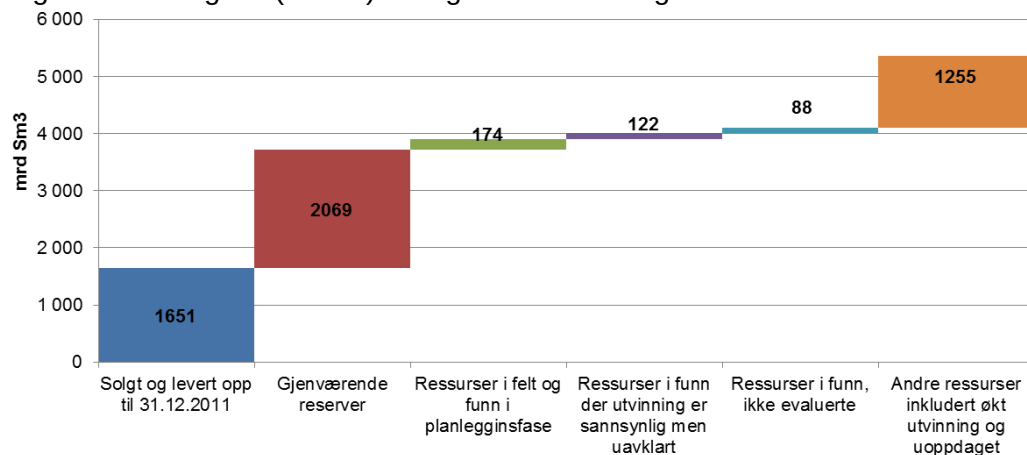


Kilde: Oljedirektoratet, 15. februar 2012

Resurser og reserver

Norges gassreserver finnes i Nordsjøen (1433 mrd Sm³), Norskehavet (472 mrd Sm³) og Barentshavet (165 mrd Sm³). Nordsjøen er nærmest eksportmarkedene og mest utbygd. Norskehavet er noe utbygd og har flere planer for videre vekst. Barentshavet har startet produksjon og ser store muligheter fremover. Mesteparten av gassen i Norge eies av staten direkte (SDØE - Statens Direkte Økonomiske Engasjement, forvaltet av Petoro) og Statoil. Det har blitt et større mangfold på norsk sokkel, men både de store internasjonale selskapene (ExxonMobil, Shell, Total osv.) og de nye mindre aktørene har lite gass i forhold til de to store norske eierne. Tilsvarende fordeling av produksjon, se Figur 20. Tidligere ble all norsk gass solgt av Gassforhandlingsutvalget (GFU, ledet av Statoil), nå selger hver aktør sin gass, bortsett fra SDØE-gassen som selges av Statoil.

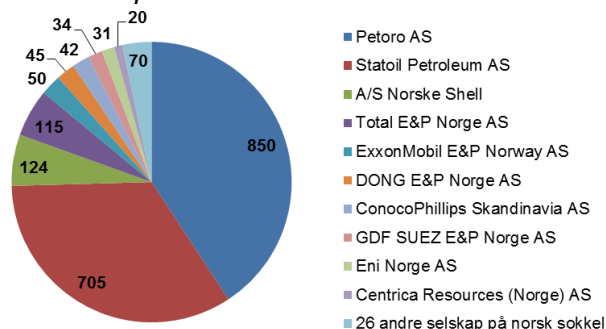
Figur 19: Naturgass (metan) i Norge etter utvinningsstatus



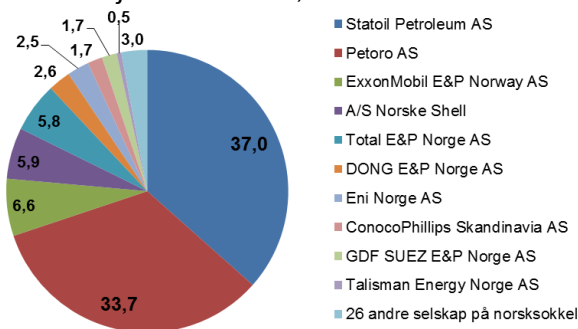
Kilde: Oljedirektoratet, 2012

Figur 20: Fordeling av gassreserver og gassproduksjon i 2011

Reserver per 31.12.2011: 2070 mrd Sm³



Produksjon 2011: 101,23 mrd Sm³



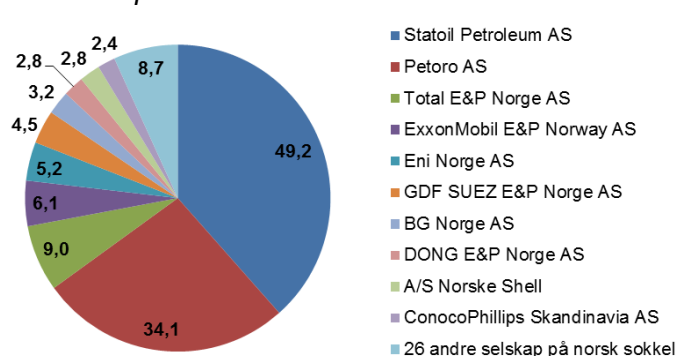
Data: Oljedirektoratet, 2012

NGL-reserver finnes i Nordsjøen (70 millioner tonn, MT), Norskehavet (48 MT) og Barentshavet (8 MT). I følge Oljedirektoratet, er Barentshavet mindre rik på NGL enn de andre områdene. Siden noen felt med større andel våtgass har vært i produksjon lenge, er det estimert at mer enn halvparten av Norges NGL-reserver allerede er produsert. Statoil og Petoro er igjen hovedeierne. NGL-omsetning er betydelig lavere enn gassomsetningen, og de andre aktørene selger etan (og noe LPG) til Statoil for videresalg.

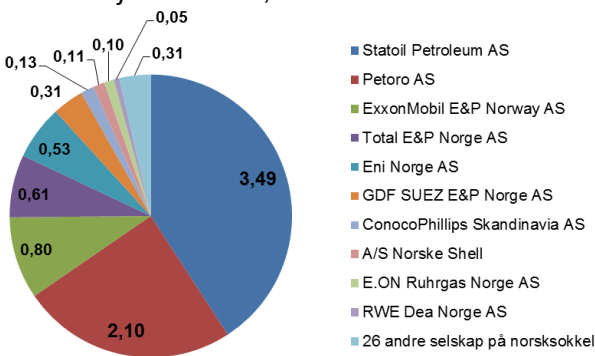
Offentlig statistikk skiller ikke våtgass i sine komponenter (etan, propan og butan), hverken per felt, eller per ilandføringssted. Denne rapporten kartlegger ikke NGL i detalj, men fokuserer på hvordan ressurstilgjengelighet og oppfatning av dette påvirker videreforedlingsaktivitet i Norge og framtidig potensial for dette. Det er stor usikkerhet rundt tilgjengelighet etter 2020.

Figur 21: Fordeling av NGL reserver og produksjon i 2011 – de største selskapene

Reserver per 31.12.2011: 126 mil tonn



Produksjon 2011: 8,54 mil tonn



Data: Oljedirektoratet, 2012

Intervjuer med utvalgte aktører: Reserver & produksjon

Statoil/ (Petro)

Statoil er et ledende selskap i olje- og gassproduksjon med virksomhet i 36 land og 21 000 ansatte, og er den klart største aktøren på norsk sokkel. Selskapet er den nest største gassleverandør til Europa etter Russland og ansvarlig for 75 % av norsk gasseksport (når SDØE er inkludert). I følge Statoil, er tilgangen på ilandført naturgass i Norge ingen begrensning i overskuelig fremtid, for innenlands bruk. Statoil/ SDØE skiller ut etan på Kårstø, som forventes stabil frem til 2020 (cirka 0,9 millioner tonn årlig). Slik det ser ut i dag, vil rikgassvolumene gå ned på Kårstø etter 2020, og da vil det kunne bli mindre etan tilgjengelig for utskilling. Denne framtidsutsikten gjør det vanskelig å beslutte utvidelse av utskillingskapasitet, selv om det for Statoil alltid vil være lønnsomt å hente ut all etan som kan selges i markedet.

ENI

ENI er aktive i Barentshavet (Goliat, Skrugard/ Havis) og godt representert i Norskehavet. Selskapet ønsker å vente med rør sørover fra Barentshavet til volumgrunnlaget rettferdiggjør det (200 – 300 mrd Sm³). Melkøya Tog 2 er hittil ikke blitt vurdert på grunn av manglende tredjepartsadgang. Når det gjelder Goliat (hovedsakelig olje), vil ENI kunne vurdere reinjisering av naturgassen hvis det ikke finnes transportløsninger, for å kunne styrke oljeproduksjonen. Lokalt salg av gass kan være et alternativ ved høyere netback enn eksport. En viktig rammebetingelse vil være et «rasjonelt» CO₂ regime.

Shell

Shell er verdens største LNG aktør og er også store innen petrokjemi, særlig i Asia. I Norge har de et sterkt nærvær i Norskehavet og viser nå fornyet interesse for Barentshavet. Shell er nest størst i Norge i salg av petroleumsprodukter og en stor gassleverandør til Norge gjennom leveranser til Lyse/ Skangass og Gasnor. Shell eier nå Gasnor 100 %. Selv om Shell får henvendelser fra flere potensielle brukere av gass, er det vanskelig å få lønnsom bruk i Norge. Diskusjonen strander oftest på pris, og hva en rimelig markedspris er oppfattet ulikt av selger og kjøper. Shell har også hatt diskusjon med potensielle investorer i gasskraftverk i Norge men kan ikke gi nok rabatt til å gjøre prosjektene konkurransedyktige. Derfor ser Shell ingen stor økning i anvendelse av gass i Norge de neste 20 årene,

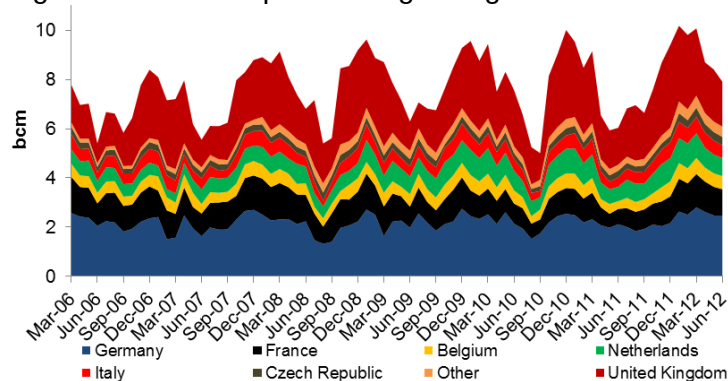
North Energy

North Energy har 20 % andel i gassfeltet Norvarg i Barentshavet. Estimert totalreserver (OD): 63 – 310 mboe. North Energy har analysert Barentsregionen med utgangspunkt i ODs ressursgrunnlag. North Energy ønsker primært et rør sydover fra Barentshavet da dette etter deres mening vil stimulere leting i regionen. Ved LNG anlegget på Melkøya vil det ikke i overskuelig fremtid være plass til Norvarg. Som et supplement til mulig rør, ser de blant annet for seg noe lokal anvendelse av gassen i et 10-15 års perspektiv. Gruvedrift vil være mulig avtaker av gassen. I tillegg antar de at LKAB/Sydvaranger kan ha behov for cirka 1 million Sm³. North Energy tror på lavere gasspriser globalt og mindre forskjell mellom regioner. Dette vil gjøre gassen konkurransedyktig i nord.

