

NCS2020

En studie av fremtidens gassinfrastruktur

Januar 2012



Dokumentinformasjon

Forfattere: Sigve Apeland, Britt Aarhus, Øystein H. Rossebø

Verifisert av: Thorbjørn G. Svendsen

Godkjent av: Thor Otto Lohne

Distribusjon: Åpen

Kommentarer: Dette dokumentet er elektronisk signert, og inneholder derfor ingen signaturer.

Denne rapporten finnes også i en versjon med begrenset distribusjon, som inneholder informasjon som av konfidensialitets- og konkurransehensyn ikke kan offentliggjøres. Dette er typisk kostnads- og ressursdata, samt selskaps- og feltinformasjon.

Sammendrag

Norsk gassproduksjon har vist en betydelig vekst de siste femten årene. Norsk gass dekker i dag nær 20% av den samlede etterspørselen i Europa, og Norge er ansett som en pålitelig leverandør med høy regularitet.

Med avtagende produksjon fra eksisterende felt i Nordsjøen og Norskehavet etter 2020 er en videreutvikling av produksjon og gassinfrastruktur utover modne områder på sokkelen nødvendig for at Norge skal kunne opprettholde denne posisjonen.

Utviklingen nordover er godt i gang. Lovende funn er gjort i Barentshavet, et omfattende leteprogram er planlagt for de neste årene, og det arbeides med konkrete prosjekter for gasstransport ut av det nordlige Norskehav og Barentshavet.

Samtidig skaper et mer sammensatt aktørbilde kombinert med usikkerhet knyttet til uoppdagede ressurser og usikkerhet knyttet til fremtidige lete- og utbyggingsaktiviteter et behov for helhetlige analyser av sokkelen og god koordinering mellom aktører for å komme frem til gode beslutninger.

Gitt dette bakteppet er hensikten med NCS2020-studien å forstå hvordan denne utviklingen kan bli seende ut, hva dette kan bety for gassproduksjon og behovet for gassinfrastruktur på sokkelen totalt sett, og hvilke føringer dette gir for beslutningene som skal tas for ny og eksisterende gassinfrastruktur. Fokuset for studien er på gassproduksjon. Økonomisk effekt fra væskeproduksjon (olje og NGL) er ikke inkludert i analysen.

Vurderinger knyttet til fremtidig produksjon fra uoppdagede ressurser er basert på arbeid utført av Oljedirektoratet (OD). OD har utviklet fire fremtidsscenarioer (Scenarioer A-D) for gassproduksjon fra uoppdagede ressurser i Norskehavet og Barentshavet. Disse er beskrevet i rapporten "Fire framtidbilder for Norskehavet og Barentshavet". Basert på dette arbeidet har Gassco i NCS2020-studien utarbeidet alternative ressursbilder innenfor utfallsrommet definert av ODs scenarioer.

Ressursbildene viser mulige forløp for norsk gassproduksjon frem mot 2040, og spenner fra stigende produksjon til 2030 til et gradvis fall allerede fra utgangen av inneværende tiår. Det er stor usikkerhet knyttet til disse ressursbildene, og det er behov for betydelig kunnskapshenting gjennom kartleggings- og leteaktivitet for å redusere denne usikkerheten.

Til tross for usikkerhet knyttet til uoppdagede ressurser, kommer et sett av observasjoner frem fra analysen som bidrar til å gi retning for den videre utviklingen av norsk gassinfrastruktur:

- 1. Fremtidige norske gassleveranser:** Det vil være nødvendig med betydelig leteaktivitet og funn av gassressurser i umodne områder av Norskehavet og Barentshavet for å opprettholde Norges posisjon som en sentral og pålitelig leverandør av gass til det europeiske markedet.
- 2. Transportløsning for gass fra nordområdene:** I ressursbildene som er analysert i NCS2020, og som hensyntar ulikt omfang av uoppdagede ressurser, virker det å være grunnlag for en rørløsning fra Nordområdene. Et eventuelt rør fra Barentshavet kan være i drift i år 2020, og bør ha relativt stor kapasitet for å tilrettelegge for potensielle nye volumer og dermed skape grunnlag for videre utvikling av nordområdene som petroleumsprovins.

- 3. Sekvens for infrastrukturutbygging til nordområdene:** I ressursbildene som er analysert ser det ut til at ressursgrunnlaget for et eventuelt rør nordover ligger i Barentshavet, og at det virker hensiktsmessig å bygge ut mot dette området i ett steg i stedet for en stegvis utbygging.
- 4. Transportløsning for gass fra Norskehavet Frontier (Luva med mer):** En rørløsning som tar hensyn til potensiell produksjon av uoppdagede ressurser er den beste løsningen. Marginalkostnaden ved økt kapasitet er lav i forhold til mulig oppside fra uoppdagede ressurser.
- 5. Transportkapasitet ut fra Norskehavet:** Valg av rørløsning fra Nordområdene til eksisterende gassinfrastruktur i Norskehavet vil kreve investeringer for å løse opp i transportbegrensninger og unngå produksjonsutsettelse.
- 6. Kapasitet og fleksibilitet i tørrgasssystemet:** Tørrgasssystemet vil ha tilstrekkelig kapasitet etter 2020, unntatt i de høyeste ressursbildene. Full utnyttelse av systemet frem mot 2020 gjør at det kan være merverdi i å øke kapasiteten noe for å skape fleksibilitet mot markedet.
- 7. Utvikling av landanlegg:** Eksisterende norske prosessanlegg vil ha tilstrekkelig kapasitet i de fleste ressursbildene, og vil være godt utnyttet minst frem til 2030. Med funn av uoppdagede ressurser godt over forventning kan det være behov for ny prosesseringskapasitet.
- 8. Utnyttelse av offshore prosesseringskapasitet:** Det vil ikke være hensiktsmessig å benytte eksisterende offshore prosesseringskapasitet for gass fra nordområdene. Denne kapasiteten vil kunne fases ut i takt med fall i produksjonen fra nærliggende områder.
- 9. Utsikter for fremtidige tariffer:** Fremtidige tariffer for rørtransport fra Barentshavet Sør og nye områder i Norskehavet vil kunne være på nivå med dagens tariffer fra Norskehavet. For uåpnede områder i Barentshavet er tariffbildet avhengig av størrelsen på funnene som blir gjort.

Mer detaljerte analyser av de ulike tema som er diskutert i denne rapporten bør gjøres i egne prosjekter, der forutsetninger og analytisk tilnærming kan vurderes ytterligere.

Innhold

1	Forord.....	8
2	Bakgrunn og formål.....	10
3	Forutsetninger og metode.....	16
3.1	Forutsetninger.....	16
3.1.1	Ressurser og produksjon.....	16
3.1.2	Gassinfrastruktur.....	17
3.1.3	Utbyggingskostnader.....	17
3.1.4	Produktpriser.....	18
3.1.5	Ringvirkninger.....	18
3.2	Metode.....	19
3.2.1	Analytisk modell.....	20
3.2.2	Etablering av helhetlige infrastrukturløsninger.....	21
4	Ressursbilder og infrastrukturalternativer.....	24
4.1	Ressursbilder.....	24
4.2	Infrastrukturalternativer.....	28
5	Ny gassinfrastruktur i ulike ressursbilder.....	30
5.1	Ressursbilde Medium.....	30
5.1.1	Beskrivelse av ny gassinfrastruktur.....	31
5.1.2	Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur.....	34
5.2	Ressursbilde Høy.....	35
5.2.1	Alternativer for ny infrastruktur.....	36
5.2.2	Beskrivelse av ny gassinfrastruktur.....	37
5.2.3	Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur.....	41
5.3	Ressursbilde Lav.....	42
5.3.1	Beskrivelse av ny gassinfrastruktur.....	43
5.3.2	Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur.....	46
5.4	Sensitivitetsanalyser.....	47
5.4.1	Ubalanserte ressursbilder.....	47
5.4.2	Åpning av nye områder.....	49
5.4.3	Lavere gasspris.....	50
5.4.4	Gass til ny norsk industri.....	50
5.4.5	Transport av produksjon fra Snøhvit videreutvikling som LNG.....	51
5.4.6	Verdi av infrastruktur for oljefelt med assosiert gass.....	51
6	Konsekvenser for utviklingen av gassinfrastrukturen på norsk sokkel.....	53
6.1	Fremtidige norske gassleveranser.....	54
6.2	Transportløsning for gass fra Nordområdene.....	54
6.2.1	Mulige løsninger ved valg av rør.....	54
6.2.2	Rør sammenlignet med LNG.....	59
6.3	Sekvens for mulig infrastrukturutvikling nordover.....	59
6.4	Gasstransport fra det nordlige Norskehav.....	61
6.5	Løsninger for transportbegrensninger for gass ut fra Norskehavet.....	63
6.6	Kapasitet og fleksibilitet i tørrgasssystemet.....	64
6.6.1	Behov for ny eksportkapasitet i tørrgasssystemet.....	64

6.6.2	Verdien av fleksibilitet og mulige tiltak frem mot 2020	65
6.7	Utvikling av landanlegg	66
6.7.1	Kapasitet for duggpunktsbehandling	67
6.7.2	NGL-håndtering og fraksjoneringskapasitet	69
6.8	Utnyttelse av offshore prosesseringskapasitet	71
	Referanser	73
7	Appendiks - Forkortelser	73

1 Forord

Norsk gasseksport har vist en betydelig vekst de siste 15 årene. Norge er den nest største leverandøren av gass til det europeiske markedet etter Russland og dekker i dag nær 20% av det samlede forbruket.

Norge er ansett som en pålitelig leverandør av gass med høy regularitet og norsk gass spiller en viktig rolle i Europas energiforsyning. Gass er også ansett som viktig i en klimasammenheng, hvor bruk av gass er antatt å spille en viktig rolle; som erstatning for kull og for å komplimentere ikke-regulerbar fornybar energi¹ i Europas fremtidige energimiks. Norsk gass har også lave CO₂-utslipp fra produksjon og transport relativt til andre kilder som russisk gass og LNG.

Etter hvert som petroleumsproduksjonen i Nordsjøen og det sørlige Norskehav modnes, rettes blikket mot nye vekstområder. Denne utviklingen er allerede i gang og det forventes store investeringer for å oppdage og utvikle nye ressurser og sikre at gassen kan fraktes til markedet. Med forventet avtagende produksjonen fra de modne områdene etter 2020 vil denne utviklingen være nødvendig for at Norge skal kunne opprettholde produksjonsnivået på gass, og dermed sin posisjon som en sentral leverandør av energi til det europeiske markedet.

LNG-transport fra Melkøya er den eneste gassinfrastrukturen som er utviklet i nordområdene så langt. Det er viktig å få avklart en mulig samordning med eksisterende gassinfrastruktur i Norskehavet og Nordsjøen før man tar beslutning om videre infrastrukturutvikling fra Barentshavet.

Det er betydelig usikkerhet knyttet både til nivået, tidsinnfasingen og sammensetningen (små/store forekomster) av uoppdagede gassressurser på norsk sokkel. Hensikten med NCS2020-studien er å vurdere den videre utviklingen i lys av disse usikkerhetene for å bedre forstå hvordan infrastrukturen nordover kan utvikles, hva dette betyr for sokkelen totalt sett, og hvilke konsekvenser dette får for fremtidige beslutninger som skal tas for ny og eksisterende gassinfrastruktur.

NCS2020-studien er basert på ODs scenarioer for uoppdagede ressurser presentert i "Fire framtidsbilder for Norskehavet og Barentshavet". Mulige ressursbilder for uoppdagede gassressurser i Norskehavet og Barentshavet er utviklet innenfor mulighetsrommet som utspennes av ODs scenarioer. Ressursbildene viser mulige forløp for norsk gassproduksjon frem mot 2040, og spenner fra stigende produksjon til 2030 til et gradvis fall allerede fra utgangen av dette tiåret.

