

Olje- og energidepartementet

Deres referanse

Deres dato

Sendes kun pr. e-post til:

postmottak@oed.dep.no

Vår referanse

27979_v1/

Vår dato

02.02.2015

Saksbehandler

Asbjørn Høivik/Tore Berntsen

Direkte telefon

Høringsuttalelse til endringer i naturgassloven – EUs tredje energimarkedspakke

1. Innledning

Vi viser til deres høringsnotat datert 5. desember 2014.

Denne høringsuttalelsen avgis på vegne av Lyse Energi AS som heleier av Lyse Neo AS og Risavika LNG Production AS og som deleier i Skangass AS.

I høringsutkastet foreslås det å innføre generell tredjepartsadgang til gassdistribusjonsnett i forslag til nye §§ 7 og 8 i naturgassloven. Vi kan ikke gi vår tilslutning til dette forslaget. Vi støtter imidlertid lovforslaget på de øvrige punkter. Våre kommentarer til høringsforslaget er derfor i all hovedsak konsentrert om tredjepartsadgang.

Vi mener at forslaget om å innføre generell tredjepartsadgang i gassdistribusjonsnett kan føre til enkelte uheldige og utilsiktede virkninger for den norske naturgassvirksomheten - både for selve gassdistribusjonen og tilknyttet LNG-produksjon.

Etter vårt syn er ikke viktige faktiske og teknisk/økonomiske sammenhenger tilstrekkelig belyst, drøftet og vurdert forut for og i forbindelse med høringsnotatet. Vi vil derfor beskrive spesielle norske tekniske og operasjonelle problemstillinger som det ikke finnes relevante bestemmelser i direktivet om, men som etter vår vurdering må vies spesiell oppmerksomhet ved implementeringen av direktivet i norsk lovverk.

Det er også vår oppfatning at unntaksmulighetene slik disse kommer til uttrykk i artikkel 36, 48 og 49 i direktivet burde vært mer inngående drøftet og bør vurderes benyttet ved den norske implementeringen.

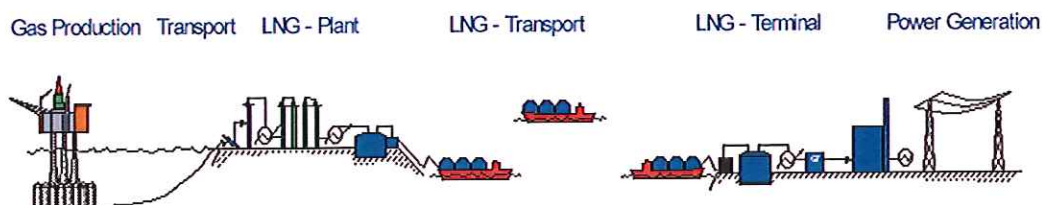
2. Faktisk bakgrunn

2.1 Generelt om LNG produksjonsanlegg og LNG mottaksanlegg

Det er sentralt å merke seg at det er grunnleggende forskjeller på verdikjedene og prosessene for **LNG produksjonsanlegg** som finnes i Norge og i Europa for øvrig. I Norge finnes de i ulike utførelser og som varierer med størrelse, teknologivalg og tilknytningsmåte til gassnettet mv. I Europa for øvrig er LNG-anlegg generelt å forstå som LNG-mottaksterminaler/lageranlegg med tilknyttede distribusjons-/transmisjonsnett.

Så langt vi har brakt i erfaring, finnes det ikke anlegg for produksjon av LNG i Europa med unntak av et lite produksjonsanlegg (årskapasitet 20 000 tonn) etablert i 2010 i Porvoo Finland (opprinnelig bygget av Gasum, men nå eiet av Skangass). Dette LNG-anlegget, som ligger i nærheten av en luftseparasjonsfabrikk, utnytter flytende nitrogen fra denne separasjonsprosessen som kuldemedium til å produsere LNG.

LNG-kjeden



Tradisjonelt inndeles produksjonsanlegg for LNG i to hovedtyper:

Grunnlastanlegg (baseload) er en type anlegg som inngår i en integrert del av en gasstransportkjede der gassen fraktes som LNG med skip. Vanligvis tilknyttes slike anlegg et oppstrømsnett hvor all gass blir omformet til LNG slik det for eksempel skjer i Statoils anlegg på Melkøya. Transportkjeden har et kondenseringsanlegg på avskipningsstedet og en LNG-terminal (mottaksterminal) med tankanlegg og fordampingsenhet på mottaksstedet.

Utjevnings- eller satelittanlegg (peak-shaving) er LNG-anlegg som er integrert i et rørledningsbasert transmisjons/distribusjonssystem for gass. En del av gassen kondenseres i perioder med lite avtak og lagres som LNG i tankanlegg. Når etterspørselen er stor, etterfylles røret med fordampet gass fra LNG lagertankene for å dekke den økende etterspørselen. Det er slike LNG-anlegg som i direktivet omtales som lageranlegg (LNG-facility artikkel 2 nr. 11) og som derfor i prinsipp opereres på samme måte som et ordinært høytrykksgasslager i forhold til systembalansering. Denne funksjonen kan også kombineres med en mottaksterminal.

2.2 Særskilt om produksjonsanlegget for LNG i Risavika

Produksjonsanlegget for LNG i Risavika kan i prinsippet beskrives som et småskala grunnlastanlegg da det er designet for full kapasitetsutnyttelse året rundt og hvor produsert LNG fraktes til kundene med skip eller med tankbil. På tilførselssiden er det tilknyttet et ordinært høytrykks gassdistribusjonsnett. Anlegget i Risavika er imidlertid ikke tilknyttet oppstrøms-gassnett. Det spesielle med anlegget i Risavika er den tette tilknytningen og integrasjonen til lavtrykksgassdistribusjonsnett.

Rikgassen behandles i mottaksterminalen på Kårstø hvor tyngre hydrokarboner skilles ut og en rekke uønskede komponenter (vann mv) fjernes slik at egenskapene for naturgassen (tørrgassen) blir som forutsatt. Denne tørrgassen transporteres i rør fra Kårstø til mottaksterminalene i Europa eller til LNG-anlegget i Risavika. Tørrgassen inneholder likevel en rekke komponenter som må fjernes for at gasskondenseringsprosessen i LNG-produksjonsanlegget kan foregå uten komplikasjoner. CO₂ må utskilles og fjernes til et nivå på 50 ppm for å hindre utfrysning og tilstopping av varmevekslerne i anlegget. I større LNG-produksjonsanlegg (for eksempel Melkøya) blir nitrogenet utskilt og fjernet (ned til 1 ppm) ved først å kjøle ned LNG i et ekstra kjøletrinn til typisk -163 °C før selve nitrogenet fjernes i en egen nitrogenfjerningskolonne. Ved rasjonell produksjon av LNG med normalt nitrogeninnhold (opp til 1 %) vil det være en del nitrogen som ikke kondenseres.