Eksport av gass fra Norge

Norge eksporterer nesten all gassproduksjon, og hovedsakelig med rør til Storbritannia og Kontinentet. I forhold til tidligere, er det mer variasjon i produksjon og transport, med økende fokus på verdi fremfor volum. LNG produseres på Melkøya og sendes globalt. Figur 22 viser eksport av rørgass (per måned og per land), og LNG (per land).

Figur 22: Norsk eksport av rørgass og LNG



Data: SSB og BP Statistical Energy Review, 2012

Gassen som eksporteres må møte visse spesifikasjoner (metaninnhold og brennverdi er viktigst) i eksportmarkedene. I prosessanlegg, enten ved ilandføringsstedene i Norge eller ved mottaksterminalene i eksportmarkedene, må de uønskede elementene i rikgassen skilles ut, i tillegg til våtgass og noe kondensat. Avhengig av tørrgassens metaninnhold og kravspesifikasjoner, må det legges inn 2-3 % etan. Mer enn halvparten av norskprodusert LPG eksporteres, mens resten brukes innenlands.

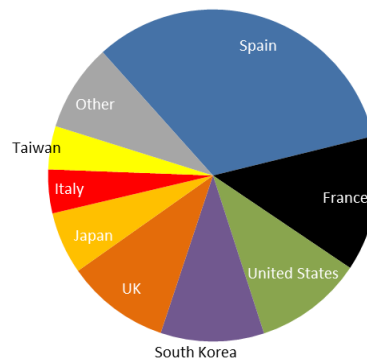
Selv om gass nå er Norges største eksportvare etter energiinnhold, fortsetter olje å gi nesten dobbel så stor inntekt på grunn av mye høyere priser. Salg av våtgass og kondensat tilsvarer forholdsvis små inntekter. Ved videreføring av NGL-produktene i petrokjemisk industri i Norge vil eksportverdien kunne øke flere ganger, men uten å bli i nærheten av eksportinntektene fra olje og gass.

Transport- og prosesseringssystemet

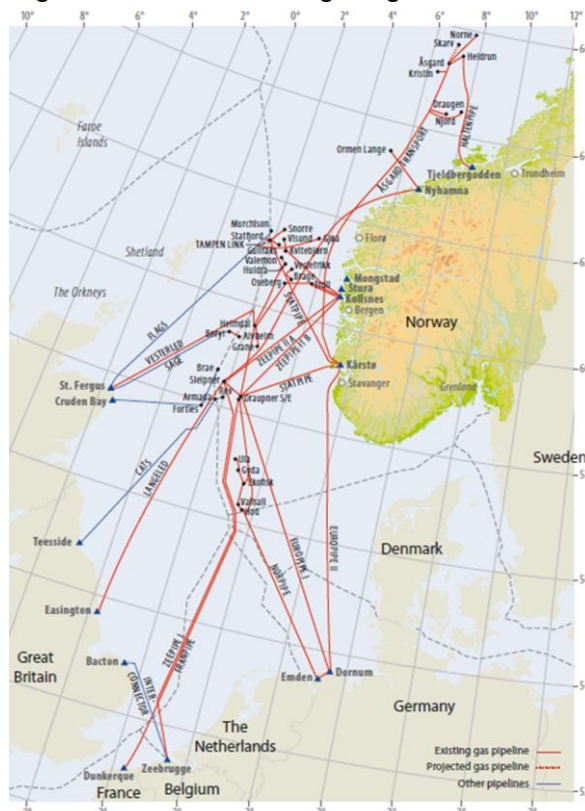
Gasseksportsystemet

Gasstransportsystemet knyttet til norsk kontinental-sokkel består av rørledninger, plattformer, prosessanlegg på land i Norge og mottaksterminaler i utlandet. Gassled er eier av det meste av transport-systemet og deleier i flere av mottaksterminalene i utlandet. Gassled er et interessentskap for eierne i gasstransportsystemet. Investeringene ble først gjort av felteiere, så fusjonert. Nå har mange oljeselskaper solgt seg ut eller ned og flere pensjons-selskaper har kommet inn. Gassco er operatør for gasstransportsystemet, og styrer gassflyten fra produsent til mottaksterminal. Gassco har også ansvaret for administrering av gasstransportkapasiteten og utvikling av infrastruktur. Mesteparten av gassen går til prosessering på land. Se Figur 23.

Totalt LNG eksport i 2011: 4 mrd Sm³



Figur 23: Gassrørledninger og terminaler



Kilde: OD Faktaheftet. 2012

Innsikt: Skanled

Infrastrukturinvesteringer er ofte vanskelige i Norge, og dette har også vært tilfelle når det gjelder gassinfrastruktur til industri som kan bruke gass som råstoff. Porsgrunnsområdet har det største markedsgrunnlaget for etan og metan til videreforedling i eksisterende industri. Flere utredninger har vært gjort de siste 25 år for å se på muligheter for å bringe gass til Østlandet, og det har også vært flere studier på mulig integrering av de nordiske markedene.

I 2002-2003 ble det mer konkrete vurderinger av gass til Østlandet, gjennomført av NVE. Statnett fattet interesse som mulig infrastrukturselskap og så at rør og gasskraft kunne være gjensidig utløsende og bra for kraftsystemet i Norge. Statnett kontaktet aktører i Norge, Sverige og Danmark, og et felles prosjekt ble etablert for å øke synergi og redusere enhetskostnader. Det ble søkt om støtte fra EU, som senere lovet €175 millioner. Utover lavere enhetskostnader på transportsiden ville et slikt prosjekt gi økt konkurranse (muligheter for lavere gasspriser enn ved monopol) og bedre leveringssikkerhet til Norge, Sverige, Danmark, Tyskland og Polen ved integrering av markedene.

Etter ønske fra OED, overtok Gassco prosjektet, og aktører fra Tyskland og Polen ble inkludert. Prosjektet ble «overtegnet» og det var sterke ønsker fra brukere. På grunn av restriktiv politikk på gasskraft i Norge, trakk noen kraftaktører seg ut og ble erstattet av Petoro/ SDØE. I en vurdering av om det var «nødvendig» med nye eksportmarkeder, viste det seg å være liten interesse for salg mot disse landene, og prosjektet ble avlyst. Uten Skanled, har nå flere av aktørene som ønsket prosjektet i stedet investert i LNG-løsninger i Sverige, Polen og Tyskland. Selv om Skanled var det prosjektet som kom aller lengst i å bringe gass til Østlandet, regnes nå konseptet for dødt og det vil være svært vanskelig å tiltrekke samme investeringsvilje fra utenlandske aktører igjen.

Rørdistribusjon i Norge

Rørdistribusjonsnettet for gass på land er lite utbygd i Norge, med noen unntak.

Gasnor distribuerer gass i cirka 100 km rørnett til kunder i Haugesund/ Karmøy regionen (cirka 50 millioner Sm³ per år). Gassen tappes fra utgående Statpipe ledning på Karmøy og etter trykkreduksjon distribueres denne i Gasnors nett. Fra Kollsnes terminalen går gassrør til Kollsnes Næringspark og til varmekraftverket på Mongstad (62 km).

Lyse Energi har etablert et distribusjonsnett for gass i Stavangerområdet (500 km). Gassen hentes fra Kårstø (sjøledning). Selskapet eier også **Skangass** (se egen omtale).

Skagerak Naturgass (tidligere Naturgass Grenland) eier 30 km gassrør med utgangspunkt i LNG-mottaksterminaler som forsynes med tankbil av Lyse/ Skangass fra Risavika. Det planlegges videreutbygging av rørnettet.

Småskala LNG i Norge

Der det ikke er tilgjengelig rørinfrastruktur, kjøles gassen ned til flytende form (LNG) og transporteres med skip (eller tankbil). Norge er unik i verden med flere titalls små eller mellomstore mottaksterminaler utbygd langs norskekysten, som forsynes fra LNG-anlegg med små skip og tankbil. De største aktørene er Gasnor (Shell) og Skangass (Lyse). I tillegg opererer Barents Naturgass i Nord Norge. Det handles mer internasjonalt (også import til Norge) og kjøperne viser en høyere betalingsvilje enn mange gassprodusenter i Norge ser ut til å forvente. Markedet til skip kan bedre økonomien i mottaksanlegg og gi grunnlag for ytterligere bruk.

Politiske føringer

Norsk strategi for naturgass

Den norske strategien har vært å maksimere statens inntekt (proveny) fra olje og gass. I tillegg har det vært et mål å utvikle oljeindustrien og sysselsettingen i denne. Etter mange år med ambisjoner om økt bruk av naturgass i Norge har vi få resultater å vise til. Sund Energy har vurdert hvorfor det ikke har skjedd, og om det fortsatt er potensiale for å bruke mer naturgass generelt, og spesielt til videreforedling.

De politiske ambisjonene har vært formulert som:

- Norge kan bruke 10 % av egen naturgassproduksjon på fastlandet, noe som kan gi en verdiskapning på NOK 10 mrd. Volumet tilsvarer cirka 10 mrd m³ (100 TWh, nesten like mye som norsk kraftforbruk), og ville i tilfelle kreve flere store nye brukere innen videreforedling og annen bruk av naturgass
- Norge kan produsere hydrogen fra naturgass for å satse på fremtidens energi. Dette gjøres mer i andre land (også med norsk gass), mens Norge ser ut til å ha lagt sine ambisjoner bort
- Statlig bidrag til økt bruk av naturgass kan påskynde prosessen og to områder ble valgt: Støtte til infrastruktur (Enova) og teknologiutvikling (Gassmaks)

Regjeringens satsing på gass

Gassmaks ble etablert som en del av oppfølgingen av Henriksenrapporten (NoU) og Stortingsmelding 9 (2002). Formålet var å bidra til økt verdiskapning fra gass, for å utløse den estimerte årlige verdien til landet på «mer enn 10 milliarder» NOK og i tillegg lavere utslipp. Potensialet ble identifisert innen flere områder: Erstatning av oljeprodukter til industri, hydrogenproduksjon, drivstoff og til skip. Flere konkrete anbefalinger ble gitt, inkludert satsing på infrastruktur (rør og LNG) og teknologiutvikling. Stortingsmelding 9 nevnte flere rammebetingelser for å bedre forhold for gass:

- Fritak for CO₂-avgift
- Offentlig støtte til infrastruktur
- Etablering av Gassmaks

Hva har skjedd og hva er status?

Enova fikk midler til å støtte infrastruktur årlig frem til 2009. Disse har bidratt til LNG mottaksanlegg for å legge til rette for erstatning av oljeprodukter hos skip og industri. Midlene var ikke av en størrelsesorden som ville kunne vært aktuell for Skanled (rør til Grenland og eksport, se egen boks), og det var også uklart om det var aktuelt å støtte gassinfrastruktur om den skulle benyttes av kraftbransjen. Nå ser Enova mer på biogass og støtter noen produksjonsanlegg. I regjeringens stortingsmelding om fornybar energi i Norge (2012), nevnes det at det er begrensninger for bruk av biogass i Norge siden vi ikke har infrastruktur for gass. Hydrogenproduksjon har ikke blitt en stor aktivitet i Norge, men vi ser at Norge (Skangass) leverer LNG til Sverige for hydrogenproduksjon der (Preem).