Til tross for stor usikkerhet knyttet til utvinnbare ressurser, fremkommer et sett av observasjoner fra dette arbeidet som er retningsgivende for den fremtidige infrastrukturutviklingen. Med helhetlige bilder for fremtidig norsk gassproduksjon og mulig infrastrukturutvikling bidrar NCS2020-studien med vurderinger som kan være del av en basis for beslutninger fremover for ny og eksisterende gassinfrastruktur.

Studien omfatter ikke vurderinger av gassmarkedet, og det er beregningsteknisk lagt til grunn en fast gasspris fremover. Ved fremtidige investeringsbeslutninger vil en basere seg på konkrete markedsvurderinger. Dette kan eksempelvis bety noe for hva som er beste transportløsning; rør eller LNG.

¹ Se for eksempel IEAs World Energy Outlook 2011

NCS2020-studien er et omfattende arbeid hvor Gassco har samarbeidet med en rekke aktører på norsk sokkel. Et viktig bidrag har vært gitt fra OD, som har utviklet nye scenarioer for uoppdagede ressurser. I tillegg har eiere i Gassled, operatører på felt og brukere av gassinfrastrukturen gitt viktige innspill. McKinsey & Company har bistått arbeidet med analytisk støtte.

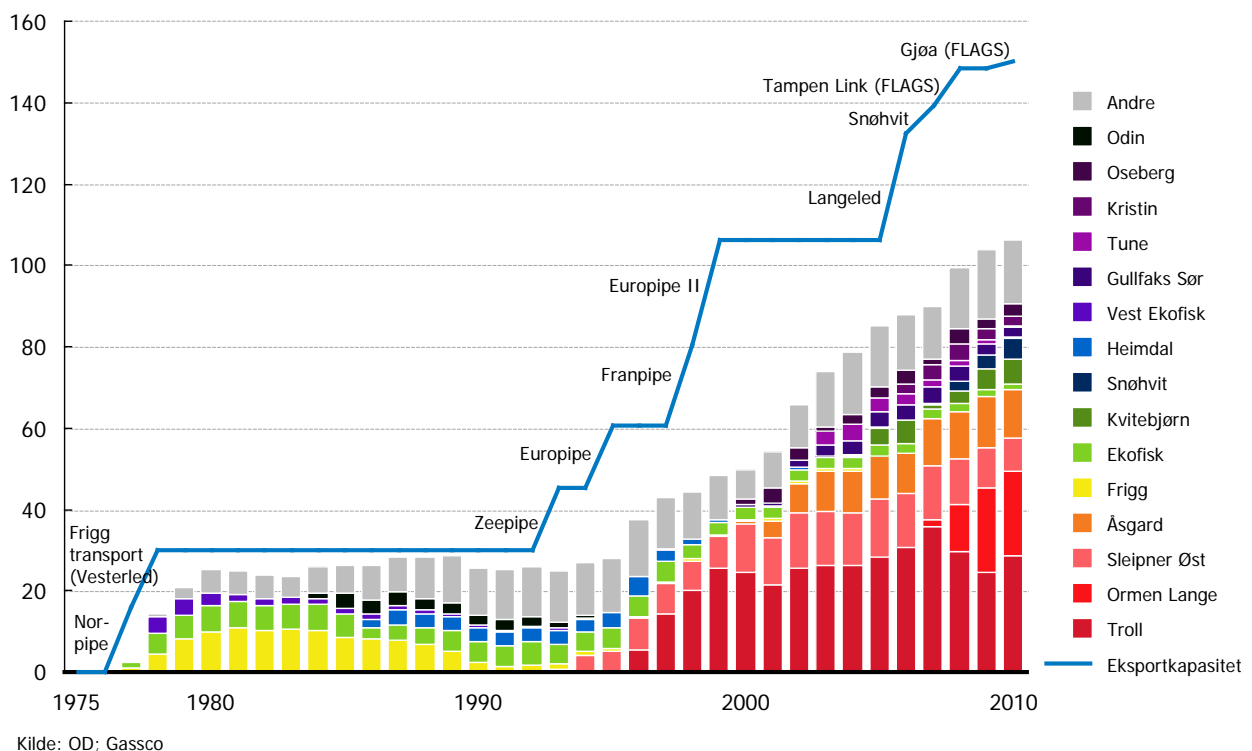
Arbeidet som er gjort i NCS2020-studien er basert på vurderinger knyttet til gassproduksjon hvor et eventuelt behov for transport av assosiert gass ikke tar hensyn til verdiskaping fra tilhørende oljeproduksjon. For slike felt vil forhold knyttet til oljeøkonomi kunne påvirke fremtidige gassinfrastrukturbeslutninger ut over det som er vurdert i denne rapporten.

2 Bakgrunn og formål

Videre utvikling av produksjon og transport av norsk gass står foran et sett av sentrale problemstillinger.

Ressurspotensialet etter 2020: Norge har vært gjennom en periode med rask vekst i gassproduksjon og tilhørende oppbygging av gassinfrastrukturen. Etter en fase med stabil produksjon på rundt 25 GSm³/år fra 1980 til 1995, økte produksjonen gradvis til 106 GSm³/år i 2010. Dette illustreres i Figur 2-1 under. Norsk gasseksport dekker i dag nær 20% av det europeiske forbruket. Parallelt med denne produksjonsveksten ble gassinfrastrukturen gradvis utviklet, slik at det i dag er et gjennomgående integrert og fleksibelt system med omtrent 8000 km rørledninger, mottaksanlegg og prosessanlegg.

Produksjon av naturgass og tilgjengelig eksportkapasitet, 1975-2010
GSm³/år

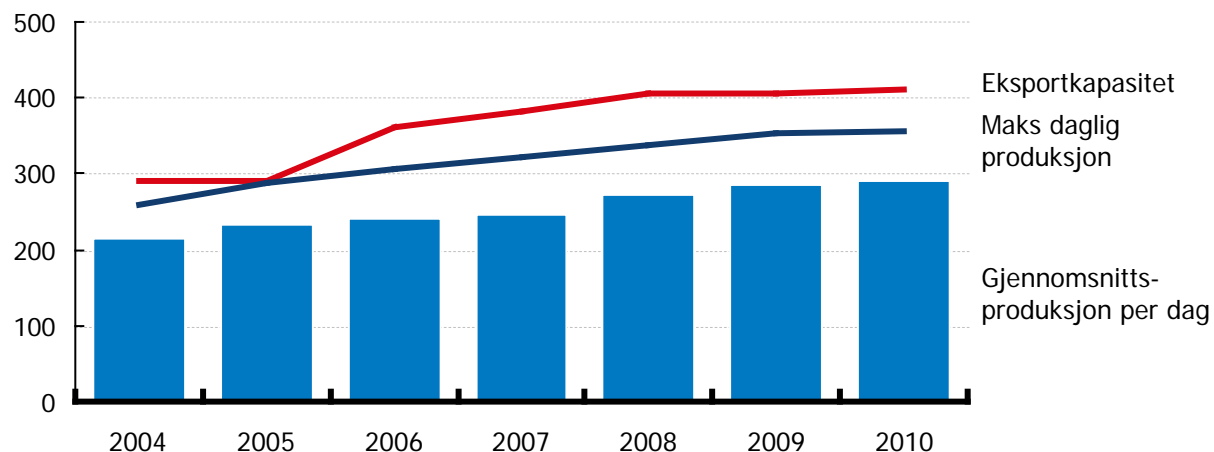


Figur 2-1: Utviklingen i gassproduksjon og eksportkapasitet fra norsk sokkel

Figur 2-1 viser hvordan gassinfrastrukturen er utnyttet i gjennomsnitt over året. På grunn av betydelig svingproduksjon på visse felt, er utnyttelsen av gassinfrastrukturen betydelig høyere i de deler av året der etterspørselen og prisene er høyest. Figur 2-2 illustrerer dette for årene 2004 til 2010.

Historisk gaseksport fra norsk sokkel

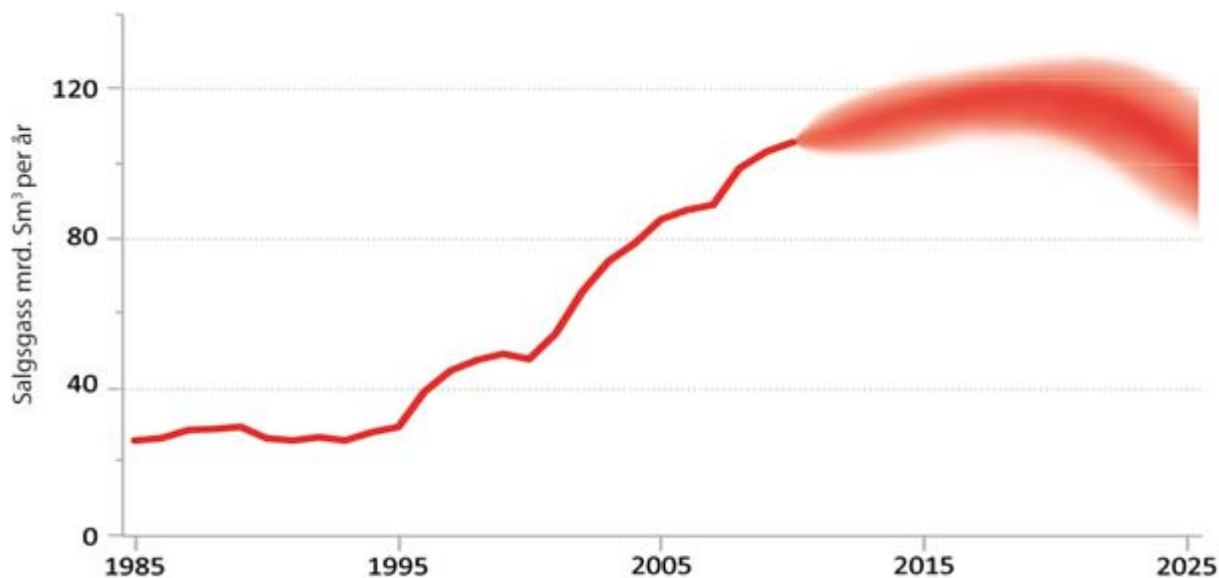
M³/dag



Kilde: OD, Gassco

Figur 2-2: Illustrasjon av gjennomsnittlig og maksimal daglig produksjon relativt til eksportkapasiteten

Selv om norsk gassproduksjon forventes å vokse noe også i dette tiåret, er det usikkerhet knyttet til ressurspotensialet og behovet for gassinfrastruktur etter 2020, ref Transportplan 2011². Dette illustreres i Figur 2-3. Produksjon fra eksisterende felt og funn vil gradvis begynne å avta etter 2020. Produksjonen fra uoppdagede ressurser vil derfor over tid overta som hoveddriveren for utnyttelsen av gassinfrastrukturen. I henhold til OD er det betydelige ressurser igjen å finne på norsk sokkel.³