I lagertanker for LNG (med temperatur mellom -150 til -162 °C avhengig av trykk) vil en alltid få avdamping av gass fra LNG-overflaten. I LNG-tanker tilknyttet mottaksterminaler, og i produksjonsanlegg hvor nitrogen fjernes i selve kondenseringsprosessen, vil denne avdampede gassen være tilnærmet ren metan/etan med samme sammensetning og egenskaper (brennverdi) som den ordinære gassen som leveres fra slike terminalers tilknyttede regassifiseringsanlegg. I LNG tankanlegg tilknyttet produksjonsanlegg hvor nitrogen ikke fjernes i egen prosess, vil det imidlertid være en forskjell fra lagertanker tilknyttet mottaksterminaler/større produksjonsterminaler når det gjelder den avdampede gassens sammensetning og egenskaper.

I LNG-anlegget i Risavika skilles nitrogen ut fra LNG-overflaten i tanken og blander seg med avdampert metan/etan. Denne blandingsgassen som benevnes «boil-off» gass eller «tailgass», vil få relativ høy konsentrasjon av nitrogen som vil variere med utnyttelsen av anleggets produksjonskapasitet. For LNG-anlegget i Risavika er nitrogeninnholdet i tailgassen typisk omkring 6-9 %. Denne tailgassen har på grunn av det høye nitrogeninnholdet en betydelig lavere brennverdi enn ordinær naturgass/LNG, og den må derfor enten:

- brennes/fakles (slik det vanligvis gjøres på de fleste LNG produksjonsanlegg i verden – med tilhørende uønskede CO₂ utslipp og redusert energieffektivitet);
- selges til nærliggende kunder eller utnyttes i lokal kraftproduksjon som gjennom tilpassing av utstyr kan benytte gass av varierende kvalitet med redusert brennverdi;
- regenereres og injiseres i høytrykksnett; eller
- oppgraderes til full brennverdi ved å tilsette propan og injiseres i naturgass-distribusjonsnett (dette er en god løsning, men det er få produksjonsanlegg som vil ha denne muligheten).

På større LNG-anlegg andre steder i verden kan denne gassen enten benyttes som såkalt fyrgass til drift av prosesser på anlegget eller bli faklet. Produksjonsanlegget for LNG i Risavika har ikke fått (og har heller ikke søkt om) generell tillatelse til å brenne slik tailgass. Fakling er kun tillatt når spesielle driftssituasjoner krever det og framstår derfor ikke som et aktuelt alternativ primært fordi det ikke er tillatt, men også fordi fakling rent ressursmessig ikke er akseptabelt.

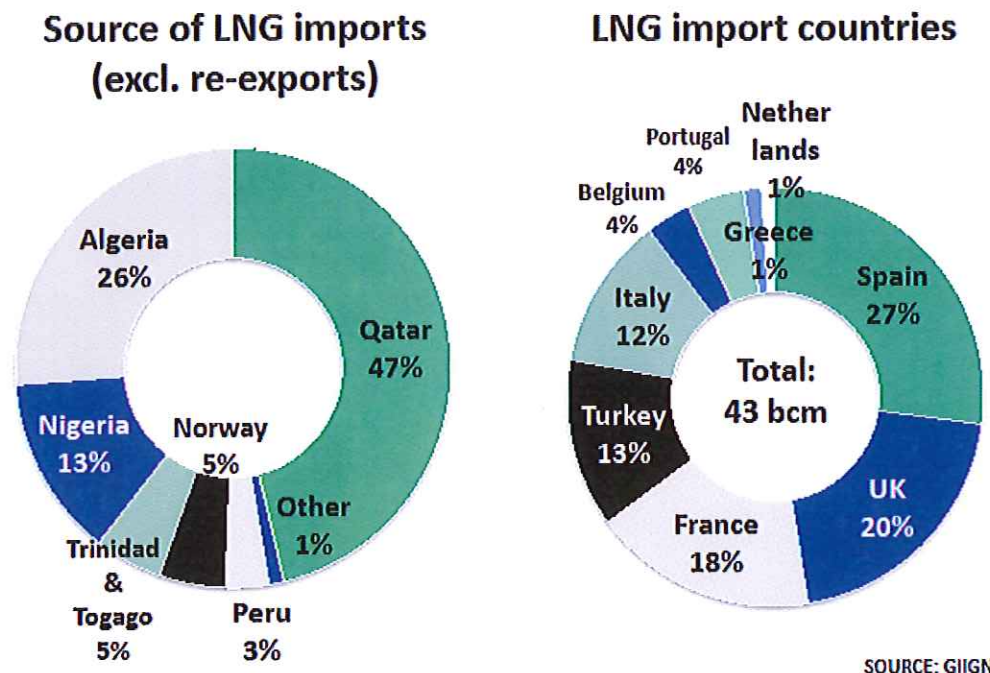
Det finnes ikke noen kunde(r) av tilstrekkelig størrelse i området og med jevn forbruksprofil over året som ville ha vært i stand til ta unna denne tailgassen fra produksjonen i Risavika.

Regenerering av tailgass med tilhørende fjerning av nitrogen, trykksetting og reinjisering i høytrykksnett er ikke nærmere utredet som løsning, men framstår generelt som et kostbart alternativ.

Den beste totaløsningen ble derfor vurdert å være tilsetning av propan og oppgradering av tailgass for å øke brennverdien med etterfølgende injisering i Lyses tilknyttede distribusjonsnett. Denne løsningen er gunstig både ut fra kostnads-, miljø- og ressursmessige syn og produksjonsanlegget i Risavika framstår som et av de aller mest miljøvennlige og energieffektive LNG-produksjonsanlegg i verden på tross av den forholdsvis beskjedne størrelsen. Den tekniske løsningen som er valgt for produksjonsanlegget i Risavika med den tette operasjonelle integrasjonen med tilknyttet lavtrykks distribusjonsanlegg, medfører imidlertid en permanent avhengighet mellom LNG-produksjonsanlegget og gassdistribusjonsnett. Generell tredjepartsadgang vil etter vårt syn ikke være mulig å forene med de operasjonelle bindinger og tilhørende begrensninger som finnes.