Drivstoff fra gass til biler møter motstridende og til tider negative signaler, skatter, og har ikke vokst nevneverdig. Derimot ser vi at skip bruker stadig mer LNG, både i Norge og andre land, ikke bare fordi det er rent, men også fordi det kan konkurrere med pris på oljeprodukter (særlig om LNG'en importeres fra Kontinentet, der det er mer konkurranse). Transnova er opprettet for å bidra til renere drivstoff generelt, også fra gass (og biogass) og støtter fyllestasjoner. Læring kan trekkes fra EU, USA og Kina, som har økt aktivitet i dette området betydelig, om vi ønsker å redusere utslipp ved økt bruk av gass.

Gassmaks ble etablert i 2007 og denne rapporten er produsert under det programmet. Hovedfokus er videreforedling og teknologiutvikling. Mye ny teknologi utvikles i andre land også, og det er en sterk vekst i petrokjemisk bruk av gass både i USA og Asia.

Myndigheter er hovedsakelig fokusert på å maksimere verdi fra feltene, og fra produsentene hører de at dette gjøres best ved eksport. Derfor blir stortingsmeldinger og andre politiske forslag om økt bruk av gass i Norge stående uten oppfølging og med liten effekt. Ambisjonene om gassbruk kommer i bakgrunnen når inntekt skal maksimeres og CO₂ utslipp minimeres, men de blir likevel ikke offisielt justert. Tvert imot fortsetter man initiativ som Gassmaks (gjennom Forskningsrådet) og

Industriarena (en møteplass for kjøpere og selgere med Gassco som vertskap). Uklare og til tider motstridende politiske mål koster industrien både tid og penger, som går utover verdiskapningen. Infrastruktur for gassbruk utover landingspunkter er stort sett manglende, selv om flere forsøk har vært gjort, noe som naturlig nok også hindrer nyetableringer.

Norge har et mål om å redusere klimautslipp

Så langt har utslippene økt jevnt siden Norge forpliktet seg til ambisiøse utslippsreduksjon. Det har ofte blitt hevdet at ny industri bør bruke vannkraft, ikke gass. Videre blir nytt forbruk av fossil energi sett på som netto økning. Andre land erstattet kull og fyringsolje med gass og det har også vært foreslått CCS for gassforbruk. NO_x-fondet har gitt gradvis overgang til gass i shipping og tilsvarende tiltak diskuteres nå for industri. Kvotehandling har også påvirket forbruk av energi og utslipp i Norge.

Gass kan godt redusere utslipp, både hjemme og ute

Bruk av gass til erstatning av kull og fyringsolje reduserer utslipp i Norge, mens bruk av gass til erstatning av vannkraft kan redusere utslipp utenlands. Det har vært flere stortingsmeldinger om bruk av naturgass i Norge. I den siste, Stortingsmelding 9: Om innenlands bruk av naturgass mv, fra november 2002, uttrykker aktører ønske om bruk av mer naturgass i Norge. Også andre politiske dokumenter har referert til naturgass i Norge, som for eksempel Petroleumsmeldingen, som konkluderer med at det er lite/ ikke marked for gass i Norge. Stort sett menes gass i politiske dokumenter, det vil si metan til bruk i industri, distribusjon og etterhvert kraft. Litt med rør og noe med LNG. Etan har mindre fokus.

Implementering av det tredje EU energidirektivet for kraft og gass

EU har som mål å etablere et felles marked for gass og kraft i alle medlemslandene og har gradvis innført energidirektiver som sørger for dette. Som medlem av EØS, er Norge også forventet å innføre disse direktivene i norsk lov. Implementering av det andre gasdirektivet, 2003/55/EC, ble godkjent av EU etter flere forhandlingsrunder i november 2011.

Som beskrevet i denne rapporten har Norge en eksportrettet gasstrategi og et lite gassmarked: Lite infrastruktur, få aktører, små volumer. Dette har bidratt til at Norge har fått fritak fra innføring av tredjepartsadgang, unbundling osv. frem til 2014. Det må da legges til rette for et åpent, transparent og konkurranseutsatt, fungerende marked. Mer konkurranse vil kunne bety flere alternativer for dagens brukere av gass/ LNG, bedre kontraktbetingelser og ikke minst, mulighet for lavere priser. I lys av disse endringene, og hvordan de kommer til å bli håndtert, har politikerne en ny mulighet for å sende tydelige signaler om støtte, eller ikke, for mer bruk av naturgass innenlands, både som energi og til videreføring.

Det er ikke oppnådd enighet om den tredje energipakken (2009/73/EC). Dette diskuteres nå mellom EFTA landene og EU.

Lokalisering og inntekter

Ormen Lange og Aukra kommune

Ormen Lange er et stort gassfelt utenfor Møre. Sterke lokale interesser ønsket ilandføring til Aukra, med ønske om arbeidsplasser, inntekter og gass. Feltet har et eget rør til England og i tillegg mulighet til å eksportere til andre land i Europa via Gassled. Så langt har ønske om lokale leveranser til industri og kraft ikke ført frem, selv med foreslått CO₂-fangst.

Norge har alltid hatt sterkt fokus på lokalisering av ilandføringsanlegg, og det er ofte store forventninger i lokalsamfunn til:

- Arbeidsplasser – bygging og drift av anlegg
- Skatteinntekter – begrenset, mest er nasjonalt
- Energitilgang til ny industri og kraft – ofte vanskeligst

På den andre siden er det lave forventninger hos produsenter og operatører som ønsker effektiv verdikjede for evakuering/ eksport av gass og sentrale og fleksible løsninger, ikke «stranded» gass i lokalmiljø. Dette forutsetter at inntekten alltid blir høyere ved eksport enn lokalt. Jo lenger nord naturgassen er, jo mer endrer disse «sannhetene» seg med lavere netback til feltene. Det kan hevdes at det er færre alternativ og mer interesse lenger nord, hvor man ønsker ny næring fra olje og energibruk. Regjeringens Nordområdemelding viser potensiale for vekst ved bedre infrastruktur og økt handel og samarbeid med Russland.

Intervju med utvalgte aktører: Myndigheter

Olje- og energidepartementet (OED)

Olje- og energidepartementets hovedoppgave er å tilrettelegge en samordnet og helhetlig energipolitikk. Et overordnet mål er å sikre høy verdiskaping gjennom effektiv og miljøvennlig forvaltning av energiressursene. Bruk av gass i Norge, og infrastruktur, kommer under flere avdelinger, både hos Olje- og gass, og Energi og vannkraft delene av departementet.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) er underlagt OED (Energi og vannkraft) og har ansvar for å forvalte Norges vann- og energiressurser. NVE er energiregulator i Norge. Hovedfokus har til nå vært på elektrisitet (fungerende markeder, konkurranse og forsyningssikkerhet). Ved innføring av EUs andre energidirektiv for gass vil NVE også få oppgaven markedsregulator for gass. Dette kan føre til mer åpenhet og konkurranse i gassmarkedet i tillegg til tredjepartsadgang i infrastruktur.

Oljedirektoratet (OD)

Oljedirektoratet (OD) er myndighetenes redskap for å regulere petroleumsvirksomheten i Norge, slik at petroleumssressursene forvaltes best mulig og med minimale miljømessige konsekvenser. OD er underlagt OED (olje og gass). Sammen fastsetter de rammevilkår og regulerer utbredelsen av virksomheten i samsvar med stortingsvedtak og lovverk. Et viktig redskap er forvaltning av data- og informasjon om ressurser, aktivitet og avtaleverk.

Gassco

Gassco har ansvaret for transport av gass fra norsk sokkel. Selskaper er operatør for Gassled. Det er ikke registrert sterke ønsker om rør til land og småskala LNG sees på som mer realistisk (for eksempel i Grenland/ Skagerak området). Videre er det ikke klarhet i hvem som skal ta hvilke beslutninger. Det hadde hjulpet med en mer konkret politisk plan for hva man vil, særlig i nordområdene.

Industriarena

OED har gitt Gassco mandat til å etablere en arena der industrien kan konsultere kompetente ressurser innen gasstransport, gasskvalitet og tilgjengelighet av gass i Norge. Industriarena har en rolle i å belyse muligheter og utfordringer for industriell bruk av gass i Norge. Industriarena offentliggjorde en rapport i mars 2011. Her så man på strategier for industriell bruk av gass i Norge ved prosessterminaler, videreutvikling av eksisterende gassbasert industri og nyetablering hvor eksportløsning ikke eksisterer. Rapporten ser også på tilgjengelighet av våtgass (til etanproduksjon kreves store volumer) og tørrgass. Rapporten omhandler også prisaspektet ved «stranded» gas, LNG osv.

Fremtidig utvikling: Infrastruktur og rammebetingelser

- Infrastruktur
 - Lavere netback for rørgass fra Barentsregionen enn fra Nordsjøen/ Norskehavet
 - LNG-eksport kan være konkurransedyktig med rørgass fra Barentsregionen
 - Eventuell utvidelse av LNG kapasitet på Melkøya vil hovedsakelig behandle Snøhvitgass
 - Alternative anvendelser av gass i Barentsregionen bør vurderes
- Rammebetingelser
 - Gasspris levert norske industribedrifter
 - Implementering av EUs energidirektiv
 - Generelt kostnadsnivå og kraftpriser
 - CO₂ regime/ politisk risiko

Mulig ny infrastruktur i Norge

Flere planer for ny infrastruktur er under utarbeidelse, og alle er rettet mot eksport, bortsett fra noe småskala LNG. Vi har også vurdert disse og andre muligheter som kan gi bedre forhold for både selgere og mulige norske kjøpere av naturgass, i de to prisscenariene vi har utviklet.

Tidligere ble det besluttet å utbygge infrastruktur basert på langsiktige kontrakter for skiping av gass. Produsenter og eiere av infrastruktur var stort sett de samme og man hadde tilnærmet balanse eier/ skiper og en viss synergi/ kryssubsidiering. I et liberalisert marked er dette forandret: Langt færre langsiktige salgssavtaler, og en annen balanse eier/ skiper. Dette gjør ofte utbyggingsbeslutningen mer komplisert og det er ofte ulike interesser mellom selger, infrastruktureier og kjøper. Dette løses ofte ved kjøp av transportkapasitet løsrevet fra salgskontrakter.

Norwegian Sea gas infrastructure (NSGI)

Rørledning i Norskehavet (500 km) fra Aasta Hansteen (tidligere Luva) til Nyhamna med mulige tie-in av Linnorm og Zidane og link til Åsgard Transport er under utredning etter anbefaling fra Gassco. (Se Figur 24).