Figur 2-3: Gassproduksjon fra norsk sokkel⁴

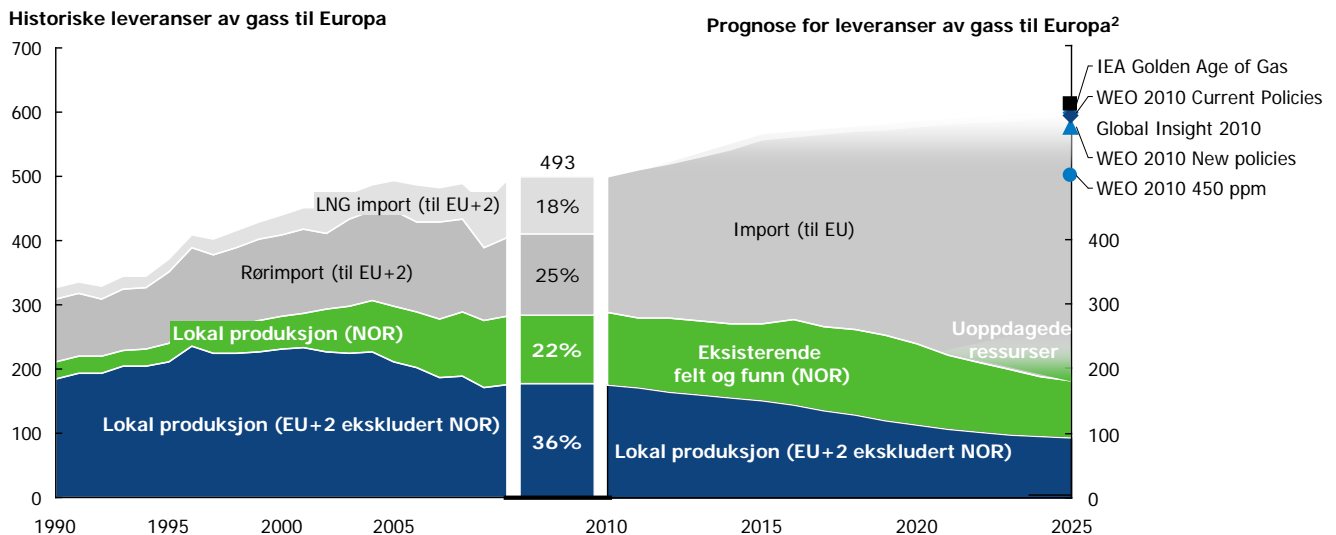
² Gassco rapport "Transport Plan 2011"

³ OD rapport "Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2011"

⁴ Olje- og energidepartementet, Stortingsmelding 28 (2010-2011), En næring for framtida – om petroleumsvirksomheten

For å forstå det langsiktige behovet for gassinfrastruktur på norsk sokkel er det derfor viktig å ta hensyn til både forventet produksjon fra påviste ressurser og utfallsrommet for produksjon fra uoppdagede ressurser i analysen. For eksisterende gassinfrastruktur vil det være spesielt viktig å vurdere hvilke konsekvenser fremtidig behov vil kunne ha for langsiktige strategier for vedlikehold og robustgjøring.

Norsk gass fra uoppdagede ressurser i det europeiske markedet: Selv om veksten i gassetterspørselen i Europa forventes å være moderat i årene fremover, vil det være et stort behov for norsk gass fra uoppdagede ressurser. Figur 2-4 viser den samlede gassetterspørselen i EU27 samt Norge og Sveits fra 1990 til i dag, og den forventede utviklingen i etterspørselen frem mot 2025. Selv om veksten fremover vil være noe svakere enn den har vært historisk, forventes etterspørselen å holde seg rundt dagens nivå eller høyere. Figuren viser også hvordan tilbudssiden sikrer at europeisk gassetterspørsel møtes. Fremover i tid forventes produksjonen innad i Europa (eks. Norge) falle, også hensyntatt mulig produksjon fra skifergass, og dette skaper et økt importbehov for Europa. Norge vil kunne ha betydelig produksjon fra mulige uoppdagede ressurser uten å øke sin markedsandel i forhold til i dag.



1 Basert på årlig vekst fra World Energy Outlook 2011 EU, nedskalert med 10% for å reflektere historiske BP data
 2 Produksjonsprognoser skalert til BPs historisk data

Kilde: Wood Mackenzie, Gas Strategies, IEA 2011 (New Policies Scenario), Global Insight, BP

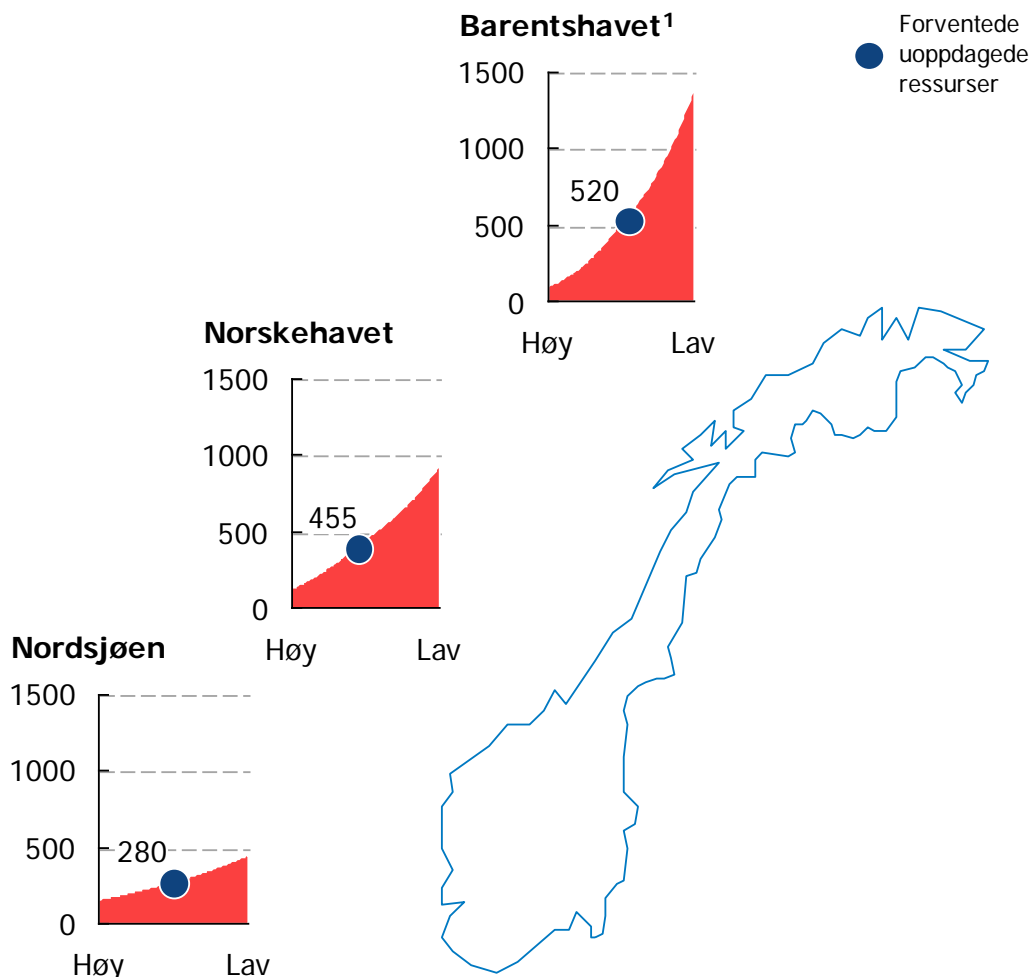
Figur 2-4: Tilbud og etterspørsel i det europeiske gassmarkedet

Produksjon fra nye områder langt fra eksisterende gassinfrastruktur:

Forventninger om redusert gassproduksjon fra eksisterende områder, samtidig som nye områder åpnes lenger nord på sokkelen, fører til et mulig skifte i geografisk tyngdepunkt for ny gassproduksjon. Figur 2-5 viser fordelingen av potensielle uoppdagede gassressurser i de tre hovedområdene av sokkelen. Nær 80% av de uoppdagede ressursene forventes å ligge i Norskehavet og Barentshavet. På grunn av begrenset tilgang på eksisterende gassinfrastruktur i disse områdene, kan nye gassfunn i de kommende årene skape et behov for store investeringer i ny gassinfrastruktur på kort- og mellomlang sikt. En god forståelse av samspillet mellom nye og eksisterende områder er avgjørende for timing av investeringer og dimensjoneringen av gassinfrastrukturen.

Også for ressursbilder med mindre påviste ressurser, vil det være behov for ny gassinfrastruktur i nordområdene. Er funnene få og små, medfører dette særskilte utfordringer knyttet til lønnsom utvikling av transportløsninger.

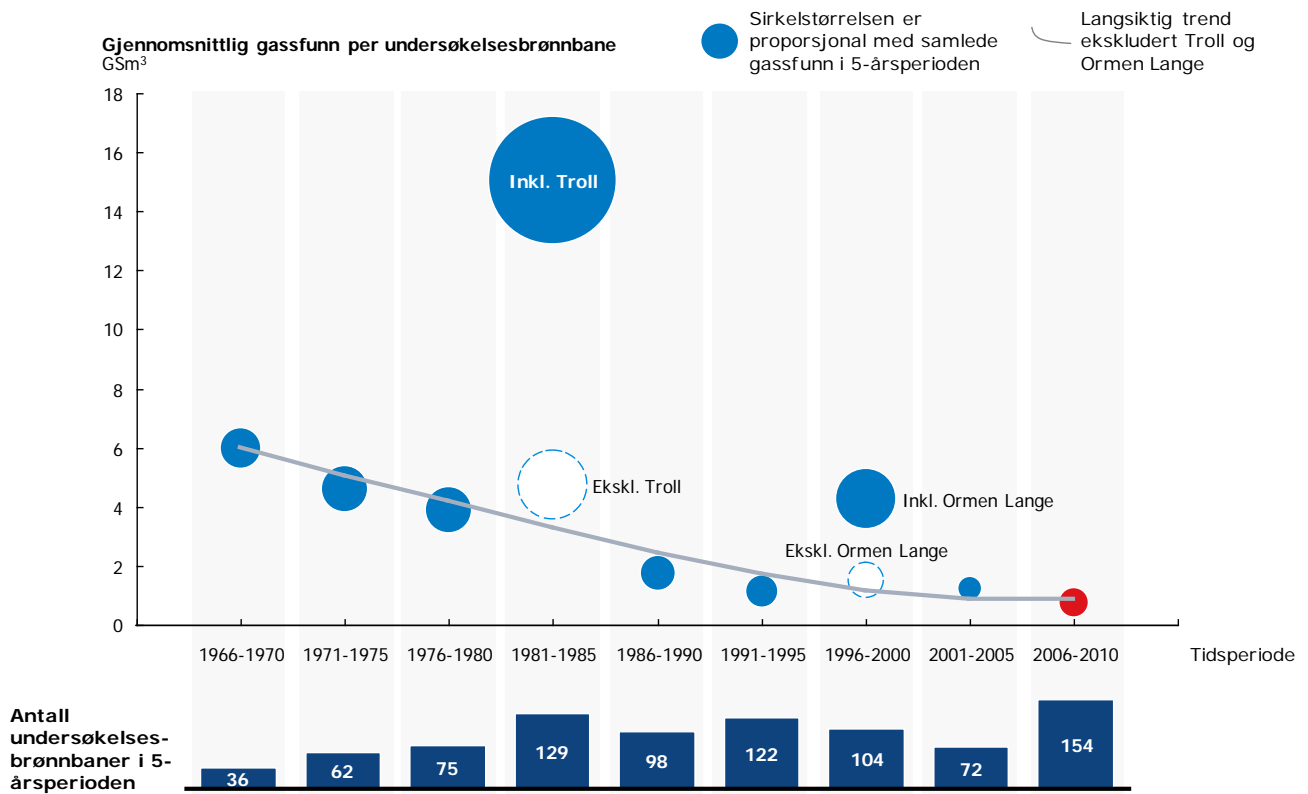
Kumulativ fordeling av uoppdagede gassressurser per område - fra høy til lav sannsynlighet for at uoppdagede ressurser overstiger et visst nivå GSm³



¹ Inkluderer ikke Barentshavet Nytt område
Kilde: OD

Figur 2-5: Fordeling av uoppdagede gassressurser per hovedområde på sokkelen

Som vist i Figur 2-6, har størrelsen på et typisk gassfunn falt betydelig fra den tidlige fasen på norsk sokkel og fram til i dag. Antallet operatører har samtidig økt signifikant, fra 16 i 2000 til 44 i 2011. Kombinasjonen av mindre felt og flere aktører øker behovet for koordinert feltutvikling. Det er dermed også enda viktigere enn tidligere å finne gode og helhetlige gassinfrastrukturløsninger i fellesskap.



Figur 2-6: Utvikling i størrelsen på gassfunn på norsk sokkel over tid

Formålet med NCS2020-studien er å få et bedre grunnlag for fremtidige beslutninger ved å adressere følgende spørsmål: Hvordan kan infrastrukturen for transport og prosessering av naturgass tilpasses for å bidra til å maksimere verdien av petroleumssressursene på norsk sokkel?