2.3 Import- og eksportland

Når det gjelder LNG, er Norge primært et eksportland (5 % av total import av LNG til EU kom fra Norge i 2013, jfr figur 1 under her), mens EUs medlemstater - som direktivets bestemmelser er utformet for - befinner seg i en helt annen situasjon i og med at disse importerer LNG.



Figur 1: LNG produksjon og import til europeiske land (2013)

Hoveddelen av den norske LNG-eksporten kommer fra anlegget på Melkøya ~ 100 % eksport. I tillegg blir mellom 70 og 80 % av LNG-produksjonen i Risavika eksportert direkte eller indirekte til andre EU-land, først og fremst til Sverige.

2.4 Norske selskaper er pionerselskaper i småskala LNG-markeder

Både Gasnor og Skangass må betraktes som pionerselskaper i å utvikle småskala LNG-markeder primært i Norden. Småskala LNG gir muligheter for å tilby industri som er lokalisert i områder hvor det ikke finnes gassinfrastruktur tilgang på konkurransedyktige og miljøvennlige energikilder men hvor konkurransebildet er annerledes enn i Europa. I forhold til LNG vil både LPG (propan) og miljøvennlig og relativt moderat priset elektrisitet være aktuelle alternativ for kundene dersom for eksempel olje som brennstoff skal byttes ut. Det er derfor konkurranse også i våre energimarkeder, selv om konkurransebildet i vårt land er helt annerledes enn i EU.

Det er også en økende tendens i det maritime markedet mot LNG som drivstoff, først og fremst i Norge og i Sverige, men vi forventer vekst både i Finland og i Danmark og etter hvert i resten av Europa. Videre har EU nylig vedtatt sin strategi «Clean Energy for Transport» som vi antar vil gi en betydelig vekst i LNG-etterspørselen i Europa både som drivstoff til skip, men også anvendt som drivstoff til den europeiske langdistanse trailertrafikken og eventuelt busstransport.

Både når det gjelder å utvikle fartøyer for å transportere gass som LNG og med å ta i bruk LNG som drivstoff i skipsflåten (MF Glutra var verdens første LNG-drevne skip, sjøsatt 1999), har Norge vært en pionernasjon. Oppbyggingen av det norske/nordiske småskala LNG-markedet, hvor Gasnor og Skangass har vært og er de største og viktigste aktørene, atskiller seg vesentlig fra det europeiske rørledningsbundne markedet som departementet betimelig påpeker i høringsnotatet. LNG-terminalen i Risavika Havn framstår som et meget godt eksempel på hvordan den framtidige LNG-infrastrukturen som EUs «Clean Energy for Transport» forutsetter, må etableres for å fylle LNG til skip og trailere.

2.5 Ulike behov for enhetlige regler for transmisjonsnett og distribusjonsnett

Rent generelt er Gassmarkedsdirektiv 3 innrettet mot å sikre bedre integrasjon av de europeiske gasstransmisjonsnettene. Dette er en viktig forutsetning for å oppnå ett felles indre marked for gass i Europa. I Norge har vi som departementet klart fastslår, ikke gasstransmisjonsnett i direktivets forstand. Tredjepartsadgang anses av EU-kommisjonen å være mindre påkrevd for gassdistribusjonsnett enn for transmisjonsnett jfr punkt 25 i fortalen. Det er i fortalens punkt 27 også uttalt at det er viktig å unngå at regelverket svekker de mindre distribusjonsaktørene finansielt.

Bestemmelsene i gassmarkedsdirektiv 3 er spesielt innrettet mot å få etablert et integrert gassmarked i Europa, og en vesentlig forutsetning for å oppnå dette er at gasstransmisjonsnettene både nasjonalt og mellom nasjoner harmoniseres. De fleste bestemmelsene omhandler derfor transmisjonsnettene, og arbeidet med det overordnede regelverket «gridcodes» på gassområdet som skjer på oppdrag av ACER gjennom ETSO-G, har nå kun befattet seg med gasstransmisjonsnettene. I ETSO-G har Gassco observatørstatus, mens NVE sannsynligvis vil bli representert på en eller annen måte i ACER. På elektrisitetsområdet blir regelverket (grid codes ofte utarbeidet parallelt for TSO og DSO), mens vi har et inntrykk av at arbeidet med grid codes for gassområdet kun har vært aktuelle for transmisjonsnettene. Det er imidlertid bestemmelser for transmisjonsnettene som direkte påvirker distribusjonsnettene og Lyse, for eksempel arbeidet med å spesifisere gasskvalitet og hvor luktstoff (THT) skal tilføres i systemet.

Det er arbeid på gang i Europa som slik vi forstår også støttes av Gassco med å redusere brennverdien av tørrgassen. Reduksjon av brennverdi oppnås gjennom å tilsette mer karbondioksyd. Utfordringen for produksjonsanlegget for LNG i Risavika er at det er designet ut fra aktuell gass-spesifikasjon med relativt snevre grenser, produksjonsanlegget kan i dag for eksempel ikke håndtere høyere CO₂ innhold i tørrgassen enn 2.9-3.0 % på grunn av kapasitetsgrense i absorpsjonskolonnen for CO₂. Det er også rimelig at vi vil få en utvikling mot en viss samordning av bestemmelsene for DSOer (grid codes), og det er vanskelig å se for seg at de spesielle norske problemstillinger blir tatt hensyn til ved utviklingen av disse bestemmelsene. Dersom det åpnes for generell tredjepartsadgang i norske gassdistribusjonsnett, vil regulatorisk risiko bli unødig høy fordi grid codes skal implementeres uendret i relevant nasjonalt regelverk.

2.6 Politiske rammevilkår

Det var tidligere et klart uttalt politisk mål å øke innenlandsk forbruk av naturgass jfr blant annet Gassmeldingen, Stortingsmelding nr. 9 (2002-2003). Det ble også etablert nasjonale støtteordninger som skulle sikre at naturgassen ble tatt i bruk. Den nasjonale gasspolitikken er senere endret, noe som blant annet har medført at interessen for og etterspørselen etter naturgass er redusert i Norge generelt og Sør-Rogaland spesielt.

Det er også innført en meget høy CO₂ avgift for bruk av naturgass i Norge, cirka 6 ganger høyere enn eksisterende CO₂ kvoter. Det er en svært høy veibruksavgift for naturgass benyttet i kjøretøy. Rørbundet gass er i sterk konkurranse med både elektrisitet, propan og LNG i Norge. Innføring uten fritak for de eksisterende rørbundne gassnettene i Rogaland vil forverre rammevilkårene ytterligere og føre til det blir dyrere både for kundene og for samfunnet.