Barentshavrrør

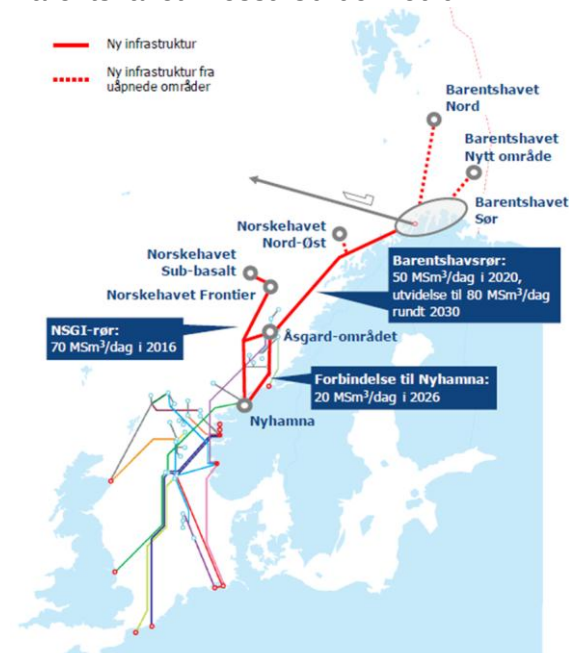
I januar 2012 offentliggjorde Gassco rapporten "NCS2020 En studie av fremtidens gassinfrastruktur" hvor infrastrukturløsninger fra Barentshavet (og nordlige Norskehav) ble utredet basert på framtidige ressurs scenarier utarbeidet av Oljedirektoratet. Det ble fremhevet i rapporten at, for å opprettholde Norge som en betydelig eksportør av gass, er det nødvendig med betydelig leteaktivitet og funn av naturgassressurser i umodne områder i Norskehavet og Barentshavet. Rapporten konkluderer med at i henhold til Oljedirektoratets scenarier for uoppdagede ressurser synes det å være grunnlag for en rørløsning fra Barentshavet fra 2020. Ledningen er kostnadsberegnet til 21 til 28 mrd NOK avhengig av ressursscenario.

Figur 24: Infrastruktur i Norskehavet



Kilde: Statoil

Figur 25: Ny infrastruktur Norskehavet og Barentshavet. Ressursbilde Medium



Kilde: Gassco: NCS2020 En studie av fremtidens gassinfrastruktur, januar 2012

Dersom det besluttet utvidelse av LNG kapasiteten på Melkøya (Tog 2), vil dette etter all sannsynlighet utsette en eventuell beslutning om bygging av rørledning til Norskehavet. Dette avhenger selvsagt av reservetilveksten de nærmeste årene, og andre vurderinger knyttet til markeder og mulig inntjening.

Inntjening til anlegg under to prisscenarier

For å vurdere mulig bruk av naturgass i Norge i fremtiden, er gassprisen til industri viktig. Denne vil delvis være et resultat av produsentens alternativ: Inntekt fra eksport. Fra intervjuer med selgere forstår vi at det vil være interessant med salg i Norge så lenge det gir samme netback som eksport (se under Netback nedenfor). Fra intervjuer med kjøpere ser vi at samme pris som Kontinentet eller Storbritannia vil kunne være av interesse for noen. Denne kan i noen tilfeller være høyere enn netback til landingspunkt, særlig langt nord.

Transporttariffer

For gasstransport i Gassled fra felt på norsk sokkel til kjøper på Kontinentet eller Storbritannia betales det transporttariff. Tariffene i Gassled består generelt av to elementer: Et kapitalledd og et driftsledd. Kapitalleddet skal dekke investeringene og gi en fast avkastning for eierne. Driftsleddet skal dekke årlige driftskostnader.

Gassled er inndelt i tariffområder som hver har sin enhetstariff. Enhetskostnaden for transport fra et felt på norsk sokkel til kjøper på Kontinentet eller Storbritannia vil da være summen av tariffene i de tariffområdene naturgassen passerer på sin vei fra felt til kjøper.

Tariffen i et eventuelt rør fra Barentshavet vil være avhengig av gjennomstrømningsvolumet når man legger til grunn samme tariffprinsipper som beskrevet ovenfor. Ved fullt rør vil enhetstariffen være i størrelsesorden 17 øre/Sm³ basert på Oljedirektoratets medium ressurs scenario og Gasscos investeringsestimater. Ved lavere utnyttelse av røret vil enhetstariffen bli høyere

Netback

Netback for gass på et referansepunkt kan defineres som salgsprisen til kjøper minus kostnadene for transport fra referansepunktet til kjøper. Ofte vil referansepunktet være på feltet og netback prisen vil være hva selger sitter igjen med på feltet. Netbackprisen skal så dekke produksjonskostnader og avkastning av feltinvesteringene.

Med utgangspunkt i prisscenariene *tidligere omtalt* har vi beregnet netback til Kårstø, Tjeldbergodden og Melkøya. Se Figur 26. Som det fremgår vil netback prisen reduseres etter hvert som man forflytter seg nordover.

Med "iso-netback" menes at kunden lokalt betaler en pris for gassen som tilsvarer samme netback til selger som selger ville oppnådd ved alternativt salg for eksempel på Kontinentet/ Storbritannia.

Figur 26: Netbackpriser for rørgass ved ilandføringssted

Melkøya		
øre/Sm ³	6 \$/MMbtu	10 \$/MMbtu
100%	79	164
30%	41	125

Tjeldbergodden		
	6 \$/MMbtu	10 \$/MMbtu
øre/Sm ³	83	168

Kårstø		
	6 \$/MMbtu	10 \$/MMbtu
øre/Sm ³	100	185



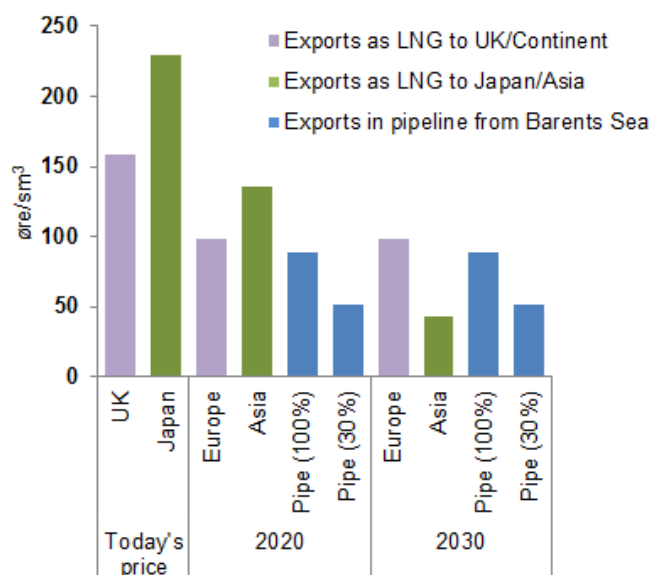
Kilde: Gassco data og Sund Energy analyse, 2012

Rørgass fra Barentshavet

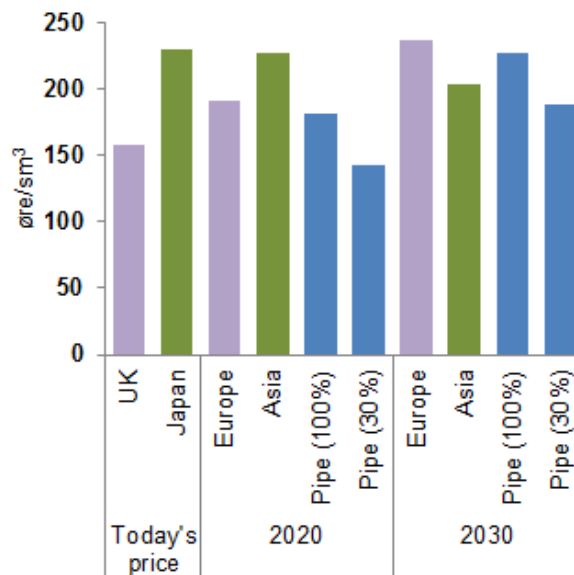
Ved prisscenario 1 (Tabell 3) er gassprisen på Kontinentet/ UK lav (6 \$/mmbtu). Netback til Melkøya blir lav, og man kan tenke seg at produsentene vil holde tilbake gass. Gjennomstrømningen i røret blir da lavere og enhetstariffen i Barentsrøret blir høyere, som kan reduserer bruk ytterligere. Ved prisscenario 2 (Tabell 3) er gassprisen høy (10 \$/mmbtu i 2020 og 12 \$/mmbtu i 2030) og man vil se lavere totalt naturgassvolum produsert på norsk sokkel grunnet generelt lavere etterspørsel etter gass. Produsentene vil da kutte tilbake på produksjon med lavest lønnsomhet (oftest også lavest

netback). Dette vil sannsynligvis gjelde volumer fra Barentsregionen og gjennomstrømmingen i røret vil dermed bli lavere. For å illustrere effekten av lavere volum vises i tillegg til netbackpris ved 100% gjennomstrømming også netbackpris ved 30 % gjennomstrømming i røret i begge prisscenarioene. Som det fremgår er netbackpris dramatisk lavere ved lav gjennomstrømming. Det er forventet at nye felt i Barentshavet vil trenge høyere inntekter enn de i Nordsjøen og at den indikerte netbacken vist her kan være for lav for noen (særlig om egen infrastruktur må bygges for å nå Melkøya).

Figur 27: Pris scenario 1 –
Netback Melkøya LNG vs. rørgass (øre/Sm³)



Figur 28: Pris scenario 2 –
Netback Melkøya LNG vs. rørgass (øre/Sm³)



Kilde: Sund Energy beregninger, alle priser er reelle (2012)

LNG fra Melkøya

Et alternativ til rørgass vil være LNG eksport fra Melkøya. For tiden er det betydelig høyere tørrgasspriser i Asia enn i Europa noe man tror vil vedvare på mellomlang sikt. Det har gått flere laster fra Melkøya til Japan. Figuren over viser netback til Melkøya for LNG (før liquefaction kost) til Europa og Asia sammenlignet med netback for gass sendt i rør til Kontinentet/ Storbritannia. Som det fremgår av figuren vil LNG under begge prisscenarier kunne være konkurransedyktig med rørgass. Utbygging av et tog 2 på Melkøya synes å være Statoils foretrukne løsning for naturgassen i Barentshavområdet. Fordelene ved en utvidelse av LNG kapasiteten på Melkøya vs. et Barentsrør er slik Statoil ser det (*Offshore.no* 20.7.12): Tidligere produksjon, mulig med dagens reserver og bedre markedsfleksibilitet.

Mulige netbacks fra lokalt salg i Barentsregionen

Lokale gassleveranser i Nord Norge dekkes i dag med tankbil fra Melkøya. Ved et tog 2 vil dette også kunne dekkes ved skipsleveranser av LNG. Man vil kunne se for seg en viss etterspørsel både fra industri og andre formål. En iso netback pris for selger kan gi betydelig lavere priser til brukere enn på Kontinentet/ Storbritannia på grunn av høye transportkostnader. Med en åpning av Nordøst-passasjen til Asia for sommerseilinger vil det bli økt behov for bunkring i Barentsregionen. LNG er blitt et attraktivt drivstoff for skip, og man kan se for seg en betydelig etterspørselsøkning i fremtiden. Et tidligestimat er 3 – 5 bcm for regionen i 2020, men dette kan bli høyere. Dette markedet vil også ha en betydelig betalingsvillighet, over hva man kan forvente av gasspris på Kontinentet/ Storbritannia.

Et nytt prosessanlegg i Barentsregionen ved ilandføringssted for gass kan gi grunnlag for lokalt gassalg i regionen, og tilsutningsrør fra felt til Melkøya vil også kunne være fordelaktig både for kjøpere og selgere i området. I Tabell 4 vises eksempler på alternative kombinasjoner for anvendelse av gass. Dette er kun ment som en illustrasjon, men som det fremgår er det flere muligheter for anvendelse av gassen i Barentsregionen som kan gi til dels bedre økonomi en ren

evakuering av gassen i rør til markeder på Kontinentet/ Storbritannia. Flere av disse alternativene kan kombineres (utelukker ikke hverandre).