Herunder er målet å svare på følgende:

- Hvordan kan nye infrastrukturløsninger bidra til å utløse verdiskapingspotensialet og utviklingen av nye og eksisterende områder?
- Hvilke tiltak er nødvendige i gassinfrastrukturen for å sikre konkurransedyktige betingelser for gasstransport på lengre sikt?

Analysen illustrerer helhetlige gassinfrastrukturløsninger tilpasset ulike potensielle nivåer på uoppdagede ressurser. Dette muliggjør en god, samlet verdiskaping fra gassproduksjon, og vil kunne stimulere til økt leteaktivitet i lite utforskede områder, samt bidrar til å opprettholde leveransekapasitet av gass fra sokkelen.

Som utgangspunkt for analysen er det definert et sett av grunnleggende spørsmål for de ulike områdene på sokkelen. Spørsmålene har Gassco definert i samarbeid med infrastruktureiere, feltoperatører og brukere på norsk sokkel.

- **Barentshavet og Norskehavet Nord-Øst:** Bør ny gass transporteres som LNG eller i rør? Ved rørløsning, i hvilken grad bør uoppdagede ressurser hensyntas i dimensjoneringen? Bør potensiell ny uoppdaget gass prosesseres i nye anlegg eller bør eksisterende anlegg brukes? Bør utviklingen av gassinfrastruktur nordover skje stegvis, slik at produksjon fra Norskehavet Nord-Øst tas ut i en første fase før gassinfrastrukturen videre nordover utvikles?

- **Norskehavet Frontier:** Hvordan skal uoppdagede ressurser hensyntas i dimensjoneringen av en mulig gassinfrastruktur? Hvordan sikres et godt samspill mellom gass fra Norskehavet og Nordområdene?
- **Norskehavet Infrastrukturnært:** Hvordan løses eventuelle transportbegrensninger som oppstår gjennom ny gass fra nord? Hvordan sikres et godt samspill mellom gassen som kommer fra Norskehavet og Nordområdene?
- **Eksisterende landanlegg:** Hva er det langsiktige behovet for eksisterende prosessanlegg (Kårstø, Kollsnes, og Nyhamna)? når blir det eventuelt behov for konsolidering av kapasitet? Er det behov for ytterligere fraksjoneringskapasitet?
- **Offshore prosesseringskapasitet:** Hvor lenge er det behov for å opprettholde offshore prosesseringskapasitet i modne områder?
- **Tørrgasssystemene:** Er det et behov for ny eksportkapasitet i tørrgasssystemet fra norsk sokkel? Er det hensiktsmessig å opprettholde en viss grad av fleksibilitet i tørrgasssystemet? Hvordan kan eksisterende gassinfrastruktur på andre lands kontinentalsokler utnyttes på en hensiktsmessig måte?

3 Forutsetninger og metode

Gassinfrastrukturen på norsk sokkel er et integrert system av rørledninger, prosessanlegg på land, offshore plattformer og mottaksanlegg. Det er sterk avhengighet mellom de grunnleggende problemstillingene beskrevet i kapittelet over. For å kunne belyse samspillet mellom komponentene i dette systemet er det gjennomført en integrert analyse av gassinfrastrukturen. Ved å ta hensyn til både påviste og potensielle uoppdagede ressurser, kan utnyttelsen og behovet for eksisterende og ny gassinfrastruktur vurderes.

I avsnittene under diskuteres forutsetningene som er brukt, samt oppbygning og bruk av den analytiske modellen som danner grunnlaget for den integrerte analysen.

3.1 Forutsetninger

Analysene i NCS2020-studien er basert på et omfattende sett med data, som kan deles inn i kategoriene 1) Resurser og produksjon, 2) Infrastruktur, 3) Utbyggingskostnader og 4) Produktpriser.

3.1.1 Resurser og produksjon

For å etablere et samlet og langsiktig bilde av behovet for ny og eksisterende gassinfrastruktur, er det nødvendig å inkludere både påviste ressurser og tilgjengelig kunnskap om uoppdagede gassressurser for norsk sokkel. NCS2020-studien har fokus på gassressurser, og har ikke studert produksjon av olje og kondensat.

Produksjonen fra påviste ressurser er i hovedsak basert på data fra Gassco Main Data Collection (GMDC). Dette er data som rapporteres inn fra operatørene på norsk sokkel i forbindelse med revidert nasjonalbudsjett (RNB). I tillegg er det gjort justeringer på produksjonsprofiler for enkeltfelt basert på innspill fra pågående prosjekter der Gassco er involvert, samt fra feltoperatører og OD.

Vurderinger knyttet til fremtidig produksjonen fra uoppdagede ressurser er basert på arbeid utført av OD. OD har utviklet fire fremtidsscenarioer (Scenarioer A-D) for gassproduksjon fra uoppdagede ressurser i Norskehavet og Barentshavet. Disse er beskrevet i rapporten "Fire framtidbilder for Norskehavet og Barentshavet". Basert på dette arbeidet har Gassco i NCS2020-studien utarbeidet alternative ressursbilder innenfor utfallsrommet definert av ODs scenarioer. For Nordsjøen brukes profilene fra ressursregnskapet, levert i forbindelse med RNB 2011. Ressursbildene er beskrevet nærmere i neste kapittel.

I modellen brukes aggregerte gassproduksjonsprofiler (produksjonspotensial) for definerte områder på sokkelen. Områdene i nord er definert av ODs inndeling av Barentshavet og Norskehavet som beskrevet i scenarioarbeidet, mens underområdene i sør er definert rundt viktige knutepunkter i rørledningsnettet. Produksjonsprofilene er gitt med årlig produksjon for tidsrommet 2010-2060 (gassår), mens fokuset for analysene er på tidsrommet 2020-2040. Datapunkt er angitt både som årlig gjennomsnitt- og daglig maksimumsproduksjon hvor det er tilgjengelig. Det er antatt at produksjonen fra uoppdagede ressurser i nord skjer uten nevneverdig sving, og forholdet mellom gjennomsnitt- og maksimumsproduksjon er justert deretter. Det er antatt at det er mest hensiktsmessig å allokere sving i produksjonen nær markedet, siden implementering av mulighet for sving krever større transportkapasitet og derved

høyere kostnader for et gitt årlig volum. I samråd med OD er det lagt til grunn at 25% av gassproduksjonspotensialet fra uoppdagede ressurser vil bli reinjisert i omkringliggende oljefelt, hvorav 85% reproduseres 10 år senere. Det er derfor ikke antatt behov for transportkapasitet mellom områdene for denne gassen før slik reproduksjon.

3.1.2 Gassinfrastruktur

Analysen omfatter eksisterende og mulig fremtidig gassinfrastruktur. Med gassinfrastruktur menes transportløsninger mellom områdene på sokkelen og kapasitet i prosessanlegg på norsk og delvis britisk sokkel. Mindre løsninger som knytter felt opp mot hovedrørledninger ut av hvert område er ikke analysert spesifikt i dette arbeidet.

For ny gassinfrastruktur er det i NCS2020-studien, med innspill fra eiere og brukere av infrastrukturen, etablert konkrete alternativer for transport av gass fra Norskehavet og Barentshavet, løsninger som vil løse opp transportbegrensninger i det eksisterende systemet, koblinger til eksisterende rør på britisk sokkel, løsninger for prosessanlegg og bruk av LNG. Vurderte løsninger er nærmere beskrevet i Kapittel 4.

3.1.3 Utbyggingskostnader

For å kunne danne et overordnet bilde av den samlede verdiskapingen ved ulike infrastrukturalternativer (og ressursbilder), inkluderes kostnads- og inntektssiden av gassproduksjonen på norsk sokkel i analysen. Samtlige kostnader er i reelle 2011 NOK. Investeringskostnader for eksisterende norsk gassinfrastruktur regnes som tapt ("sunk costs"), og er dermed ikke tatt med i beregningene for samlet verdiskaping.

Rørledningskostnader: Investeringskostnaden for nye rørledningsalternativer er basert på Gasscos generelle interne estimater. Her er faktorer som avstand, rørdimensjon og tilkoblingstype tatt med i betraktningen. Mer nøyaktige estimater fra pågående utviklingsprosjekter er lagt til grunn der dette er tilgjengelig. Årlige driftskostnader antas å bli mellom 10 og 20 millioner NOK per år, tilsvarende dagens nivå per rørledning. Dette inkluderer ikke kostnader knyttet til kompresjon.

Prosessanleggskostnader: Drifts- og vedlikeholdskostnader for prosessanleggene antas å være tilsvarende dagens nivå. Videre er grove estimater for nødvendige levetidsutvidelseskostnader inkludert i form av faste årlige beløp. Disse er basert på prosjekter utført ved de enkelte prosessanlegg, eller anslag gjort av Gassco. I tillegg har Gassco etablert estimater for nye prosessanlegg på land gjennom en egen studie.

Feltkostnader: Feltkostnader er inkludert i form av typiske enhetskostnader for hvert område (gitt i NOK/Sm³). Disse kostnadene omfatter både drifts- og investeringskostnader, inkludert kostnaden knyttet til kompresjon av gass inn i transportrør ut av et område og for nødvendige gassrørledninger innenfor underområdene. Variasjonen i feltkostnadene mellom områdene er i hovedsak drevet av feltstørrelse, havdyp og eventuelle arktiske forhold. Som hovedkilde for kostnadsestimatene brukes kostnadstall fra Wood Mackenzie for historiske og planlagte feltutbygginger.

Kapitalkostnader: Det er lagt til grunn en reell diskonteringsrate på 8% ved beregning av samlet verdiskaping. Dette nivået reflekterer et vektet gjennomsnitt av kapitalkostnadene for selskaper innen offshore olje- og gassproduksjon og for gassinfrastruktur på norsk sokkel.

3.1.4 Produktpriser

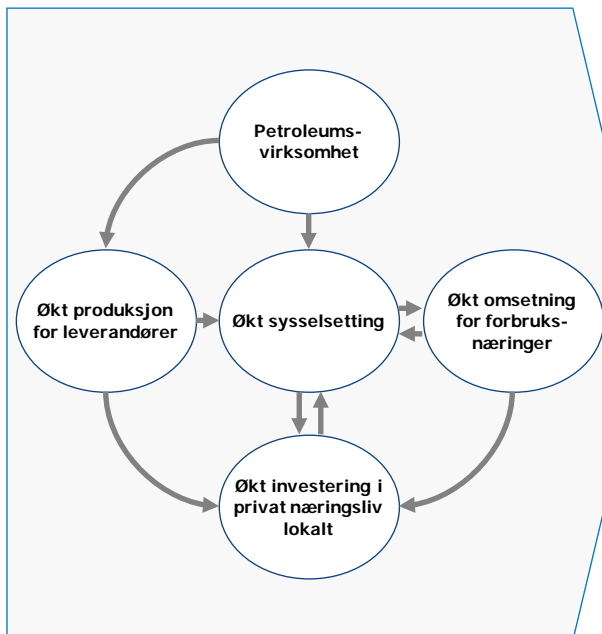
Det er stor usikkerhet i gassprisene i de forskjellige markedene, drevet av kortsiktige svingninger i etterspørsel samt langsiktige faktorer – som økonomisk vekst, teknologiutvikling og energi-/klimapolitikk. I denne analysen er det beregningsteknisk lagt til grunn en fast pris. For beregning av inntekter brukes som tidligere nevnt den langsiktige gassprisen fra RNB 2011 på 1,84 NOK/Sm³ for salgsgass for alle år fremover for alle de europeiske leveransepunktene. Tilsvarende er det beregningsteknisk lagt til grunn for NGL-produkter en pris på 5000 NOK per tonn. Dette er noe høyere enn forutsetningene i RNB 2011, og basert på en vurdering av hva som kan være relevant nivå for typiske investeringsbeslutninger som vurdert i denne studien.