3. Enkelte praktiske utfordringer

3.1 Utfordringer med kapasitet og lastbalansering

I prinsipp kan tailgass-produksjonen fra LNG-anlegget i Risavika slik anlegget er designet, betraktes som en prioritert innmating på samme måte som fornybar produksjon behandles i fornybardirektivet. Dersom det åpnes for full tredjepartsadgang med fysisk innmating av gass fra Kårstø på ikke-diskriminerende vilkår gjennom Lyses nett, er det mulighet for at overskuddsgassen i lavlastperiodene vil måtte fakles. Dette er imidlertid ikke er tillatt og fører samtidig til at levert vare til kundene blir dyrere, til redusert ressursutnyttelse og økte CO₂ utslipp. Alternativt må det vurderes pålagt å ettermontere nitrogenfjerningsanlegg på

anlegg som LNG-anlegget i Risavika. Begge deler vil ha meget store negative konsekvenser for samfunnet, sluttkunden og anlegget.

Lyse forventer at innmating av distribuert gassproduksjon til rørrettet uansett vil øke på grunn av planlagt biogassproduksjon. Dette har Lyse allerede lagt til rette for jfr fortalens punkt 41. Pr i dag innleveres ca 15 GWh oppgradert biogass fra IVAR sitt anlegg i Mekjarvik (dette vil kunne økes til omkring 25 GWh de nærmeste årene). IVAR har dessuten et større biogassanlegg under bygging på Grødal i Hå kommune. Biogassproduksjonen fra dette anlegget er basert på sambehandling av kloakkslam og matavfall og vil kunne levere 55-60 GWh i oppstartfasen med gode muligheter for å øke produksjonen ytterligere i årene framover. Vi håper at det vil bli fattet en beslutning i Rogaland fylkeskommune om å drive bussflåten med oppgradert biogass – dette er nærmest en forutsetning for å kunne motta så store mengder innmatet biogass i sommerperioden. Biogass til transportformål har, i motsetning til gassforsyning til oppvarmingsformål, et jevnt forbruk over året og relativt sett vil derfor forbruket i den kritiske perioden øke.

Sør-Rogaland (Jæren) er det området i landet med høyest biogasspotensiale på grunn av høy husdyrtetthet og store gjødselmengder fra jordbruket. Det er nå under etablering mindre biogasspiloter på enkelte gårder. Forutsetningen for å kunne tilby markedsmessige priser til sluttkunden i slik distribuert, småskala biogassproduksjonen er at biogassen oppgraderes og leveres inn på naturgassdistribusjonsnettet. I europeiske gassdistribusjonsnett legges det også til rette for innmating av oppgradert biogass. Oppgradert biogass er standardisert i CEN og den europeiske organisasjonen av gasssystemoperatører ETSO-G har også laget regelverk for distribuert innmating av biogass i naturgassnett. Utfordringene for Lyse i forhold til innmatet biogass er helt annerledes enn for andre gassdistribusjonsoperatører først og fremst på grunn av at innmatet biogassmengde relativt sett er så mye høyere på Jæren (muligens 20-30 %) relativt til totalt gassforbruk mens biogassandelen i store sammenhengende europeiske gassdistribusjonsnett i de aller fleste tilfeller vil være under 5 % og følgelig ikke vil kunne utgjøre noe problem.

Det må påregnes at generelt krav om plikt til å gi adgang til oppgradert biogass til rørrnett vil komme i naturgassforskriften i og med at direktivet også indirekte gjelder for biogass. I artikkel nr. 2, og i fortalens punkt 41 nevnes spesielt adgangsrettighet for oppgradert biogass. Økt framtidig biogassinnlevering i rørrettet (som også Lyse ønsker å bidra til blir realisert) og økt samlet gassforbruk vil sannsynligvis medføre at utfordringer relatert til tredjepartsadgang, lastbalansering og tailgassinnmating forverres ytterligere.

3.2 Forutsatt tredjepartsadgang – i hele eller deler av nettene?

Det presiseres for ordens skyld at for den delen (cirka 10 % av gassleveransen) av Lyses distribusjonsnett som forsyner Ryfylkeøyene ikke er tilsvarende tekniske utfordringer relatert til eventuell innføring i tredjepartsadgang som nevnt tidligere i høringsuttalelsen. Dette fordi denne delen av nettet har separat uttak fra høytrykksrøret på Rennesøy og av den grunn per tiden ikke er direkte sammenkoplet med det øvrige distribusjonsnettet som forsynes fra Risavika (eksklusive leveransene til Skangass). I høytrykksdistribusjonsrøret fra Kårstø til Risavika vil det også være teoretisk mulig å åpne for tredjepartsadgang i Risavika og på Rennesøy. Selv om det rent teoretisk ikke er tekniske hindringer for å åpne deler av gassdistribusjonsnettet for tredjepartsadgang, vil det være problematisk i forhold til kunder og andre gassleverandører å praktisere ulikt regelverk i forskjellige deler av et så lite system i samme geografiske område.

Også Gasnor vil, etter det vi forstår, ha problemer i forbindelse med innføring av generell tredjepartsadgang. På Karmøy er Gasnors distribusjonsnett tilknyttet gassoppstrømsnettet på Snurrevarden, mens gassdistribusjonsnettet i Vindafjord kommune er et fullstendig isolert gassdistribusjonsnett forbundet med et LNG-tankanlegg plassert i industriområdet på Gismarvik. I og med at departementet ikke foreslår å innføre tredjepartsadgang i LNG-terminalanlegg – et forslag vi gir vår fulle tilslutning til – vil det derfor i praksis kun være

mulig å få til tredjepartsadgang i den delen av Gasnors distribusjonsnett som befinner seg på Karmøy. I Vindafjord kommune hvor gassdistribusjonsnettet er tilknyttet et småskala LNG-mottak, vil det måtte bli unntak for tredjepartsadgang med mindre Gasnor pålegges å knytte gassnettene sine sammen. Så vidt vi har forstått ble sammenkopling vurdert før etablering av LNG-terminalen på Gismarvik ble besluttet. Kostnadene ved dette alternativet ble imidlertid den gang vurdert å være for høye og slik står saken også i dag. Gasnor vil derfor, slik vi vurderer det, i likhet med Lyse, måtte operere med at en del av nettet hvor det er tredjepartsadgang, og en del av nettet hvor det ikke vil være tredjepartsadgang med mindre departementet påtvinger selskapet å foreta en tapsbringende investering.