Tabell 4: Eksempler på ulike mulige anvendelser av gassen i Barentsregionen 2030

2030	Pris (USD12/mmbtu)	Volum (bcm)	Kontantstrøm Netback Melkøya (GNOK/år)
Rørledning scenario 1	6	0 - 30	0 - 24
Rørledning scenario 2	12	0 -10	0 - 17
LNG	6 -12	14	14 - 33
Skip	10 -15	5	11 - 16
Lokal	5 -10	1- 5	1 - 11

Kilde: Sund Energy analyse, 2012

Ifølge Statoil vil det på det eksisterende anlegget på Melkøya (tog 1) kun være plass til Snøhvit gassen frem til 2050. Med utbygging av tog 2 vil Snøhvit trenge kapasitet frem til 2027/28. Det vurderes nå ulike modeller for mulig tredjepartsadgang som vil kunne komme før et eventuelt rør¹.

Ikke langt fra Norge har Statoil deltatt i Shtokman prosjektet som nylig har blitt utsatt. Dette har skjedd etter gradvise konklusjoner, først knyttet til gassrør (avlyst på grunn av lavere priser i Europa) og nå sist også LNG, der både europeiske priser og muligens asiatiske priser blir for lave (ved forventet økt konkurranse og flere andre kilder for LNG i Russland). På Jamal (regionen produserer 85 % av russisk naturgass) bygger Russland og Qatar ut havn for utskipning av LNG med oppstart 2016. Kapasitet innen 2018 er ventet å nå 15 millioner tonn, som vil kunne nå både Asia og Europa. Statoil har nylig signert en avtale med Rosneft om felles leting (og mulig drift) på et stort område ved den russiske grensen mot Norge. Det kan være synergier ved å se området under ett, særlig for infrastruktur, nå som gass er mer generisk («commodity»).

Andre rammebetingelser som påvirker videreforedling av naturgass i Norge

Naturgassprisen (metan, etan og LPG) er den klart viktigste enkeltfaktoren av betydning ved bruk av naturgass til videreforedling i Norge. Tilgjengelighet av naturgassproduktene vil også være en viktig faktor. I tillegg til mangel på infrastruktur gis allerede signaler om at fallende produksjon av naturgass blant annet vil gi mindre etan tilgjengelig på Kårstø etter 2020. Andre enkeltfaktorer av betydning er konkurranse på leverandørsiden, generelt kostnadsnivå, kraftpriser (og tilgjengelighet), CO₂-regime og norsk omdømme/ politisk risiko for ny industri. Mange land legger til rette for konkurransedyktig petrokjemisk industri, mens i Norge, i tillegg til høye råstoffpriser, oppfattes særavgifter på naturgassprodukter og CO₂ som mer krevende.

Regulering i EUs energipolitikk skal innføres i Norge fra 2014

Denne vil gjøre gassmarkedet mer likt kraftmarkedet med mer transparens og konkurranse. Dette vil kunne gi bedre priser til de aktørene som vil reforhandle kontrakter og dermed får flere alternativ. NVE vil være markedsregulator for gassmarkedet slik de er på kraftmarkedet. (Se egen boks på side 30).

Kostnadsnivå

Norge har et generelt høyt kostnadsnivå sammenlignet med andre land. Dette gjelder ikke minst lønnskostnader som er betydelig høyere enn for eksempel i EU (cirka 50 % høyere). Noen av landene utenfor EU vi konkurrerer med i å tiltrekke petrokjemisk industri (Midtøsten, USA og Asia), vil ha lavere kostnader på arbeidskraft enn EU. Da petrokjemisk industri er lite arbeidsintensivt (mer kapital- og råvareintensivt), vil arbeidskraftkostnadene ha mindre betydning utover anleggsfasen for

¹ Ole Anders Skauby, Statoil, 19.9.2012

ny industri. Det er likevel ofte en medvirkende faktor ved lokalisering av stor ny industri i et globalt perspektiv. Kraftkostnaden, som tidligere ble forventet å være svært lav, har blitt en stor og variabel kostnad for mye av norsk industri. Det påvirker både daglig drift og fremtidige investeringsbeslutninger. Det norske systemet har de siste årene hatt perioder med knapphet og tilhørende høye priser, på grunn av flaskehals i kraftforbindelser, både internt i Norge og mellom Norge og EU. Mer handel med resten av Europa vil kunne utjevne både priser og tilgjengelighet.

CO₂-regimet

Industrien i Norge har lenge oppfattet landets CO₂-regim som usikkert, noe som har påvirket ny-investeringer. At Norge også har innført samme regler som EU vedrørende kompensasjon for industrien for ekstrakostnader med CO₂-utslipp, fram til 2020, nå beroliget industrien til et visst punkt. Uansett er bare langsiktige kraftavtaler som har CO₂-kostnader omfattet av ordningen.

Norge har skatt på naturgass som råstoff til kjemisk industri, mens det er unntak for CO₂-skatt på olje i noen industrier. Dette fører til at det blir vanskelig for naturgass å konkurrere og dermed redusere utslipp. Persepsjonen er at all energi i Norge er ren og har billig vannkraft og dermed skal gass (som fossilt brensel) ikke brukes uten CO₂-håndtering. Et slikt krav finnes ikke i andre land og bedre klarhet er etterspurt fra politikerne. Signalene er ofte motstridende i tillegg til usikre, når i mellomtiden våre eksportmarkeder er oppfordret til å bruke mer gass til kraft, industri, transport, husholdning og infrastruktur.

Norge eksporterer stadig mer vannkraft og importerer termisk og kjernekraft fra andre land (NVE's «varedeklarasjon» sier at bare 23 % av kraften kjøpt i Norge er fra fornybare kilder – se NVE.no). Det ser ut til å være lite konsistens mellom vår oppfattede grønnehet og virkeligheten. Transportsektoren er en stor kilde til utslipp, som ved gass og biogass kunne reduseres betydelig både på land og i marin sektor. Her er altså synergier mellom flere politiske satsingsområder, hvor noen initiativ kan være utløsende for andre initiativ. Bedre infrastruktur for gass vil bedre muligheter for biogass, som ikke bare reduserer utslipp betydelig (særlig av metan fra avfall), men kan gi nye inntekter både til kommuner og næring (særlig landbruk, fiskeri og avfallshåndtering). Det finnes mange løsninger som er økonomiske når det blir satt i en helhet og det er ikke store behov for subsidier. Tydelighet og dialog vil være det beste politiske virkemiddelet for økt gassbruk og reduserte utslipp i Norge.

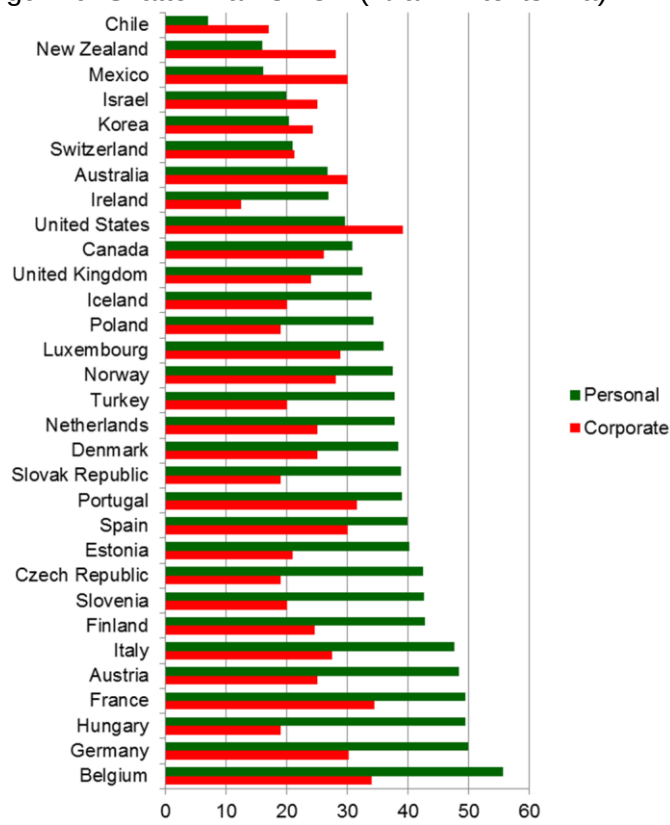
Beskatning

Det er en rådende oppfatning at norsk skattenivå er høyt sammenlignet med andre land. Skattenivåer er vanskelig å sammenligne fra land til land, men i følge OECD ligger Norge "midt på treet" både hva gjelder bedrifts- og personbeskatning. Se Figur 29 som viser både selskapsskatt og personskatt i de fleste OECD land. I Norge har de generelle prinsippene i både bedrifts- og personbeskatning har ligget forholdsvis fast siden skattereformen av 1992.

Omdømme/ Oppfatninger av Norge

Generelt blir Norge sett på som et lite, men rikt land i et avsides og fredelig hjørne av verden. Høye priser er også noe som blir assosiert med Norge og generell prisnivå ligger 50 % over EU gjennomsnitt. De norske lønningene er blant de høyeste i OECD-området. Særlig for global videreføring av råvarer er det utfordrende å ha produksjon i høykostland og salg globalt. Her spiller også sterk valuta en rolle. På World Economic Forum's liste over verdens mest

Figur 29: Skattenivå i OECD (% av inntektsnivå)



konkurransedyktige økonomier for 2012/13 er Norge på 15. plass, bak de fleste nordeuropeiske land, USA og flere asiatiske land.

Norge har lenge hatt mangel på ingeniører. NAV har estimert at det mangler 16 000 ingeniører i norsk arbeidsliv. Dette fører til at rekrutteringen av ingeniører også forgår over landegrensen. Nye tall viser at antall ferdigutdannende innenfor ingeniørutdanningen, matematisk-naturvitenskapelige fag og teknologi for første gang har passert 6000 i Norge.

Norge har et sterkt statlig eierskap: Norge er det landet i Europa med høyest andel statlig eierskap i børsnoterte selskaper, med et direkte eierskap på 37 %. Tar man utgangspunkt i selskapenes markedsverdi hvor staten eier minst 34 %, blir tallet høyere, nemlig at staten eier 56 % av markedsverdien på Oslo Børs (E24, 22. juni 2012). Landet har lav kriminalitet i forhold til mange land og lite korrupsjon (nummer 6 av 183 nasjoner på "Transparency International Corruption Index"). Allikevel er landet lite hvor de fleste i næringslivet og i politikken "kjenner hverandre", noe som kan gi økt usikkerhet for utenforstående og derfor oppfattes som mer «lukket» og «politisk» enn nødvendig.

Konsesjonsgass?

I forbindelse med utbygginger av kraft har Norge tidligere benyttet seg av konsesjonskraft. Dette vurderes ikke som en relevant løsning for gass i Norge, siden det bør være mulig å finne kommersielle løsninger.

Politisk risiko

Politisk risiko forbindes ofte med problemer i andre land, der regimene er uklare og det er overhengende fare for krig eller korrupsjon. En annen type politisk risiko er knyttet til mangel på klarhet eller endringer i rammebetingelser som settes av politikere. Norge har flere eksempler på dette, og investorer vil vegre seg for å investere i land der det er større risiko for at betingelser endres eller tillatelser tar lang tid. Innen gass har vi sett flere eksempler på utsettelse av felt, «tvunget» ilandføring (for verdiskapning), mangel av lokale markeder og, i det siste, ny industri for videreforedling som får uventede endringer i rammebetingelser (drivstoff, CO₂-avgifter mm).