Usikkerheten i gassprisene er belyst gjennom sensitivitetsanalyser med hensyn på gasspris i Kapittel 5, med fokus på påvirkningen som et lavere prisnivå vil kunne ha på produksjonen fra fremtidige utbygninger, og dermed gassinfrastrukturen.

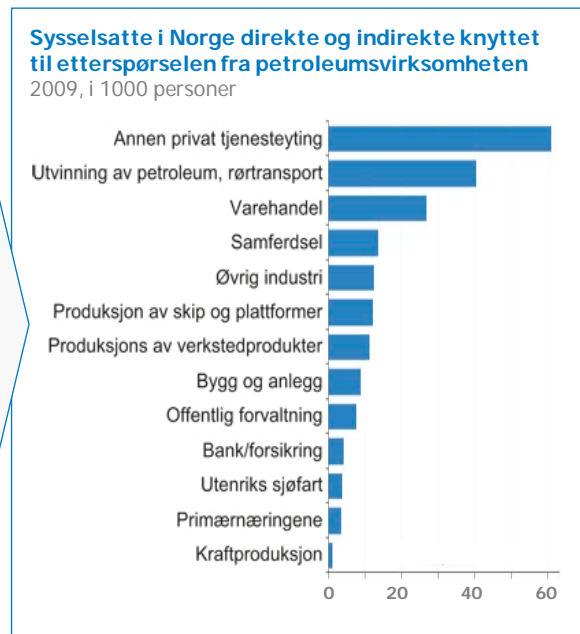
3.1.5 Ringvirkninger

Petroleumsindustrien skaper store direkte og indirekte ringvirkninger lokalt og regionalt. Figur 3-1 viser sysselsatte i Norge direkte og indirekte tilknyttet etterspørselen fra petroleumsvirksomheten. Ved en økt petroleumsutvinning i Nordområdene kan man forvente lokal og regional vekst i de fleste av disse sektorer. Det er store direkte sysselsettingseffekter fra planlegging, utbygging og drift av felt. Over tid vil utviklingen av en ny petroleumsregion i nord kunne skape en betydelig regional leverandørnæring.

Petroleumsvirksomhet skaper store direkte og indirekte ringvirkninger lokalt og regionalt



Økt petroleumsvirksomhet i nord vil på denne måten føre til økt sysselsetting på tvers av mange sektorer



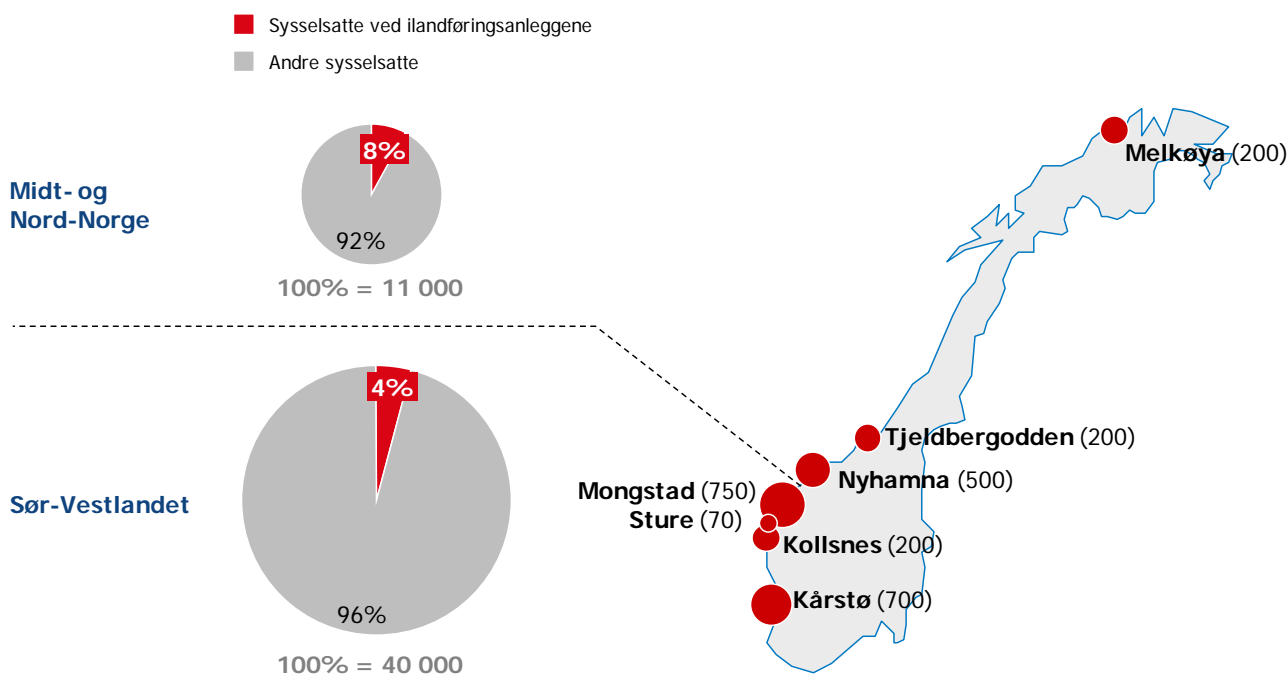
Figur 3-1: Sysselsatte i Norge knyttet til etterspørselen fra petroleumsvirksomheten⁵

⁵ Kilde: Norut NIBR Finnmark (2007:04); Møreforskning Molde AS (rapport 0713, 2007); SSB; Petroleumsmeldingen (Meld. St. 28 (2010 – 2011))

De fleste landanleggene vi har i Norge er kommet som en konsekvens av valg knyttet til feltutviklingskonsept. Dette vil også være tilfelle for framtidige utviklingskonsept. Dersom gassen ilandføres vil både LNG og rørledninger innebære betydelige investeringer knyttet til landanlegg for å gjøre gassen transporterbar. Tall fra SSB viser imidlertid at sysselsetting bare i liten grad er avhengig av hvorvidt petroleumsressursene ilandføres eller ikke. Dette er illustrert i Figur 3-2, hvor man kan se at mellom 4 og 8% av sysselsettingen foregår direkte på ilandføringsanleggene. Dette illustrerer at ringvirkninger gitt ved sysselsettingseffekter fra petroleumsvirksomheten for det meste er uavhengig av feltutbyggingskonsept, og at det er utviklingen av industrien i seg selv som gir betydelige ringvirkninger.

Antall sysselsatte i petroleumsnæringen¹ (2007)

Antall sysselsatte ved ilandføringsanleggene



¹ Basert på tall fra SBB for næringene "Utvinning av olje og gass, inkl tjenester", "Bygging av skip og oljeplattformer" og "Rørtransport"

Figur 3-2: Andel sysselsatte ved ilandføringsanlegg relativt til total sysselsetting i petroleumsindustrien

Petroleumsaktivitet er basisen for å skape ringvirkninger i nord. For å skape et grunnlag for størst mulig ringvirkninger må det derfor legges til rette for kostnadseffektive løsninger som sikrer leteaktivitet og utbygging av utvinnbare olje- og gassressurser.

3.2 Metode

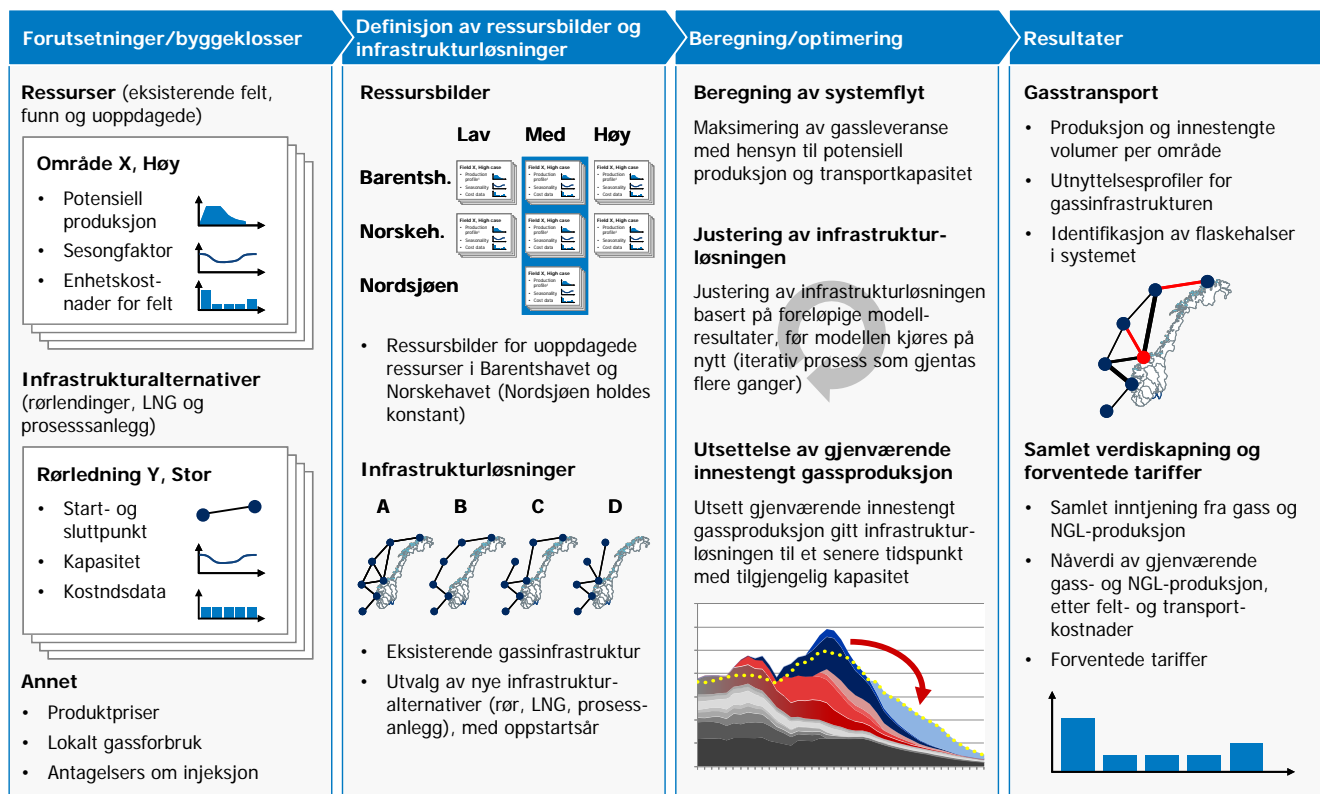
I dette kapitlet beskrives metoden brukt i NCS2020-studien for å vurdere behov for ny og eksisterende gassinfrastruktur. Først introduseres den analytiske modellen som danner grunnlaget for den integrerte analysen, deretter hvordan modellen brukes til å vurdere infrastrukturalternativer.

3.2.1 Analytisk modell

Analysene bygger på en integrert analytisk modell som gir et helhetlig bilde av utnyttelsen av eksisterende og eventuelle nye rørledninger, eksportruter for skipsbasert gasstransport (LNG/CNG) og onshore og offshore prosessanlegg for de ulike utviklingsbildene for uoppdagede ressurser. I tillegg angir modellen nivået på den samlede verdiskapingen fra gassproduksjonen på norsk sokkel for gitte ressurs- og infrastrukturbilder. På denne måten kan verdiskapingen som muliggjøres av ny gassinfrastruktur vurderes opp mot investeringskostnadene for produksjon og transport av potensielle nye ressurser. I tillegg kan behovet for levetidsforlengelser for eksisterende gassinfrastruktur beskrives.

Figur 3-3 viser oppbygningen av modellen: Dataene beskrevet i Kapittel 3.1 danner forutsetninger og byggeklosser i den analytiske modellen. Videre defineres konkrete ressursbilder for uoppdagede ressurser ved å kombinere produksjonsprofiler for hvert underområde. På samme måte defineres infrastrukturløsninger ved å kombinere forskjellige infrastrukturalternativer (og tilpasset oppstartsår for disse).