Unntak vil for øvrig også innvilges andre steder i landet hvor det på tilsvarende måte som i Vindafjord er bygget mindre gassrørssystemer tilknyttet småskala LNG-terminaler. Dette vil blant annet være tilfellet på Stord, i Fredrikstad (gassnett tilknyttet Øra terminalen) og for mindre «rørstubber» i tilknytning til flere av terminalene Naturgass Grenland har bygget.

I høringsutkastet er ikke de praktiske problemstillingene knyttet til innføring av tredjepartsadgang i mer eller mindre isolerte gassdistribusjonsnett uten tilknytning til overliggende gasstransmisjonsnett drøftet. Vi mener at man ikke vil kunne gjennomføre bestemmelsene om tredjepartsadgang på en måte som sikrer likebehandling (blant annet enhetlig tariffing) av samtlige tilknyttede kunder slik direktivet forutsetter på grunn av rent tekniske og strukturelle forhold i nettene. Problemstillinger knyttet til betydelig merarbeid, økte kostnader, svekket konkurranseevne samt hvorvidt samfunnet og sluttkunden er tjent med slik åpning er heller ikke vurdert.

4. Norske justeringer?

4.1 Innledning

Den faktiske situasjonen og de tekniske utfordringene knyttet til allerede eksisterende norsk virksomhet som beskrives i denne høringsuttalelsen finnes ikke i andre europeiske land, og er følgelig ikke nevnt som mulig unntaksgrunn. Det er imidlertid en klar erkjennelse fra EU, ikke minst kommer dette til uttrykk i den europeiske regulatororganisasjonen CEERs nylig utsendte høringsdokument «Future Role of DSO - Consultation Paper», at de europeiske gassdistribusjonsnettene varierer sterkt både i størrelse, struktur, direkte eller indirekte tilknytning til overliggende transmisjonsnett osv. Det konstateres betydelige gradforskjeller i implementeringen av gassdirektivet og graden av adskillelse i EUs medlemsland. CEER understreker at på grunn av disse forskjellene er det ikke slik at det er mulig å finne noen «one size fits all model», og det er derfor verken hensiktsmessig eller noe mål å ha en fullstendig enhetlig løsning for europeiske DSOer.

I direktivets artikkel 49 er det – som følge av at gass-systemene i ulike medlemsstater varierer i størrelse, integrasjon med øvrige gass-systemer, oppbygning og modenhet – spesifikt listet opp hvilke medlemsstater (Kypros, Estland, Latvia, Finland, Luxemburg, Malta og Hellas) dette gjelder og hvilke bestemmelser og på hvilket grunnlag det gis unntak. Det synes også å være et klart prinsipp fra EU-kommisjonen at dersom innføring av direktivets bestemmelser volder betydelige økonomiske eller markedsmessige utfordringer enten i forhold til inngåtte kontrakter (artikkel 48 nr. 1) eller i et avgrenset område i en medlemsstat (artikkel 49 nr. 4) kan det gis unntak. Etter vårt syn er det grunn til å anta at Norge ville ha blitt listet opp med sine spesifiserte unntak på samme måte som landene nevnt ovenfor. Spesielt er det grunn til å merke seg at direktivteksten spesifikt nevner at Hellas er gitt anledning til å fortsette med monopol på distribusjonssiden i bestemte geografiske områder.

4.2 Artikkel 36 - unntak grunnet ny infrastruktur

Direktivet definerer all infrastruktur som er ferdigstilt etter 4. august 2003 som ny gassinfrastruktur, jfr artikkel 2 nr. 33. På dette aktuelle tidspunktet, som i henhold til direktivet markerer et skille mellom bestående og ny infrastruktur, var høytrykkssjørøret fra Kårstø til Risavika planlagt men ikke utlagt. Distribusjonsnettet på landsiden var påbegynt men ikke ferdigstilt. Ut fra definisjonen i gassmarkedsdirektivet er derfor all gassinfrastruktur i Sør-Rogaland, både gassnettet som er eid av Lyse og produksjonsanlegget for LNG i Risavika, å betrakte som ny infrastruktur.

Bestemmelsene som gjelder ny infrastruktur finnes i artikkel 36 i direktivet. For ny gassinfrastruktur er det i henhold til artikkel 36 etter søknad mulig å få unntak fra bestemmelsene i artikkel 9 (unbundling), 32, 33 og 34 (tredjepartsadgang) og artikkel 41 (nr. 6, 8 og 10) dersom visse betingelser er oppfylt.

Et unntak med utgangspunkt i bestemmelsene i artikkel 36 kan omfatte hele eller deler av den nye infrastrukturens kapasitet (artikkel 36 nr. 6). Myndighetene skal også fra sak til sak vurdere om det er nødvendig å tidsbegrense unntaket og gjøre dette betinget av ikke-diskriminerende adgang til infrastrukturen. Det skal også ved vurderingen tas hensyn til virkningen for det indre marked for gass (artikkel 36 nr. 1 e) og nasjonale forhold. Slik vi oppfatter bestemmelsene i direktivets artikkel 36, har derfor norske myndigheter mulighet til å gi permanent unntak fra tredjepartsadgang dersom visse vilkår er oppfylt. Myndighetene kan videre avgjøre om det eventuelt skal fastsettes regler for å tilby ledig kapasitet i markedet og hvordan administrasjonen og tildelingen av ledig kapasitet i infrastrukturen skal ivaretas, men det tilligger EU-kommisjonen (det vil si ESA i Norges tilfelle) å godkjenne dette (artikkel 36 nr. 7, 8, 9 og 10). Begrunnelsen for å gi unntak for bestemmelsene er nærmere beskrevet i tidligere kapittel og for øvrig utdypet under omtalen av artikkel 48 og artikkel 49 under her.

Fra Skangass AS sin side var det for eksempel en klar forutsetning for byggingen av LNG-mottaksterminalen i Lysekil i Sverige (i drift fra 2014), at det ble innvilget unntak for generell tredjepartsadgang for denne. Begrunnelsen for unntak var at investeringen ellers ikke ville ha blitt foretatt (artikkel 36 nr. 1 b). Tilsvarende argumentasjon er også gjeldende i forhold til produksjonsanlegget for LNG i Risavika i Norge. Det ville ikke vært mulig for Lysekonsernet å investere i det omfang som er gjort uten unntak fra tredjepartsadgang.