EcoPar GTL Diesel

EcoFuel ønsker å være en norsk leverandør av miljødrivstoff. De vil bruke gas to liquids (GTL) teknologi til å lage syntetisk diesel av naturgass (tilfredsstiller alle dieselmotorer), kalt EcoPar GTL. GTL er et alternativt drivstoff som er laget for å kompensere for dieselolje. Det er som oftest laget fra gass, biogass eller gass fra kull. Drivstoffet har bedre ytelsesegenskaper og mindre giftige utslipp enn vanlig diesel, men noe høyere enn bensin. Det er delte meninger rundt spørsmålet om avgiftsfritt GTL og striden står om hvorvidt GTL skal ha like avgifter som olje fordi den kan puttes på en dieselmotor. GTL reduserer lokal luftforurensing, men gir høyere NO_x utslipp. EcoFuel gikk til sak mot Tollvesenet og regjeringen da drivstoffet fikk samme avgift som annen diesel, og vant i retten. Da Tollvesenet og Regjeringen ikke klarte å stanse avgiftsfritt GTL, bestemte de seg for å endre loven, midt i fellesferien. Hvis GTL får samme avgift som diesel vil dette gjøre prosjektet ulønnsomt. Dette er et eksempel på hvordan utydelige signaler fra myndighetene gjør det vanskelig for investorer å ta investeringsbeslutninger.

Politiske virkemidler – kan vi lære fra andre land?

Flere andre land har sett verdien av økt bruk av gass til videreforedling, og her er noen eksempler.

USA formulerer en strategi for å øke gassindustrien. Denne strategien går ut på å tilby lave priser som gir ny industri konkurransefordeler, noe som er hjelpsomt i nedgangstider. USA har alltid hatt petrokjemisk industri, men det siste året har gassprisene falt betydelig og det er nå flere selskap som vurderer nye petrokjemiske anlegg i nærheten av rimelig gass. Utover det har man fått en sterk økning i bruk av gass til kraft, noe som har redusert klimautslipp betraktelig ved at kullkraft har blitt redusert tilsvarende. Videre er det nå stor interesse for bruk av gass i transportsektoren (CNG til biler, LNG til trailere) og til skip. Dette er gjerne mindre volum, men er lettere å legge til rette for når det er et fungerende marked med god infrastruktur. General Electric har nylig mottatt midler fra USAs Energidepartement for å utvikle hjemmefyllingsteknologi for gass til 10 % av dagens

kostnader, som vil kunne brukes av husholdninger med rørtilkobling. USA er også verdens største produsent av biogass, som kan brukes som vanlig gass, til kraft/ varme og i transportsektoren. Det at gass kan erstatte importert olje blir også sett som et positivt skritt mot bedre «energiuavhengighet», et viktig geopolitisk poeng.

Danmark valgte tidlig å bruke sin egen naturgass til å erstatte importert olje, og har nå et modent gassmarked med en markeds plass for spotgass (drevet av NordPool). Det gjør det enklere enn flere steder i Norge å legge til rette for økt bruk av gass og biogass i nye sektorer som transport og skip.

Finland har importert naturgass fra Russland i mange år, som har vært brukt i kraft/ varme og industri. Da det ble vanskelig å få nye kilder for naturgass (de ønsket lenge gass fra Norge), falt valget for ny kraft på kjernekraft og biomasse. Landet vil nå bygge en importterminal for LNG.

Polen har hatt egen naturgass, men mesteparten av gassen blir importert fra Russland. De ønsker ikke for stor avhengighet til russisk gass og har derfor holdt nede bruken i kraft og industri. For å bedre leveringssikkerheten ble LNG fra Qatar valgt (til høy pris). Det er nå flere positive signal innen ukonvensjonell gass, og LNG blir da sett på som en mulighet for skip og videresalg til andre land. Det forventes at gassforbruket vil stige med mer produksjon. EU legger nå opp til at flere gassrør mellom land skal være «vendbare». Dette vil bedre både konkurranse og leveringssikkerhet.

Midtøsten har mye naturgass i flere land, ofte utover eget behov og eksportkapasitet. Dette har gitt flere petrokjemiske anlegg innen både gass to liquids (GTL) og etylenproduksjon med veldig lave etanpriser som innsatsfaktor. Hydro har også benyttet seg av lave priser i Qatar (Qatalum).

Israel har nettopp funnet mye naturgass og ønsker nå bedre leveringssikkerhet. De bruker noe gass i dag, men er avhengige av import fra Egypt. De ser på gass som en mulighet til å forbedre tilgjengelighet og sikkerhet. Den største bekymringen er hvor mye eksport bør være lov. Sommeren 2012 har regjeringen kommet til at man skal øke «tillat» eksport fra opprinnelig 11 % til 57 %, for å øke aktiviteten offshore.

Tyskland, Norges største gasskjøper, har lenge brukt den til både industri og energi. Både landet og EU som helhet har sterke ønsker om produksjonsbedrifter, og legger til rette flere steder for at industrien skal tiltrekkes til, og forbli i, landet. Dette gjelder både infrastruktur, konkurranse på selgersiden (for å få lavere priser), og gunstige lån. De siste års nedgangstider har vist flere land at det er gunstig med produksjonsbedrifter for å styrke økonomien og både Storbritannia og andre vil nå øke sin andel produksjonsbedrifter for å styrke økonomien generelt og redusere arbeidsledighet. For å få dette til, blir det viktig å se på industriens rammebetingelser, som energipriser, leverings-sikkerhet, lønnsnivå, utslippsregler med mer. Til tider er EU mye tydeligere på dette enn Norge.

Etylenrør med statsstøtte tatt i bruk i Tyskland

I Tyskland åpnet i april 2012 et 370 kilometer lang etylenrør med årlig kapasitet på 400 000 ton. Røret knytter BASFs petrokjemiklynge i Ludwigshafen i Rhinland til kjemisk industrianlegg i Bayern. Disse anleggene var truet med nedstenging på grunn av for svak konkurransekraft. Etylenrøret ble 4 år forsinket og total kostnadene ble 33 % mer enn opprinnelig budsjettet. Dette skyldes delvis at røret fikk statsstøtte i Bayern, på totalt 45 millioner euro, og at det tok tid å klargjøre med EU at det var lovlig å gi støtte på dette nivået til prosjektet. Dette er et eksempel på politisk vilje til å satse langsiktig på gassbasert videreforedlingsindustri i EU, hvor lovlig direkte støtte i tillegg til gode rammebetingelser har økt industriens konkurransedyktighet, ikke minst mot Norge.

Det som kan være en utfordring for Norge, og stadig debatteres uten klare mål er å besvare spørsmålet «Hvilken økonomi ønsker vi på kort og lang sikt?» Vil vi være en kombinasjon av råvareprodusent og rentenist – ikke ulikt mange arabiske land – eller vil vi være innovative produsenter av produkter, som Kina, Tyskland og USA? Det siste vil kreve bedre tilgang til konkurransedyktig energi, ikke bare kraft.

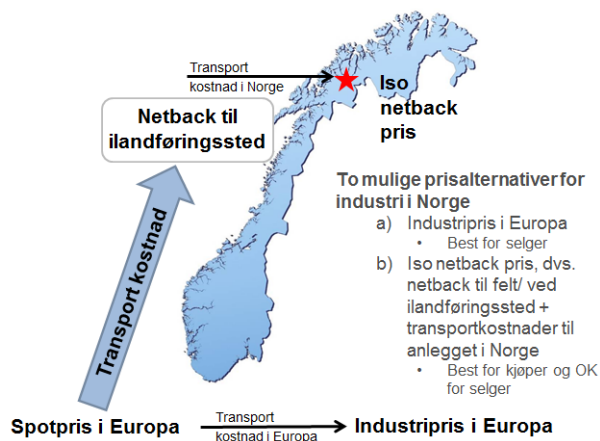
Scenarier for gass i Norge fremover

- Vi ser for oss en mulig økning i bruk av naturgass til videreforedling i Norge frem til 2030
- Vesentlig høyere forbruk ved lave priser og spesielt ved iso netback priser i Nord Norge.
- Etanetterspørselen forventes ikke å øke

Utover ilandføringsterminaler er det lite naturgass tilgjengelig til videreforedling i Norge. Ilandføringsstedene har ikke tiltrukket nevneverdig ny industri, og både produsenter, selgere og infrastruktur har vært primært rettet mot eksport. De neste 20 år kan vi oppleve nye priser og prioriteringer og dette kan gi nye muligheter for naturgass i Norge hvis andre forhold også ligger til rette.

Med utgangspunkt i dagens metan- og etanforbruk til videreforedling i Norge, bygger dette kapittelet på prisforutsetningene beskrevet tidligere i rapporten og på utviklingene i den globale petrokjemi-industrien, for å beskrive ulike scenarier for bruk av metan og etan til videreforedling i Norge. Annen stigende bruk av metan, særlig i Nord-Norge, er også diskutert, siden det kan føre til infrastruktur-synergi og mer bruk til videreforedling. Scenariene dekker 2020, 2025 og 2030.

Figur 30: Scenarier for metanprisnivå til industri på land i Norge (tilfeldig valg av sted)



Kilde: Sund Energy, 2012

For metan forutsettes to forskjellige spotprisnivåer i Europa: Scenario 1 og 2 (Se tabell 3). De europeiske konkurrentene til norske industrielle gassbrukere betaler denne spotprisen, skatter og avgifter, og i tillegg en transportkostnad til anlegget. Sistnevnte er mindre enn i Norge, på grunn av moden, effektiv infrastruktur og deling mellom mange forbrukere. For hvert nivå for den europeiske spotprisen, ser vi to mulige nivåer for pris i Norge: Samme nivå som industrien betaler i Europa, eller iso-netback, dvs. spotprisen i Europa fratrukket transportkostnader fra ilandføringsstedet og ilagt transportkostnaden fra terminal til sluttkunde, avhengig av transportløsning, volum og avstand. De to ulike prisene illustreres i figur 30.

Stor industri (som Yara) kjøper gjerne på spotmarkedet, med transport som tilleggskostnad. Det gir fleksibilitet til redusert produksjon ved lave marginer. I Norge må det (uten spotmarked) forventes større margin til selger og høyere transportkostnader.

Scenarier for gassbruk ved lavere gasspriser

I henhold til scenario 1 (Tabell 3), ligger spotprisen på metan i Europa på 6 \$/mmbtu (1,38 NOK/Sm³), det vil si billig gass i et overlevert marked. Vi ser for oss følgende utvikling i metanetterspørsel i Norge i de to ulike lokale prisnivåene (industripris Europa og iso netback pris) beskrevet ovenfor:

Tabell 5: Scenarier for gassbruk i Norge ved lavere gasspriser (Scenario 1)

Metan: Mrd Sm ³	2012	Industripris i Europa			Iso netback pris		
		2020	2025	2030	2020	2025	2030
Existerende industri:							
Yara	0,00	0,60	0,70	0,75	0,60	0,70	0,75
Metanol TBO	0,70	0,75	0,80	0,85	0,80	0,90	1,00
Totalt eksisterende	0,70	1,35	1,50	1,60	1,40	1,60	1,75
Potensiale for ny industri:							
Ironman TBO	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Nord-Norge, flere	0,00	0,30	0,50	1,00	0,40	1,00	2,00
Totalt nytt potensiale:	0,00	0,80	1,00	1,50	0,90	1,50	2,50
Totalt	0,70	2,15	2,50	3,10	2,30	3,10	4,25

Eksisterende industri:

I februar 2012 besluttet Yara å gradvis ekspandere sin fullgjødelse produksjonskapasitet på Herøya fra 2 til 2,2 millioner tonn i 2014, for å møte en voksende nordisk etterspørsel etter sertifisert lavutslippsgjødsel. Utover dette har ikke Yara planer om videre ekspansjon i Norge så lenge anleggene ikke har tilgang til gass til europeiske priser og er pålagt særavgifter sammenliknet med andre land i Europa. CO₂-avgifter og utslippskostnad er også vurdert når det gjelder eventuell konvertering fra LPG til LNG.