For et mulig ressursbilde og en bestemt infrastrukturløsning, vil modellen så beregne utnyttelse av infrastrukturen samt samlet verdiskaping. Dette gjøres ved at modellen optimaliserer for maksimal gassleveranse fra sokkelen i hvert år framover gitt restriksjonene definert av produksjonspotensialet i hver del av transportkjeden og kapasiteten i ny og eksisterende gassinfrastruktur. Modellen har funksjonalitet til å utsette produksjon som ikke får plass i et gitt år til et senere tidspunkt med tilgjengelig kapasitet. På denne måten hensyntas utsettelse av feltutbygginger i tilfeller med for lav tilgjengelig kapasitet for transport og/eller prosessering.



Figur 3-3: Oversikt over modellen brukt i NCS2020-studien

Basert på beregningene gir modellen blant annet følgende resultater:

- Utnyttelse av kapasiteten for ny og eksisterende gassinfrastruktur (rørledninger, LNG og prosessanlegg).
- Realisert produksjon per område, med innestengt potensiell produksjon.
- Samlet verdiskaping fra gassproduksjonen på norsk sokkel, samt muliggjort verdiskaping av hvert enkelt ny infrastrukturkomponent.

Det er gjort et sett med forenklinger for å begrense kompleksiteten i modellen:

- Modellen beregner kun transport av gass mellom områdene på sokkelen. Detaljert transport innenfor hvert område samt produksjon på enkeltfelt er ikke modellert.
- Modellen skiller ikke mellom gass av ulik komposisjon (slik som NGL-innhold, surhet osv.). Behov for ny kapasitet for behandling av NGL må dermed betraktes separat fra modellen. Dette er gjort og beskrevet nærmere i Kapittel 6.
- Modellen modellerer ikke trykknivå i systemet, men antar i stedet at tilstrekkelig trykk for å oppnå nødvendig kapasitet i rørledningene kan oppnås, enten gjennom bruk av eksisterende kompressorer, eller ved installasjon av nye systemer.
- Det antas at det er et marked for all ny gass, uavhengig av leveringspunkt. Modellen tar dermed ikke hensyn til eventuelle leveransekrav eller prissensitivitet.
- Modellen inkluderer ikke avhengigheten mellom tilgjengelig gassinfrastruktur i et område og leteaktivitet i samme område. I stedet er leteaktiviteten satt konstant, og uavhengig av valgt infrastrukturløsning.

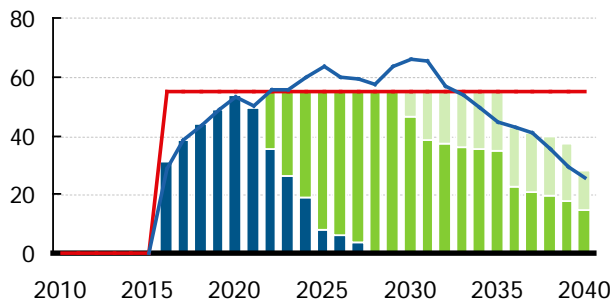
3.2.2 Etablering av helhetlige infrastrukturløsninger

Et av hovedformålene med analysen er å identifisere helhetlige gassinfrastrukturløsninger for plausible ressursbilder.

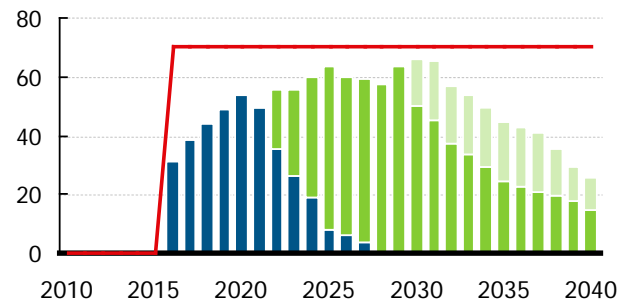
For å etablere disse infrastrukturløsningene, kreves en iterativ prosess der utnyttelsen av enkeltrørledninger og samlet verdiskaping vurderes for forskjellige infrastrukturalternativer. Etter hver iterasjon tilpasses kapasiteten og oppstartsår for enkeltelementer. Deretter kvantifiseres "gevinsten" av tilpasningene ved å se på endring i samlet produksjon (levert mengde gass) og verdiskaping etter påfølgende kjøring av modellen. Den samlede verdiskapingen som er mulig måles opp mot en basis uten ny gassinfrastruktur (kun opprettholdelse av den eksisterende).

Figur 3-4 og Figur 3-5 gir en illustrasjon av denne prosessen, eksemplifisert med dimensjoneringen av det planlagte røret fra Norskehavet Frontier til Nyhamna (Norwegian Sea Gas Infrastructure prosjektet, NSGI) i ressursbilde Medium (se Kapittel 5.1). Til venstre i Figur 3-4 vises utnyttelsen av et rør med kapasitet $55 \text{ MSm}^3/\text{dag}$, gitt et slikt ressursbilde. De blå søylene av kolonnene representerer potensielle påviste ressurser i Norskehavet som antas å bli transportert i NSGI transportsystemet. De mørkegrønne og lysegrønne delene representerer uoppdagede ressurser i dette ressursbildet i Norskehavet Frontier og Norskehavet Sub-basalt, respektive. Den røde linjen representerer kapasiteten på røret, mens den blå linjen representerer potensiell produksjon fra Norskehavet Frontier og Norskehavet Sub-basalt ved ubegrenset transportkapasitet.

Utnyttelse av NSGI-rør, kapasitet 55 MSm³/dag
Maksproduksjon, MSm³/dag



Utnyttelse av NSGI-rør, kapasitet 70 MSm³/dag
Maksproduksjon, MSm³/dag



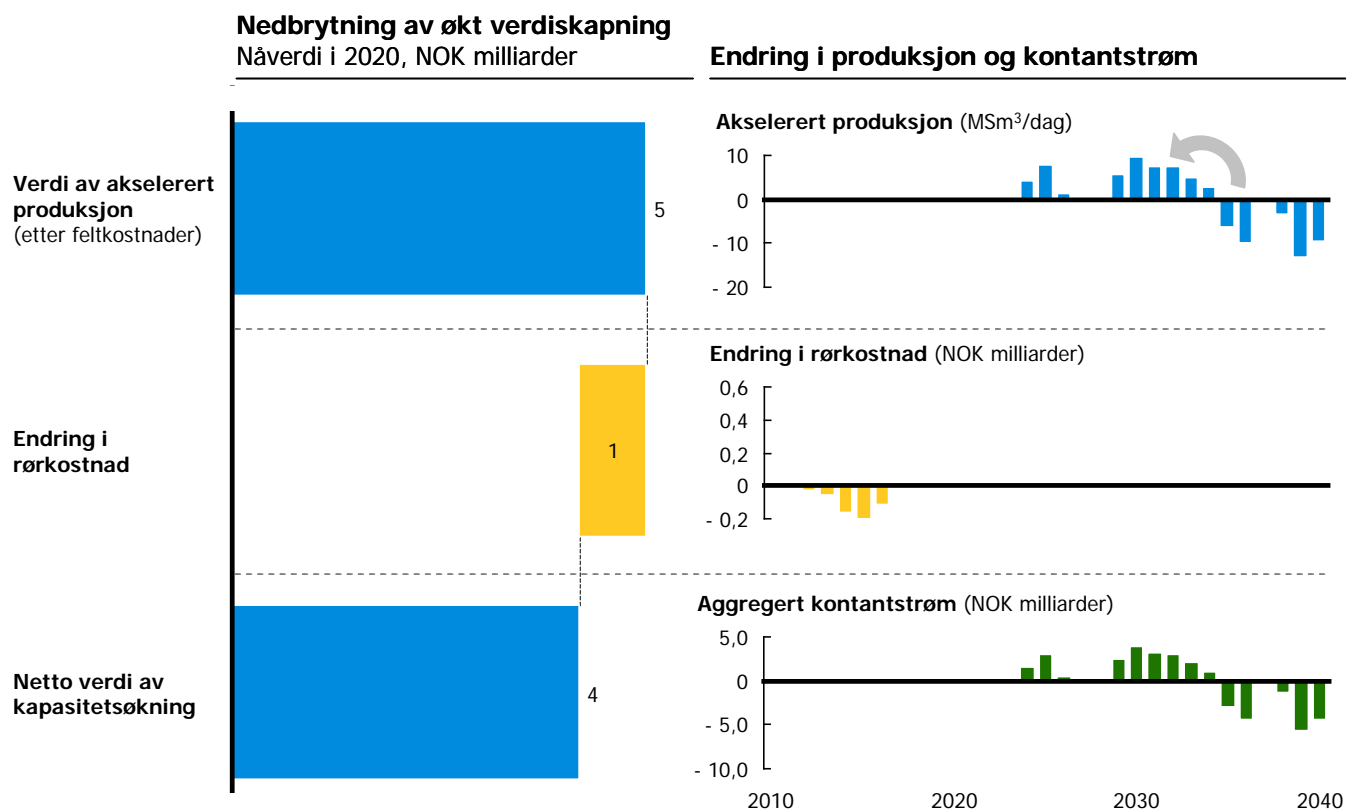
— Kapasitet
— Produksjonspotensial
■ Uoppdagede, tilknyttede områder
■ Uoppdagede

Figur 3-4: Eksempel som illustrerer utnyttelsen av det planlagte røret fra Norskehavet Frontier for to ulike kapasitetsnivåer. Anbefalingen ved konseptvalg er en løsning som gir kapasitet på ~53-70 MSm³/dag

For rørkapasitet på 55 MSm³/dag vil noen ressurser være innestengt og det kan derfor vurderes hva effekten kan være av å øke kapasiteten. Dette er vist til høyre i Figur 3-4, hvor en rørkapasitet på 70 MSm³/dag⁶ er lag til grunn. For denne kapasiteten vil uoppdagede ressurser som ligger til grunn i dette ressursbildet ikke være innestengt.

Gitt forutsetningene som beskrevet i Kapittel 3.1 kan det også vurderes hvilken rørkapasitet som gir høyest forventet lønnsomhet når vi kun tar hensyn til gassvolumene. For dette eksempelet er resultatet illustrert i Figur 3-5. Venstre side av figuren viser at en kapasitet på 70 MSm³/dag gir en positiv økt nåverdieffekt på gassproduksjonen på rundt 5 milliarder NOK (sett i forhold til en kapasitet på 55 MSm³/dag), mens den økte investeringen er på rundt 1 milliard NOK. Her ser det altså ut til å være hensiktsmessig å anbefale løsningen med den høye kapasiteten. Høyre side av figuren viser i mer detalj hvordan nåverdieffekten på gassproduksjonen oppstår; øverst til høyre vises en økning i volumer som blir produsert tidlig, mens det er et fall i produksjon senere i perioden. Disse volumeffektene inkluderer hvordan kapasiteten i et rør fra Norskehavet Frontier påvirker produksjonen i alle andre områder på sokkelen, og kan således ikke sammenlignes en-til-en med de volumene som er innestengt i Norskehavet Frontier-røret alene.

⁶ Anbefalingen gitt ved konseptvalg i NSGI prosjektet er en rørløsning som har en kapasitet på ~53-70 MSm³/d, avhengig av hvilke punkt langs rørledningen påviste og potensielle uoppdagede ressurser kommer inn i røret.



Figur 3-5: Eksempel på anslåtte verdiskapningseffekter ved å øke kapasiteten i røret fra Norskehavet Frontier

Tilsvarende analyser ligger til grunn for alle resultater under.

Ved at behovet for transportløsninger for assosiert gass fra oljeproduksjon ikke er spesifikt tatt hensyn til i analysen, vil det estimerte verdiskapingsbidraget fra gassinfrastrukturen være undervurdert ettersom tilgjengelig gassinfrastruktur vil kunne muliggjøre raskere og/eller rimeligere utbygging av oljefelt.

Det er foretatt et sett med sensitivitetsanalyser for å vurdere robustheten i de infrastrukturløsningene som fremkommer. Sensitivitetsanalysene er fokusert på betydningen av variabler som tidspunkt for åpning av nye områder, gasspriser, gasskomposisjon og gassforbruk til innenlands industri. Resultatene fra dette er vist i Kapittel 5.