4.3 Artikkel 48 – unntak på grunn av «take or pay»-kontrakter

Det åpnes i direktivets artikkel 48 for midlertidig unntak fra artikkel 32 (generell tredjepartsadgang) dersom en naturgassvirksomhet får, eller forventes å få, alvorlige finansielle og økonomiske problemer (jfr artikkel 48, avsnitt 3.6.3) på grunn av sine «take-or-pay» forpliktelser i en eller flere kontrakter. Så langt vi er i stand til å bedømme, må formålet og hensikten med unntaksbestemmelsen være å sikre at forpliktelser i tidligere inngåtte gasskontrakter (i henhold til direktivet forpliktelser inngått før 4. august 2003) ikke fører til uforutsette vanskeligheter i de tilfeller hvor det er umulig for den part som har kjøpsforpliktelsen å finne alternativ avsetning for kontraktsfestede gassmengde.

Det er imidlertid i direktivteksten forutsatt at det ikke vil være problemer med «take-or-pay»-kontrakter dersom salget eller avsetningen av naturgassen er over minstenivået for «take-or-pay» kontrakten, alternativt at aktuell «take-or-pay» kontakt kan tilpasses, eller at det finnes andre avsetningsmuligheter (artikkel 48. nr. 3, i). Det er det eneste punktet hvor det spesifikt er nevnt i høringsnotatet at departementet ønsker innspill på «(...) *hvorvidt take or pay kontrakter har blitt inngått med naturgassforetak, og hvorvidt dette kan være en aktuell nektelsesgrunn*» (nederst side 34).

Det er inngått en kontrakt mellom Lyse Neo AS og Skangass AS som ikke bare representerer en finansiell/økonomisk forpliktelse (en problemstilling som direktivet adresserer), men ivaretar i tillegg også en sterk teknisk/operasjonell avhengighet (en problemstilling som direktivet ikke omtaler som mulig unntakskriterium for tredjepartsadgang). I henhold til direktivets artikkel 35, slik vi oppfatter ordlyden i

bestemmelsen, vil ovenstående rent operasjonelle avhengighet mellom LNG-produksjonen på LNG-anlegget og gassdistribusjonsvirksomheten som Lyse driver, ikke nødvendigvis falle inn under de unntaksmuligheter som er nevnt i artikkel 48 eller artikkel 3 nr. 2.

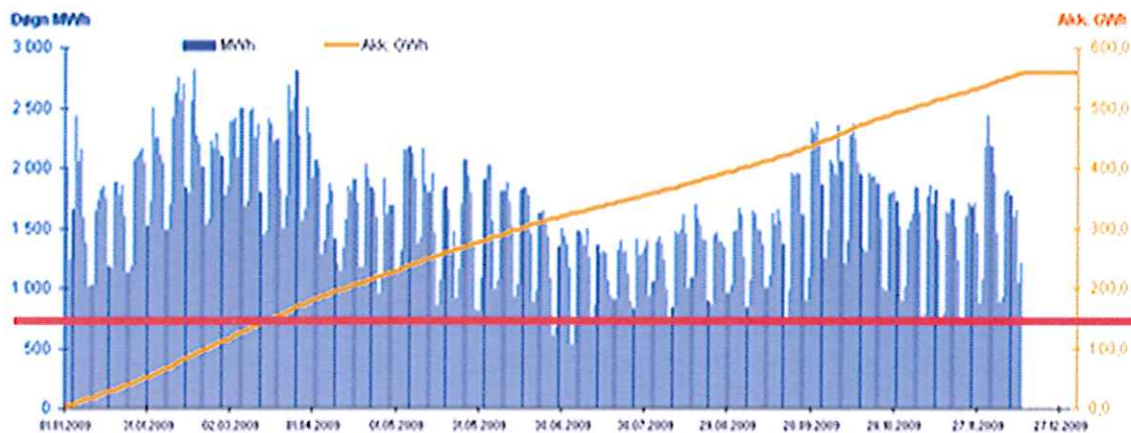
Selv om unntaksmuligheten i henhold til artikkel 48 gjelder for vanlige «take-or-pay»-kontrakter, er det like fullt et faktum at det er en tett sammenkopling mellom LNG-produksjonsanlegget i Risavika og det tilhørende gassdistribusjonsnett i området. Hensett til det som antas å være formålet bak bestemmelsen, bør det vurderes hvorvidt nevnte artikkel kan gi hjemmel for unntak i dette spesielle tilfellet.

Kontrakten mellom Lyse Neo og Skangass er nemlig noe annerledes – og har enda sterkere bindinger/avhengighet – enn en ordinær «take-or-pay» kontrakt med avtalt utløpsdato. Kontrakten kan i realiteten betraktes som en varig og uoppsigelig «take-and-pay» kontrakt uten fleksibilitet og uten andre avsetningsmuligheter. Den operasjonelle avhengigheten mellom anleggene både kortsiktig og langsiktig er betydelig større enn for rene distribusjons-/mottaksanlegg som direktivet er utformet for å ta hensyn til.

Det finnes det heller ikke noen tilfredsstillende alternativ løsning på dette problemet. Fjerning av nitrogen i naturgassen i selve kondenseringsprosessen er en mulighet som kan benyttes i større LNG-produksjonsanlegg, for eksempel i Statoils LNG-anlegg på Melkøya. Det må da innføres et ekstra kjøletrinn i prosessen hvor LNG kjøles ned til cirka -163 °C. Dessuten må det tilknyttes en egen nitrogenfjerningskolonne. Etter det vi har brakt i erfaring, har det vært en del driftsproblemer med slike anlegg. Muligheten til å sette inn slikt utstyr i LNG-anlegget i Risavika må betraktes som rent teoretisk. Ettermontering av utstyr for nitrogenfjerning er kostbart og vil kreve nytt anleggsdesign hvor en må flytte og omplassere eksisterende enheter for å få plass til de nye enhetene. Det må også påregnes langvarige driftsstanser i eventuell ombygingsperiode som i tillegg til selve produksjonstapet også kan gi store utfordringer på logistikksiden og i verste fall føre til at leveringsforpliktelser i inngåtte salgskontrakter ikke kan oppfylles.

Volumet av oppgradert tailgass utgjør per tiden omkring 30 % (cirka 190-200GWh) av total omsatt gassmengde til slutt kunder i Lyses gassdistribusjonsnett. I lavlastsesongen sommerstid overstiger innlevert tailgassvolum periodevis (spesielt i helger nattetid) uttatt forbruk (leveranse) til kundene, og det er derfor iverksatt en rekke tiltak på kundesiden for å øke avsetningen i lavlastperioden, samtidig som gassdistribusjonsnettets svært begrensede innebygde lagringskapasitet (line-pack) utnyttes for å balansere forbruk og gassinmating i distribusjonsnett.