Med en europeisk spotpris på 6 \$/mmbtu (1,38 NOK Sm³) vil begge nivåer for pris i Norge (industripris i Europa og iso netback pris) være lave sammenliknet med Yaras eksisterende LPG løsning. Dette vil kunne rettferdiggjøre bytte fra bruk av LPG til LNG før 2020. Lav gasspris vil også kunne lede til kapasitetsutvidelse i Grenland på sikt, for å dekke økende norsk/ nordisk etterspørsel. Industriprisen i Europa og iso netback prisen er ganske like når ilandføringsstedet er Kårstø og sluttkunden ligger i Grenland, grunnet fraktelelementet. Vi forutsetter for Yara samme kapasitetsutvidelse og kapasitetsutnyttelse for begge prisnivåene, det vil si økende gassbruk fra 0,60 milliarder Sm³ i 2020 til 0,75 milliarder Sm³ i 2030.

På Tjeldbergodden vil lav gasspris kunne gi mer konkurransedyktig metanolproduksjon og gradvis økende kapasitet på sikt, for å imøtekomme større europeisk og global etterspørsel. Siden Tjeldbergodden allerede er ilandføringssted, vil iso netback prisen være ganske mye lavere enn industriprisen i Europa. Metanolproduksjonen vil kunne øke for begge prisnivåene, men mer hvis iso netback pris legges til grunn (fra 0,70 mrd Sm³ i 2012 til 1 mrd Sm³ i 2030).

Potensiale for ny industri:

Alt annet likt og oppfyllelse av investorenes øvrige krav, som ikke er gitt men forutsettes i våre scenarier, vil Ironman kunne bygges på Tjeldbergodden ved både Scenario 1 og 2 gasspriser, uansett om det er industriprisen i Europa eller iso netback prisen (ganske mye lavere) som legges til grunn. Dagens planer, som forutsetter bruk av all jernmalm som fraktes med tog til Narvik, tilsvarer et gassbehov på 0,5 milliarder Sm³. Det er lite sannsynlig at denne kapasiteten utvides før 2030.

Med Scenario1 for pris på gass i Europa, forventer vi gassleveranser til videreforedling i Nord Norge før 2020. Innen 2030 tror vi etterspørselen vil kunne være 1 milliarder Sm³ ved en pris på samme nivå som industrien betaler i Europa og så mye som 2 milliarder Sm³ hvis gassen selges på iso netback pris. Disse volumene inkluderer et prosjekt tilsvarende Ironman i Hammerfest eller Kirkenes etter 2020 og mindre anlegg for «carbon black» som videreforedling, men også annen bruk av gass.

Jernmalmprosessering og annen mineralindustri har betydelig potensiale i Nord-Norge på grunn av stort ressursgrunnlag og økende interesse for utvinning blant verdensledende aktører. I iso netback pris scenariet legges det til noe høyere bruk til mineralindustrien og transport, i tillegg til at Alcoa beslutter å bygge ny aluminiumsmelter basert på gasskraft (0,8 milliarder Sm³).

Scenariene vurderer i utgangspunktet bare gassbruk til videreforedling i Norge, fordi metan etterspørsel til andre formål ikke dekkes av Gassmaksmandatet. Imidlertid vurderes totalforbruket i Nord-Norge på grunn av infrastrukturens synergi som også kan utløse høyere bruk til videreforedling. Infrastrukturen i resten av Norge er mer moden, i hvert fall når det gjelder tilgang til ilandføringssteder og mindre LNG terminaler, samt veinett for tankbilleveranser.

Scenarier for gassbruk ved høyere gasspriser i Europa

I henhold til scenario 2 (Tabell 3), ligger spotprisen på gass i Europa på 10 \$/mmbtu (2,30 NOK/Sm³), 11 og 12 \$/mmbtu i henholdsvis 2020, 2025 og 2030. Vi ser for oss fallende etterspørsel etter gass i Europa noe som vil redusere eksport fra Norge og kan gjøre mer gass tilgjengelig hjemme, særlig i nord. Sammenliknet med lavprisscenarioet, vil gassetterspørsel til videreforedling bli totalt sett lavere ved et høyprisscenario.

Tabell 6: Scenarier for gassbruk i Norge ved høyere gasspriser (Scenario 2)

Metan: Mrd Sm ³	2012	Industripris i Europa			Iso netback pris		
		2020	2025	2030	2020	2025	2030
Existerende industri:							
Yara	0,00	0,55	0,60	0,60	0,55	0,60	0,60
Metanol TBO	0,70	0,70	0,65	0,60	0,70	0,70	0,70
Totalt eksisterende	0,70	1,25	1,25	1,20	1,25	1,30	1,30
Potensiale for ny industri:							
Ironman TBO	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Nord-Norge, flere	0,00	0,25	0,30	0,50	0,30	0,50	1,00
Totalt nytt potensiale:	0,00	0,75	0,80	1,00	0,80	1,00	1,50
Totalt	0,70	2,00	2,05	2,20	2,05	2,30	2,80

Eksisterende industri:

Yara vil fortsatt kunne ha ganske stabil etterspørsel, slik tilfellet er i scenario 1, men høyere priser vil forhindre nye utvidelser i Porsgrunn og etterspørselen etter 2020 vil ligge på lavere nivå enn i første scenario. Vi forutsetter at Yara vil kunne beslutte å bytte fra LPG til LNG for å dekke sitt råstoff- og energibehov før 2020, også hvis tørrgassprisen vil ligge på et høyere nivå (10 \$/mmbtu i 2020), så lenge det er på linje med europeiske priser.

På Tjeldbergodden gjelder de samme prinsippene for prissetting som i scenario 1. Forskjellen er at høyere gasspris (både industripris i Europa og iso netback pris) gir mindre konkurransedyktig metanolproduksjon, sammenliknet med for eksempel USA og Midtøsten. Dette vil kunne føre til flat eller fallende produksjon i Norge, selv om det globale/ europeiske markedet vokser. Utvidelse vil ikke være aktuelt.

Potensialet for ny industri:

Vi forutsetter ingen endring i gassetterspørsel fra Ironman ved høyere pris, så lenge den er på samme nivå som industriprisen i Europa eller en iso netback pris. Hvis prosjektet realiseres, vil den normalt kjøre i full kapasitet, altså 0,5 mrd Sm³ årlig gassforbruk, selv ved høye priser.

Med en høy spotpris på gass i Europa, ser vi en langsom økning av gassbruk i Nord-Norge. Innen 2030 tror vi etterspørselen vil kunne være 0,5 mrd Sm³ ved en pris på samme nivå som industrien betaler i Europa og 1 mrd Sm³ hvis gassen selges på iso netback pris. Disse volumene inkluderer et prosjekt tilsvarende Ironman i Hammerfest eller Kirkenes etter 2020, og også noe bruk av gass til offshore fartøy. I iso-netback pris scenarioet legges det til noe høyere bruk til industri og transport.

Alcoa bygger ikke ny aluminiumsmelter basert på gasskraft hvis ikke prisen er lav. Denne type etterspørsel vil ikke være nok for nye feltutbygginger.

Scenarier for etanbruk

Etanprisen vil bevege seg mellom nafta- og gassprisen som et tak og gulv. For etan forutsettes to prisnivåer tilsvarende Scenario 1 og 2 for metan:

- 8 \$/mmbtu (2250 NOK/ tonn) over hele perioden, tilsvarende høy etanproduksjon, overlevert marked og vedvarende lave etanpriser i USA. Etan eksporteres til Europa til tross for lite behov, og Norge kan importere til lave priser. (Scenario 1 for tørrgass).
- 13 \$/mmbtu (3700 NOK/ ton) i 2020, 14 \$/mmbtu i 2025 og 15 \$/mmbtu i 2030, tilsvarende et ikke overlevert etanmarked, men med mulighet for noe eksport fra USA til Europa. Norge kan importere til lavere priser enn Ineos betaler i dag. (Scenario 2 for tørrgass).

I begge prisscenariene forutsettes at Ineos vil kunne få tak i nok etan til bruk som råstoff før 2020, enten fra USA, Norge eller annet sted, og erstatte nesten all bruk av LPG til råstoff. Det forventes dermed en etanetterspørsel som ligger stabilt på rundt 0,8 millioner tonn årlig, tilsvarende dagens totale videreforedlings kapasitet, men høyere enn dagens årlig forbruk på cirka 0,45 millioner tonn. Siden Skanled ikke ble bygd, er det foreløpig ikke aktuelt med utvidelse av Ineos-virksomhetene i Norge, uansett pris på etan. På lang sikt, i scenarioet med tilgjengelig etan og lavere råstoffpriser, vil Ineos kunne beslutte kapasitetsutvidelse i Grenland, men dette er lite sannsynlig så lenge Midt-østen og USA har enda lavere råstoffpriser og i tillegg ligger nærmere de største sluttmarkedene. Selv om Skanled skulle bli bygd nå, er det dermed ikke lenger aktuelt med dobling av kapasitet på videreforedling av etan i Grenland.

Det er også svært lite sannsynlig med utbygging av ny etanvidereforedlingskapasitet i Kårstø eller rundt andre ilandføringssteder i Norge, ikke bare fordi Norge ikke lenger er attraktivt, men også på grunn av forventet mangel på etan: En ny cracker vil kreve minst 0,35 millioner tonn etan årlig og stordriftsfordeler oppnås best med crackere som tar 1 million tonn årlig. Dagens prognoser viser fallende tilgang på etan ved Kårstø etter 2020, noe som allerede hindrer utvidelse av utskillingskapasiteten for å imøtekomme Ineos sitt eksisterende behov.

Konklusjon

På oppdrag fra Gassmaks, har Sund Energy utført en analyse av videreforedling av naturgass i Norge og potensiale for nyetablering av slik virksomhet. Kjernespørsmålet har vært: Hva kan gjøres med rammebetingelser for å bedre forhold for industri som vil bruke naturgass til videreforedling?

Mulighetsvindu for å se på de viktigste rammebetingelser

Den altoverskyggende årsaken til at det ikke kommer mye ny industri til Norge for videreforedling er at gassprisen i Norge er betydelig høyere enn i de fleste konkurrentlandene. Det er også noe usikkerhet rundt politisk vilje, selv om flere politiske prosesser har konkludert med at det er ønskelig.

Utover konkurranse på naturgasspris, er det andre rammebetingelser bedrifter vil se på, som generell økonomi (litt krevende i Norge, med høy kronekurs og høyt kostnadsnivå, når globale selskaper får inntekter i annen valuta), annen tilgang på energi (særlig kraftsituasjonen fremover – er norsk kraft et fortrinn over tid?) og klarhet på hva som blir tillatt når det gjelder bruk av energi og mulige utslipp (politisk risiko ved uklarhet).