For å ta gode enkeltbeslutninger, er det viktig å forstå robustheten av valget på tvers av ressursbildene. Det er derfor foretatt nærmere vurderinger av de viktigste nærliggende beslutningene for gassinfrastrukturen, som blant annet valg av transportløsninger fra Nordområdene og Norskehavet Frontier, investeringer for å øke transportkapasitet ut fra Norskehavet, behov for nye prosessanlegg og levetidsutvidelse av eksisterende prosessanlegg, samt investeringer for å øke fleksibilitet i tørrgasssystemet. Dette er dekket i Kapittel 6.

4 Ressursbilder og infrastrukturnalternativer

I dette kapitlet beskrives ressursbildene for uoppdagede gassressurser og mulige infrastrukturnalternativer som har blitt analysert. Dette danner grunnlaget for de helhetlige gassinfrastrukturenløsningene som skisseres i neste kapittel.

4.1 Ressursbilder

Det er knyttet stor usikkerhet til mulig framtidig produksjon fra uoppdagede ressurser. Det er også usikkerhet med hensyn til nivået på gjenværende ressurser, funntidspunkt, feltstørrelser og lokasjon. Denne usikkerheten er spesielt stor for de områdene som per i dag ikke er åpnet for petroleumsvirksomhet. Videre er det knyttet usikkerhet til når disse områdene eventuelt åpnes for utvikling, og hvor omfattende letevirksomheten i områdene blir.

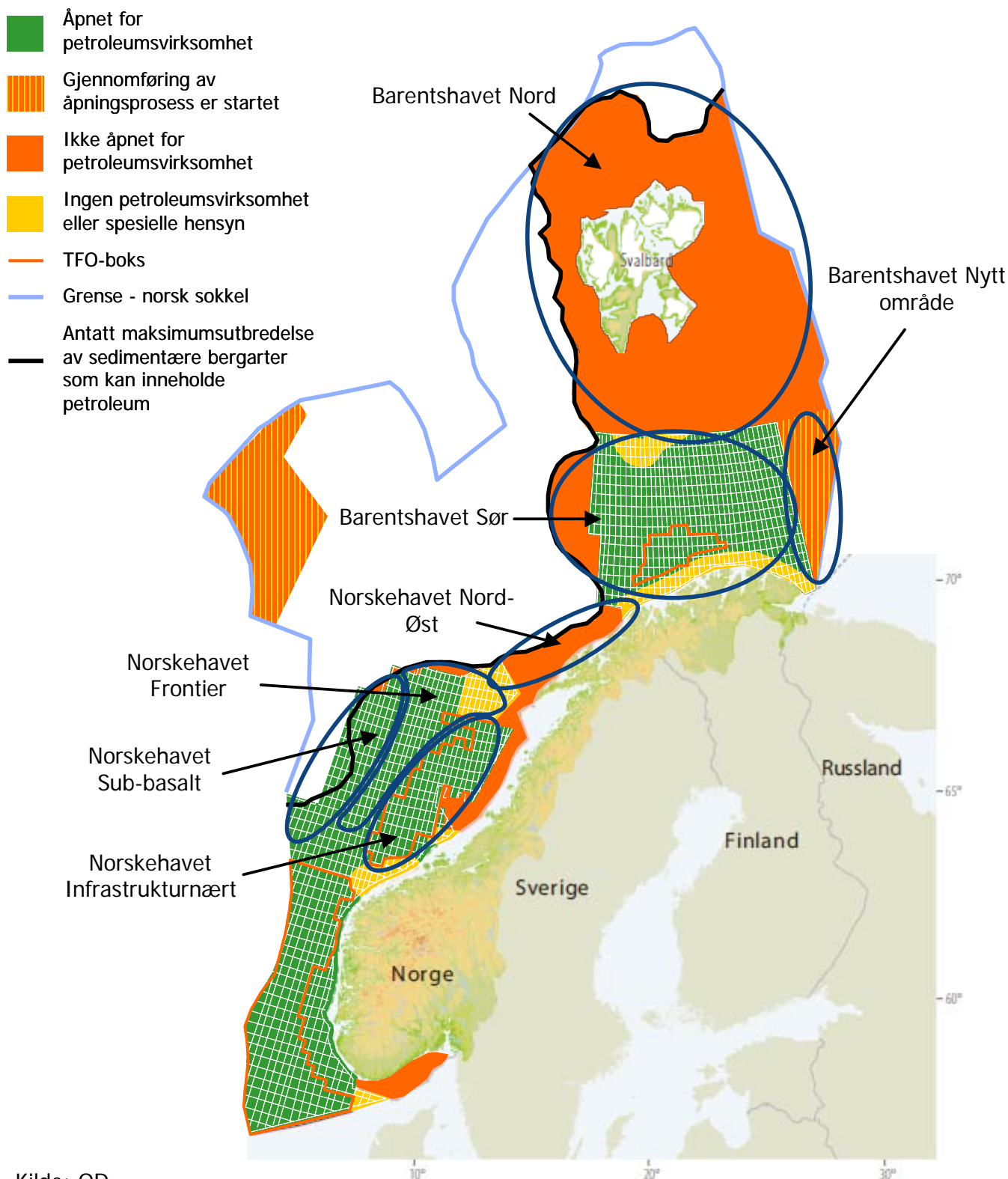
For å bedre forståelsen av behovet for gassinfrastruktur på norsk sokkel i lys av denne usikkerheten, er det analysert flere mulige utfallsrom for uoppdagede gassressurser og resulterende gassproduksjon. OD har utviklet fire scenarioer for uoppdagede ressurser i Norskehavet og Barentshavet som beskrevet i publikasjonen "Fire framtidbilder for Norskehavet og Barentshavet". Disse scenarioene spenner ut mulighetsrommet for ressurser og produksjon fremover. NCS2020-studien har med utgangspunkt i ODs fire scenarioer utviklet potensielle profiler for tre alternative ressursbilder: Høy, Medium og Lav. Ressursene og produksjonsprofilene for disse ligger innenfor mulighetsrommet utspent av ODs scenarioer. I ressursbildene er det fokusert på usikkerheten i Norskehavet og Barentshavet. For Nordsjøen er det antatt uoppdagede ressurser på nivå med forventningen i ressursregnskapet RNB 2011.⁷

For Norskehavet og Barentshavet har OD vurdert ressurspotensialet i syv områder basert på letemodellene innenfor hvert enkelt område:

- Norskehavet er delt inn i tre områder: Norskehavet Infrastrukturnært (Haltenbanken og områder rundt Ormen Lange), Norskehavet Frontier (vest for Haltenbanken) og Norskehavet Sub-basalt (vest og sør for Frontier).
- Barentshavet er delt inn i fire områder: Barentshavet Sør, Barentshavet Nytt område (området avklart i henhold til nylig inngått avtale med Russland), Barentshavet Nord samt Norskehavet Nord-Øst (Lofoten/Vesterålen).

Disse områdene er skissert i Figur 4-1.

⁷ Uoppdagede ressurser rundt Jan Mayen har ikke vært en del av NCS2020-studien og er heller ikke med i ressursoversikten under.



Kilde: OD

Figur 4-1: Skisse av syv områder i Barentshavet og Norskehavet der OD har utviklet scenarier for uoppdagede ressurser

Hvert av ODs ressursscenarier er bygget opp rundt to dimensjoner: 1) om ressursene er over eller under forventning og 2) om funnstørrelsen er over eller under forventning. Ved å kombinere disse dimensjonene har OD utviklet fire scenarier: A, B, C og D.

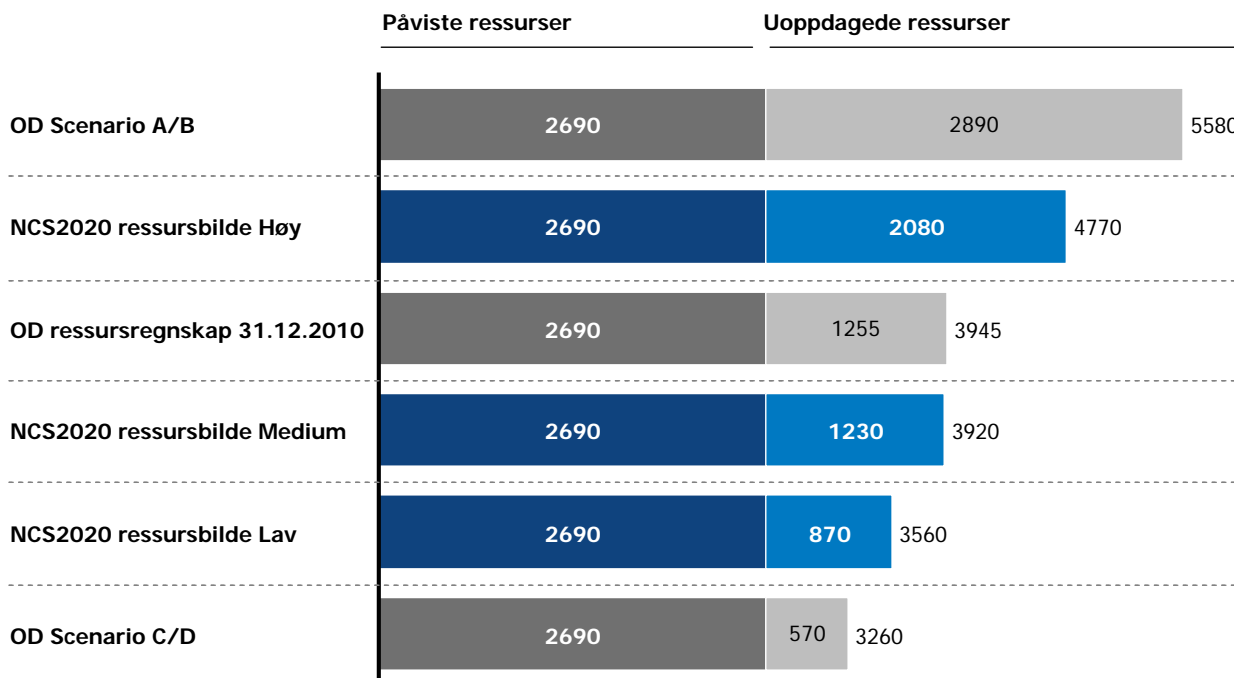
I Scenario A og B er ressursene i hvert enkelt underområde langt over forventning. Det som skiller de to er at det kun påvises små til mellomstore funn i Scenario A, mens det blir funnet store funn i Scenario B. Utvinnbare uoppdagede ressurser for Norskehavet og Barentshavet er i begge scenarioene omlag 2600 GSm³.

I Scenario C og D er ressursene i hvert enkelt underområde langt under forventning. Det som skiller de to er at det kun påvises små til mellomstore funn i Scenario C, mens store funn blir funnet i Scenario D. Utvinnbare uoppdagede ressurser for Norskehavet og Barentshavet er i begge scenariene omlag 270 GSm³.

Med utgangspunkt i ODs arbeid har NCS2020-studien utarbeidet tre alternative ressursbilder for Norskehavet og Barentshavet: Medium, Høy og Lav. Disse ressursbildene er utarbeidet av Gassco. I NCS2020-studien er det for ressursbildet Medium antatt uoppdagede ressurser på sokkelen nær nivået i RNB 2011 med omlag 1200 GSm³ utvinnbare uoppdagede gassressurser. Disse er relativt likt fordelt mellom Norskehavet og Barentshavet. I ressursbildet Høy er det antatt utvinnbare uoppdagede gassressurser på omlag 2100 GSm³. Dette ressursbildet ligger noe lavere enn ODs Scenarier A og B. I ressursbildet Lav er det antatt utvinnbare uoppdagede gassressurser med omlag 900 GSm³. Dette ressursbildet ligger høyere enn ODs Scenarier C og D. Ressursforutsetningene i ODs scenarier og de alternative ressursbildene utarbeidet av Gassco er illustrert i Figur 4-2 under.