Lyse har derfor en krevende driftsoppgave med å sørge for at produksjonsvolumet fra oppgradert tailgass balanserer gassdistribusjonssystemets totale forbruk i lavlastperioden. Når artikkel 25 nr. 5 som gjelder DSOens balanseansvar foreslås innført i Norge (og refererte bestemmelse fastslår at reglene for balansering av systemet skal være objektive, transparente og ikke-diskriminerende), vil balanseringsoppgaven for Lyse bli enda mer krevende å håndtere.



Figur 2: Prinsipiell illustrasjon av leveranseprofil over året (døgnopløsning) for Lyses distribusjonsnett jevnført med tailgass-volum (—)

Det er i direktivets artikkel 48 nr. 3 listet opp en rekke kriterier som skal vurderes ved unntak fra tredjepartsadgang, herunder bla i hvilken grad systemet er sammenkoplet med andre systemer og graden av interoperabilitet og mulig alternativ løsning på problemet (artikkel 48 nr. 3 h). Det vises i denne forbindelse til beskrivelsen i punktene over her.

Det skal også vurderes hvilken virkning et eventuelt unntak vil ha på utviklingen av et velfungerende europeisk indre marked for naturgass i (artikkel 48 nr. 3 i). I og med den høye eksportandelen fra LNG-anlegget i Risavika, er det klart at denne LNG-produksjonen bidrar til effektivisering av gassmarkedet i Norden (det har faktisk også gått skipslast med LNG fra Risavika til Spania).

Den spesielle avhengigheten mellom LNG-produksjonen og driften av tilknyttet distribusjonsnett medfører at i perioder med lavt forbruk i nettet ikke vil leveres gass fra Kårstø til gassnettet. Dersom eksisterende kunder benytter en eventuell tredjepartsadgang og kjøper gass fra Kårstø vil man ikke få avsetning på gassen og en ikke-ønsket løsning på dette vil være å fikle tilsvarende mengde av tailgassen.

Det eksisterer derfor en saklig grunn til å nekte tredjepartsadgang til den delen av distribusjonsnettet som er forsynt fra Risavika. Det må imidlertid vurderes hvorvidt artikkel 48 kan gi grunnlag for unntak, eller om momentene som trekkes frem som vurderingstema i artikkelen skal benyttes som momenter i forbindelse med at det vurderes gitt unntak på andre grunnlag.

4.4 Artikkel 49 - unntak for tredjepartsadgang i geografisk avgrensede områder (dvs Rogaland)

Det er gjennom artikkel 49 gitt mulighet for å videreføre unntaket om tredjepartsadgang i distribusjonsnett i ytterligere 10 år for såkalte regionale/isolerte markeder. Denne muligheten nevnes også spesifikt i høringsutkastet avsnitt 2.3 side 7 hvor det fremkommer at «*Departementet antar at det kan være aktuelt med såkalt regionale unntak for geografisk avgrensede områder i en medlemstat, der implementering av problemet vil medføre betydelige problemer, jf direktivets artikkel 49 nr 4 og 5*». Det er nærliggende å drøfte muligheten for unntak fra tredjepartsadgang i geografisk avgrensede markeder i Rogaland da det her foreligger et gassdistribusjonsnett av en viss størrelse (Lyses distribusjonsnett i Sør-Rogaland og Gasnors distribusjonsnett i Nord-Rogaland), spesielt på bakgrunn av de problemer en slik innføring av generell tredjepartsadgang vil gi for aktørene.

I og med at vi i Norge ikke har gasstransmisjonsnett, burde det i henhold til direktivteksten være mulig å oppnå unntak da 4 av 5 av de betingelser som artikkel 49, nr. 5 nevner etter vår oppfatning er oppfylt for Lyses gassdistribusjonsvirksomhet. Vi har også grunn til å tro

at dette gjelder for andre gassdistribusjonsnett i Norge. I det følgende kommenteres vilkårene kort:

- *behovet for infrastruktur investeringer som ikke vil være rentable i et konkurransepreget marked; og*
- *nødvendige investeringsnivå og utsiktene til avkastning.*

I Norge vil rørdistribuert naturgass konkurrere både mot propan (LPG) og LNG. Dersom gassleverandøren ikke kan inngå langsiktige gass-salgssavtaler som gir forutsigbare inntekter som til en viss grad balanserer investeringen gjort for å knytte til kunden til nettet (rørframføring og kundeterminaler), vil det på grunn av rene risikoavveininger kun unntaksvis være mulig å etablere nye kundeforhold (det vil i praksis være kun for nye kunder hvor gassrøret allerede er framført til kundens eiendomsgrense som kan bli tilknyttet). Alternativet kunne jo vært at kunden betalte et passende anleggsbidrag for å dekke tilkoplingen, men vår erfaring med det er at å konkurrere med andre gassleverandører som utplasserer gasstank (propan) eller LNG-tank hos kunden hvor etableringskostnadene for slike mottaksanlegg indirekte merkes av kunden da disse jevnlig inkluderes i salgsprisen vil føre til uheldig konkurransevridning. Rørdistribusjon er pr definisjon den mest energieffektive og kostnadseffektive distribusjonsform for gass, og det vil derfor være svært uheldig dersom en implementering i Norge av gassdirektiv 3 fører til at denne distribusjonsformen ikke lenger er konkurransedyktig i områder hvor det allerede finnes en grunninfrastruktur for distribusjon av gass og hvor denne mulighet er den samfunnsmessig beste til kunder som etterspør naturgass.

- *Gasssystemets størrelse og utbyggingsgrad i det pågjeldende område.*

Distribusjonsgassnettet i Rogaland og Norge for øvrig er nærmest mikroskopisk i forhold til typiske europeiske gassnett og er derfor også et typisk isolert marked i og med at det har kun et matepunkt.

- *utsiktene for det aktuelle markedet.*

Utsiktene for stor vekst i markedet relatert til rørbasert distribusjon av naturgass er begrensede, våre planer tilsier et relativt konstant uttak framover. Det vil imidlertid kunne bli noe vekst dersom gode rammevilkår for å produsere og utnytte biogass kommer på plass. Sør-Rogaland har det høyeste utnyttbare biogasspotensialet i landet. Økt lokal produksjon av biogass og oppgradering med tilhørende injeksjon i gassdistribusjonssystemet kan imidlertid føre til balanseringsproblemer i perioder.