Det er flere grunner til å se på mulig innenlandsk bruk av naturgass igjen, ettersom en del fundamentale ting er i endring som vil kunne gjøre det mer attraktivt enn før:

- Stadig mer gass selges i Europa på spotpris (og markedene blir stadig mer likvide, slik det norske kraftmarkedet er blitt), som er betydelig lavere enn oljelinkede priser. I fremtiden vil bruk av gass innenlands kunne gi mer verdiskapning enn ved eksport, selv ved salg til lavere priser til norsk industri enn i dag.
- EU liberaliserer energimarkedene og skaper et felles gassmarked som Norge gradvis blir en del av (det andre energidirektivet for gass er implementert i Norge i 2011). Det vil åpne for tredjepartsadgang, mer transparens og konkurranse, noe som vil gi bedre priser og forsyningssikkerhet på naturgass (særlig metan).
- Flere av industriaktørene i Norge som bruker naturgass som råstoff har gasskontrakter som utløper de neste årene. Hvis det legges til rette for mer konkurranse på gassalg før nye kontrakter vil inngås, vil videreforedlingsindustrien kunne være bedre rustet mot stigende global konkurranse.

Potensiale for gassbruk innenlands

Dette prosjektet har sett på potensialet for naturgassbruk i Norge under to globale scenarier for gasspris: Scenario 1 med globale priser på lavt nivå, og Scenario 2 med ulike priser etter marked, ved høyere nivå. Dette er viktig for global lokalisering av ny petrokjemisk industri og konkurranseevnen for norskbasert industri. Utgangspunktet er tørrgass (metan), men vi har også vurdert etan og LPG.

Med lave og like priser på gass globalt, vil det være en mindre prisulempe ved videreforedling i Norge enn det er i dag, men netback fra eksport også blir lavere. Med opprettholdelse av prinsippet om lik inntjening til produsentene, vil det da kunne være mulig å selge gass rimeligere til kunder i Norge enn eksport, men dette er svært avhengig av transporten (infrastruktur) internt i Norge. Like globale priser forutsettes ikke før 2030 selv i dette scenariet, og i mellomtiden vil områder med lave regionale priser (Midtøsten, USA) tiltrekke seg mest gassvidereforedlingskapasitet.

Ved høyprisscenario vil gassprodusentene få en høyere netback fra eksport. Imidlertid forutsettes det at man holder tilbake noe på totalt eksportvolum fra norsk sokkel. I dette scenariet ser vi ikke ny petrokjemisk industri noe sted i Europa. Nyetableringer vil bli gjort i områder med betydelig lavere gasspris (Midtøsten, USA). For å møte et lavere eksportvolum fra norsk sokkel, vil produsentene redusere gassproduksjonen fra områder med lavest netback, det vil si nordområdene. Dette kan gi muligheter for lokal bruk av gass i nord, særlig fra assosiert gass i oljefelt vi ønsker utbygd. Her bør det vurderes infrastruktur som kan legge til rette for både produksjon og forbruk (gjærne koblet til LNG). Det bør også vurderes regionalt samarbeid for å sikre stordrift og økonomisk aktivitet.

Det meste av etanet i dag eksporteres som tørrgass sammen med metan. For at man skal ta ut mer på Kårstø må etanprisen være betydelig høyere enn spotprisen (tørrgass) på Kontinentet. Dette vil ikke være konkurransedyktig med etanprisene i f.eks. USA og Midtøsten. I tillegg er tilgangen på etan i Norge usikker etter 2020. Det synes derfor lite sannsynlig at mer etan vil bli tatt ut på Kårstø (eller Kollsnes) til nyetableringer. Usikkerheten er også stor knyttet til fremtidig tilgang på etan i Barentshavet.

Vi ser ikke behov for egen strategi for LPG, ettersom småskala LNG eller rørgass er mer relevant i Norge. LPG er mindre miljøvennlig og som regel dyrere enn tørrgass (følger oljeprisen).

Anbefalinger

Etter samtale med de viktigste relevante aktørene i bransjen, vil vi anbefale at norske politikere er veldig tydelige på om det er ønskelig for landet å legge til rette for mer bruk av naturgass i Norge, inkludert til videreforedling, eller ikke.

Hvis det er det, bør strategien følges opp med klare rammebetingelser, som bør gå i internasjonal retning av økt konkurranse og åpenhet, blant annet tredjepartsadgang til infrastruktur på land ved implementering av EUs tredje energidirektiv. Det vil si at subsidier, krav om «konsesjonsgass» eller andre pålegg bør avvises som lite bærekraftige, både i lys av industriens inntjening og forpliktelser vi har i EØS/ World Trade Organisation om ryddighet og åpenhet. Investorene har også behov for klarhet i CO₂ problematikk (skatt, kvoter, utslippstillatelser) i et helhetlig perspektiv.

Sist, men ikke minst, er bruk av tørrgass mer miljøvennlig enn LPG og oljeprodukter som den kan erstatte i industri og transport, særlig i blanding med biometan (oppgradert biogass). Satsing på biogass kan gi store klimagassutslippsreduksjoner i Norge, og flere insentivmodeller kan læres fra andre land (Danmark, Sverige, Tyskland osv.) Dette vil kunne gi landet større frihet til mulige utslipp fra andre deler av økonomien, som videreforedling.

En strategi for naturgass anbefales, både for nasjonal proveny og mulig innenlandsk bruk. Denne bør utvikles i et helhetlig perspektiv, hvor man tar hensyn til både miljø og industri.

Referanser

Intervjuer:

Barents Naturgass: Gudrun Rollefson. 07. mai 2012
 ENI: Arild Glæserud. 09. mai 2012
 Gasnor: Leiv Arne Marhaug. 15. mai 2012
 Gassco: Brian Bjordal. 05. september 2012
 Industriarena: Ola Nestaas. 24. mai 2012
 Ineos/ Noretyl: Magnar Bakke. 14. mai 2012
 Ironman: Ulf Holmqvist. 23. mai 2012
 Norges Vassdrags- og Energidirektorat: Birger Bergesen. 26. mars 2012
 North Energy: Erik Karlstrøm. 06. august 2012
 Oljedirektoratet: Torsten Bertelsen. 21. mai 2012
 Olje- og Energidepartementet: Sverre Sand, Erik Johnsen, Gaute Erichsen. 06. september 2012
 Shell: Nina Holm Viste. 21. mai 2012
 Skangass: Roger Gøthberg. 25. april 2012
 Statoil: Jan Rune Schøpp, Rannveig Stangeland, Edvard Rundhovde. 14. juni 2012
 Yara: Anita Nyvold. 16. mai 2012

Norsk gassmarked

Gassco. *NCS2020 – En studie av fremtidens gassinfrastruktur*. 2012
 Gassmaks/ Econ Pöyry. *Økt verdiskapning gjennom industriell foredling av naturgass i Norge?* 2009
 Industriarena. *Rapport*. 2011
 KLIF. *Norske utslipp. Landbasert industri*. Utvalgte store bedrifter som bruker naturgass som råstoff i Norge: Utslipp, sluttproduktproduksjon og energibruk per virksomhet.
 Marintek. *Framtidsbilde for norsk naturgassdistribusjon, 2015-2025*. 2005
 NHOs Energipanel. *Norge som energinasjon*. 2012
 Norsk Industri. *Konjunkturrapport 2012*. 2012
 NVE. *Naturgass – en generell innføring*. 2004
 OD. *Faktasider*. 2012
 OED og OD. *Fakta 2012 – Norsk Petroleumsvirksomhet*. 2012
 OED. *Stortingsmelding 28 (2010-2011). En næring for fremtida – om petroleumsvirksomheten*.
 OED. *Stortingsmelding 9 (2002 – 2003). Om innenlands bruk av naturgass mv*.
 OLF. *Konjunkturrapport 2011. Optimisme i norsk petroleumsnæring – men mørkere utsikter for verdensøkonomien*. 2011
 SSB, utvalgte datatabeller: Pris og volum på salg av naturgassprodukter, både eksport og innenlands bruk (både som energi og som råstoff)
 Nettsidene (norske og internasjonale), brosjyrer, årsrapporter og andre offentlige informasjonskilder til alle beskrevne aktører: Ineos, Yara, Ironman (eierne LKAB og Höganäs), EcoPar, Statoil, Skangass, Gasnor, Barents Naturgass, Skagerak Energi, NVE, OED, OD, Gassco, Industriarena, North Energy, ENI, Shell
 Norsk media, blant annet: Dagens Næringsliv, Stavanger Aftenblad, Teknisk Ukeblad, Offshore.no, Aftenposten, NRK, E24

Internasjonal gassmarked

- American Chemistry Council. *Shale Gas and the Manufacturing Renaissance*. 2011
- Argus Media. *NGL Shale Gas Special Report*. 2012
- Asia Pacific Energy Consulting. *Petrochemical Feasibility and Competing Feedstocks*. 2012
- Chemical Market Associates Inc. (CMAI). *Ethylene/ Polyethylene*. 2012: Globalmarked, utsikter
- Clingendael International Energy Programme (CIEP). *Restructuring of the European Refining Sector*. 2012
- Energy Information Administration. Annual Energy Outlook data i referansescenario (årlige utgaver 2007-2012), spotpriser for olje- og gassprodukter i USA, 2011.
- Fluor. *Feedstock sourcing opportunities*. 2011
- Headwaters. *US Ethylene Profitability Outlook Positive*. 2012
- Henkel. *Securing Hot Melt Supply: Navigating the New Landscape of Adhesives Raw Materials*. 2011
- IHS Chemical. *North American Chemicals*. 2012
- International Energy Agency. *Golden Age of Gas*. 2011
- International Energy Agency. *Oil Market Report*. Januar 2012
- International Gas Union PGCB Group Study 2. *Wholesale Gas Price Formation*. 2012
- Lyondell Basell. *US Ethylene: Good today, better tomorrow*. 2011
- Methanex. *Investor Presentation*. 2012
- Morgan Stanley Research Global. *Petrochemicals – preparing for a supercycle*. 2010
- NCB Saudi Arabia (Alahli). *The Kingdom's Comparative Advantages Propel its Global Position in Petrochemicals*. 2011
- Nexant/ Chemsystems PPE Program. *Quarterly Business Analysis*. Quarter 1, 2012
- OPEC (Organisation of Petroleum Exporting Countries). *Oil downstream outlook to 2035*. 2011
- Platts. *Special Report: Petrochemicals*. 2011
- Sinopec (China Petroleum and Chemical Corporation). *Presentation of 2011 Interim Results*. 2011
- US National Petroleum Council (NPC). *Working document of the NPC North American Resource Development Study. NGL Demand and Supply through 2035*. 2011
- World Bank. *The Role of Liquefied Petroleum Gas in Reducing Energy Poverty*. 2011
- BP Statistical Energy Review, utvalgte datatabeller: Volum på LNG- og rørgassflyt mellom land, tørrgass forbruk i de største EU-land og andel av tørrgass i energimiksen i disse landene, samt gjennomsnittlig metanpris i utvalgte markeder i 2011. 2012
- Federal Energy Regulator Commission. Forventet LNG pris ved ulike LNG-mottaksterminaler i verden for september 2012, samt historiske spotpriser på olje- og gass- produkter i USA
- Internasjonal media, blant annet: Bloomberg, Financial Times, New York Times, The Economist
- Kilder for internasjonale olje, kull og gasspriser: Eurostat, Montel, Datastream, National Grid UK, US Energy Information Administration, Ministry of Finance of Japan – Trade Statistics (LNG), Platts