Det er imidlertid ikke slik at nettet ikke er i endring. Det knyttes fortsatt til enkelte nye kunder, spesielt i nyere industriområder. I slike områder er det ofte en overvekt av relokalisering av bestående bedrifter som allerede har et kundeforhold på gass der hvor de befinner seg i dag, men som må få ny tilknytning og bygge ny mottakssentral på den nye lokaliseringen. De grunnleggende trender er at energikrevende industribedrifter i sentrale strøk av Stavanger/Sandnes/Sola flytter sør- eller østover til andre kommuner. Det er også slik at uttakene av naturgass til bestående kunder kan reduseres eller totalt falle bort fordi kundene tilknyttes fjernvarme.

De tre siste årene har det vært en kundevekst på cirka 20 nye kunder årlig, og en økt mengde levert gass omkring 10-15 GWh/år netto. I 2014 til nå har vi fått 8 nye kunder og økt leveransene med cirka 7.5 GWh.

Det er derfor helt klart at dersom dagens bestemmelser fjernes, vil vi få redusert vekst (i praksis en større nedgang) i markedet som uvegerlig vil føre til at gassmengden både levert til kundene og transportert i nettet avtar. Dersom «tariffinntektene» fra infrastrukturen skal opprettholdes, vil dette føre til at gassen blir dyrere til forbruker som gir den motsatte virkning enn det direktivet var ment å legge til rette for.

- *Områdets/regionens sosioøkonomiske og demografiske faktorer.*

Slik vi forstår direktivteksten, kan det gis unntak i områder hvor særlige sosioøkonomiske forhold tilsier dette. Vi antar at det ikke foreligger vektige argumenter relatert til dette punktet som skulle tilsi unntak i Rogaland.

Slik vi forstår direktivets artikkel 49.5 er det ikke nødvendigvis slik at samtlige unntakskriterier må være oppfylt. Dersom denne unntaksmuligheten nedfelles i lovteksten, er det mulighet å oppnå inntil 20 års unntak fra tredjepartsadgang fra det tidspunkt den første gassleveranse gjennom infrastrukturen i området kom i stand (jfr lovutkastet 3.7 og direktivteksten artikkel 49, nr. 5 siste ledd), det vil si fram til 2024. Et unntak fra direktivet basert på bestemmelsene i artikkel 49, åpner opp for unntak fra artiklene 4,9,13 nr. 2 og 3, 14,24,25 nr. 5,26,31,32,37 nr. 1 og 38.

Vi mener derfor at det på grunnlag av bestemmelsen i artikkel 49 om regionale eller isolerte markeder vil være mulig å oppnå et generelt tidsbegrenset norsk unntak fra kravene om generell tredjepartsadgang.

5. Avslutning og anbefaling

Direktivteksten er primært utformet på grunnlag av den situasjon som er rådende i Europa med store, sammenhengende europeiske gasstransmisjons- og gassdistribusjonsnett hvor problemstillingene som berøres i denne høringsuttalelsen er ikke-eksisterende og derfor ikke omtales i direktivet.

I og med at direktivtekster kan tilpasses spesielle nasjonale forhold, bør bestemmelser om vilkår som begrenser generell tredjepartsadgang tas inn i selve lovteksten og bli en del av den generelle norske tilpasningen. Dersom departementet velger å opprettholde bestemmelsene om tredjepartsadgang uendret i den form de er foreslått i foreliggende forslag ut fra den oppfatning at eventuelle unntaksbestemmelser kan tas inn i naturgassforskriften på et senere tidspunkt ved behov frykter vi for at dette kan bli vanskelig å få til. Det er vår oppfatning etter erfaringene som har vært med implementering av elmarkedsdirektiv III i norsk lovverk, at det bør innta en tydelig posisjon i selve lovteksten spesielt på bakgrunn av at vi primært mener at et tidsavgrenset unntak vil være nødvendig, alternativt at det må gis et tidsbegrenset unntak.

Vi mener derfor prinsipalt at lovforslagets § 7 må utgå i sin helhet og at departementet må utarbeide bestemmelser i naturgassloven som tar hensyn til spesielle norske forhold og utnytte handlingsrommet. Det er svært varierende forhold på distribusjonsnettsiden i EU, og det er klart erkjent at det ikke finnes en «one size fits all» løsning innen den nasjonale reguleringen av DSOene. Nasjonalt lovverk og regelverk må avspeile utviklingsnivået, størrelsen, tilknytnings til transmisjonsnettene (direkte eller indirekte), strukturell oppbygging og kundeantall kan være svært ulike. Norge befinner seg i et klart ytterpunkt hvor spesielle nasjonale forhold må tas hensyn til. Dersom det innføres en generell rett til tredjepartsadgang i norske gassdistribusjonsnett, vil ikke tailgass-innmatingen i Lyses gassdistribusjonsnett kunne opprettholdes som en prioritert grunnleveranse som i dag fordi en opprettholdelse av denne praksis vil være en klar diskriminering av andre systembrukere.

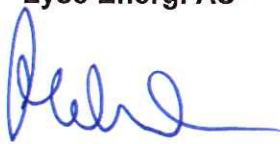
Subsidiært mener vi at dersom departementet mot formodning opprettholder prinsippet om at tredjepartsadgang skal innføres uansett, må § 7 få en annen betinget ordlyd, for eksempel:

«Naturgassforetak og kunder har rett til adgang til distribusjonsnett under forutsetning av at dette ikke medfører utilsiktede operasjonelle og tekniske problemer for tilknyttede LNG-produksjonsanlegg. Departementet avgjør i forskrift eller gjennom enkeltvedtak hvilke distribusjonsnett som på dette grunnlag innvilges unntak».

Vi mener følgelig også prinsipalt at § 8 også må utgå. Subsidiært må § 8 gis en ordlyd som hjemler at nektelse av adgang kan skje også på annet grunnlag, eksempelvis som følger:

«Naturgassforetak kan nekte adgang til systemet fastsatt i eller i medhold av § 7 dersom det ikke er ledig kapasitet i systemet til å dekke den forespurte kapasiteten. Departementet kan gi forskrift om søknad til reguleringsmyndigheten om rett til å nekte adgang til systemet på nærmere fastsatte vilkår, dersom naturgassforetaket kan få økonomiske og finansielle problemer på grunn av take-or-pay kontrakter eller andre kontrakter som kan gi store operasjonelle og tekniske problemer».

Vennlig hilsen
Lyse Energi AS



Ole Gabrielsen
Konserndirektør Energi



Tore Berntsen
Advokat



Asbjørn Høivik
Teknologidirektør