Påviste og uoppdagede gassressurser

GSm³



Kilde: OD, Gassco (NCS2020)

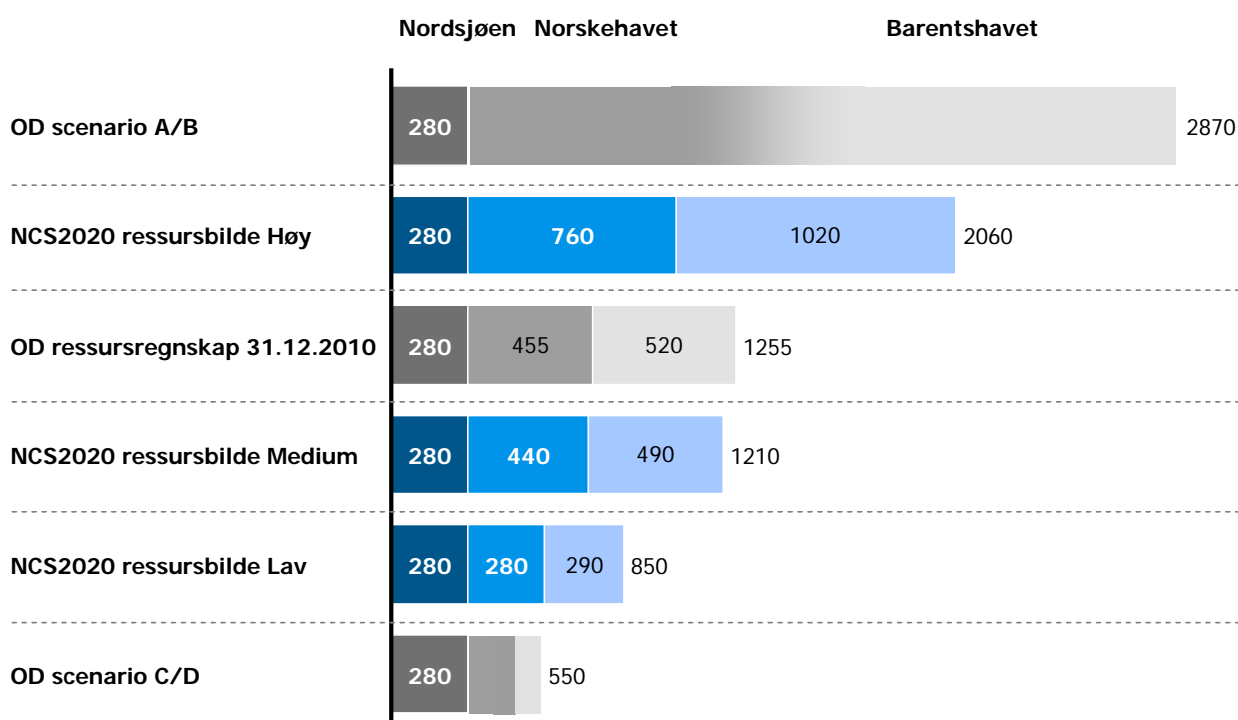
Figur 4-2: Oversikt over gassressurser i ODs scenarier og NCS2020s ressursbilder, inndelt i påviste (RK 1-5 og 7) og utvinnbare uoppdagede ressurser (RK 8-9)

Denne viser tydelig at påviste ressurser i felt og funn utgjør en stor andel av de samlede ressursene i alle ressursbildene. Det er ikke utarbeidet egen lete- og utbyggingshistorikk for ressursbildene brukt i NCS2020-studien. I stedet er produksjonsprofilene basert på skalerte vektete snitt av ODs produksjonsprofiler for Scenario A-D, tilpasset totale uoppdagede gassressurser i hvert ressursbilde. Produksjonsprofilene i NCS2020-studien legger således til grunn en blanding av store og små funn.

Som vist i Figur 4-3 utgjør uoppdagede ressurser i Norskehavet og Barentshavet en stor andel av samlede antatte uoppdagede ressurser, særlig for ressursbilder med store gassressurser. Barentshavet er det området med størst spenn mellom høye og lave ressurser.

Uoppdagede gassressurser på tvers av områder for ulike scenarioer og ressursbilder

GSm³



Kilde: OD, Gassco (NCS2020)

Figur 4-3: Utvinnbare uoppdagede gassressurser på tvers av områder i ODs scenarioer og Gasscos analyserte ressursbilder

I ODs scenarioer er også ressurser i nye områder på sokkelen inkludert. I disse scenarioene forutsettes Norskehavet Nord-Øst åpnet i 2014, Barentshavet Nytt område i 2016, og Barentshavet Nord i 2025. I Kapittel 5 er vurderinger knyttet til endringer av disse forutsetningene beskrevet nærmere.

Basert på ressursscenarioene og forutsetningene om arealtilgang, har OD vurdert hvordan leteaktivitet i de ulike områdene vil slå ut i funn, hvor lang tid det minimum vil gå fra funn til oppstartsår for ny produksjon. Det har typisk vært antatt at det tar ti år fra funn til oppstart av produksjon dersom det ikke foreligger ledig kapasitet i nærliggende infrastruktur.

Som for ressursgrunnlaget vil det også være usikkerhet knyttet til hvor tidlig ressursene kan produseres. Dette vil avhenge av grad av leteaktivitet og i hvilken grad påviste ressurser bygges ut tidligst mulig.

Kombinasjonen av en antatt letefrekvens, funnsannsynlighet, forhold mellom olje og gassfunn, funnstørrelse og utviklingstid, har gjort det mulig å utvikle potensielle produksjonsprofiler for uoppdagede ressurser. Med *potensielle* menes at profilene ikke er begrenset av tilgjengelig gassinfrastruktur. Ettersom det ikke alltid vil være hensiktsmessig å dimensjonere gassinfrastrukturen for å realisere all potensiell produksjon, indikerer disse profilene en noe raskere innfasing av ny produksjon enn det som vil skje i praksis.

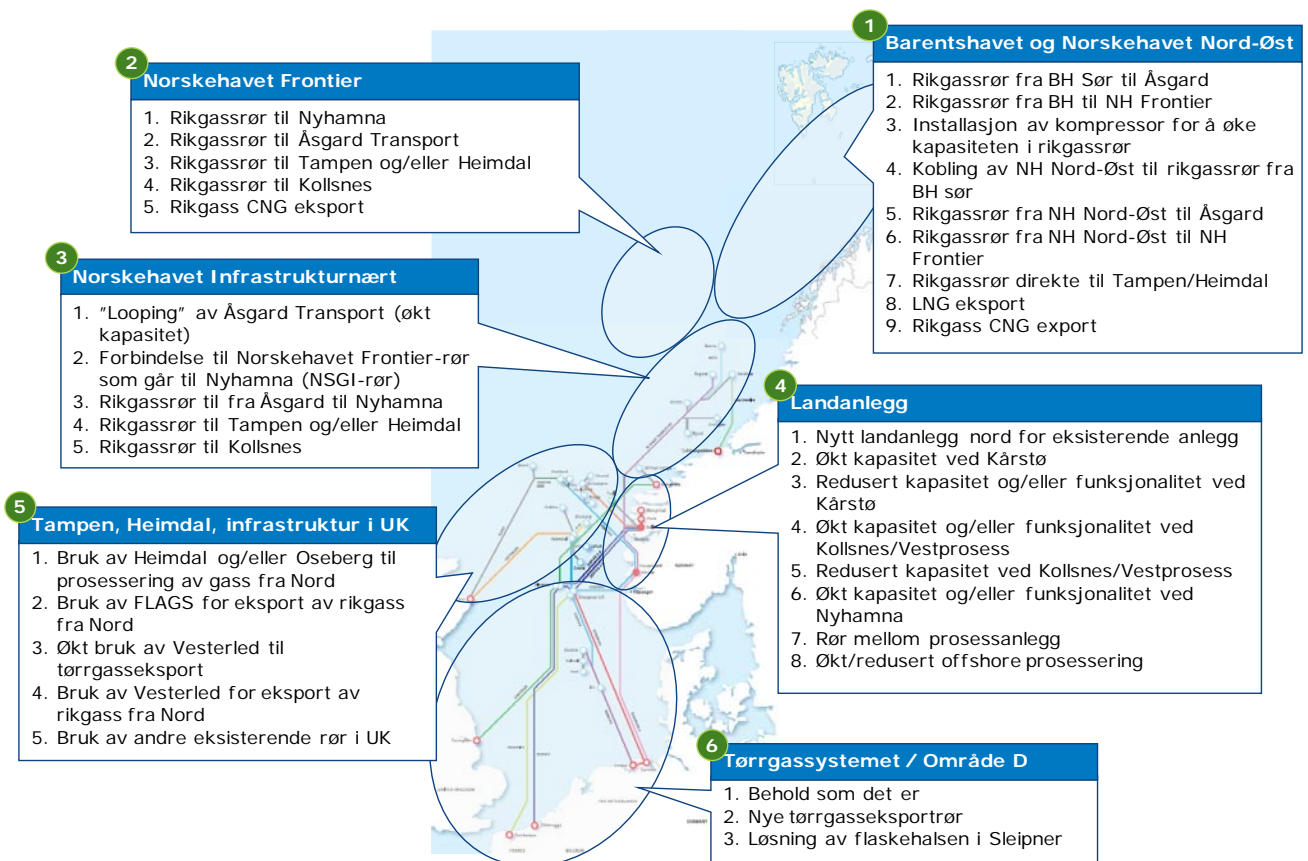
4.2 Infrastrukturalternativer

Et stort antall infrastrukturalternativer er evaluert for å forstå hvordan ressursene beskrevet i kapittelet ovenfor best mulig kan transporteres til markedet. Infrastrukturalternativene er bl.a. basert på innspill fra eiere og brukere av gassinfrastrukturen. Alternativene omfatter rørledninger mellom ulike områder på sokkelen, nye prosessanlegg, skipsløsninger (LNG/CNG) og muligheter for endring av eksisterende gassinfrastruktur.

Ulike temaer har vært relevante på ulike deler av sokkelen. For Norskehavet Frontier har hovedspørsmålet vært hvor ny gass som skal transporteres og prosesseres. For Barentshavet har spørsmålet vært mer sammensatt. På den ene side har ulike løsninger for transport av gass til markedet blitt evaluert. I tillegg har transport av gass innad i området som helhet blitt vurdert samt graden av prosessering av gass i regionen. I Norskehavet Infrastrukturnært har fokus vært på ulike virkemidler for å løse opp i transportbegrensninger som oppstår oppstrøms rørledningene Åsgard Transport og Langeled Nord. For eksisterende landanlegg er kapasitetsendringer, endringer i funksjonalitet og transport av gass mellom anleggene vurdert. For områdene Tampen og Heimdal har fokus vært på ny kapasitet ut av disse områdene samt utnyttelse av offshore prosesseringskapasitet, mens det for tørrgasssystemet har vært vurdert ny kapasitet og tiltak for å løse opp i transportbegrensninger.

Figur 4-4 gir en grundigere oppsummering av løsningene som har vært vurdert, fordelt på områdene på sokkelen. Disse alternativene danner byggeklossene for de helhetlige gassinfrastrukturenløsningene som er skissert i neste kapittel.

Vurderte gassinfrastrukturalternativer¹



¹ Forkortelser: NH = Norskehavet, BH = Barentshavet

Figur 4-4: Vurderte gassinfrastrukturalternativer for ulike områder av norsk sokkel.

5 Ny gassinfrastruktur i ulike ressursbilder

I kapitlene 5.1-5.3 beskrives helhetlige infrastrukturenløsninger for NCS2020-studiens ressursbilder Medium, Lav og Høy, etablert med formålet å etablere transportløsninger fra felt til marked på en måte som maksimerer den samlede verdiskapingen fra Norges gassressurser. I Kapittel 5.4 gjennomgås et sett av sensitivitetsanalyser for å forstå robustheten av disse løsningene.

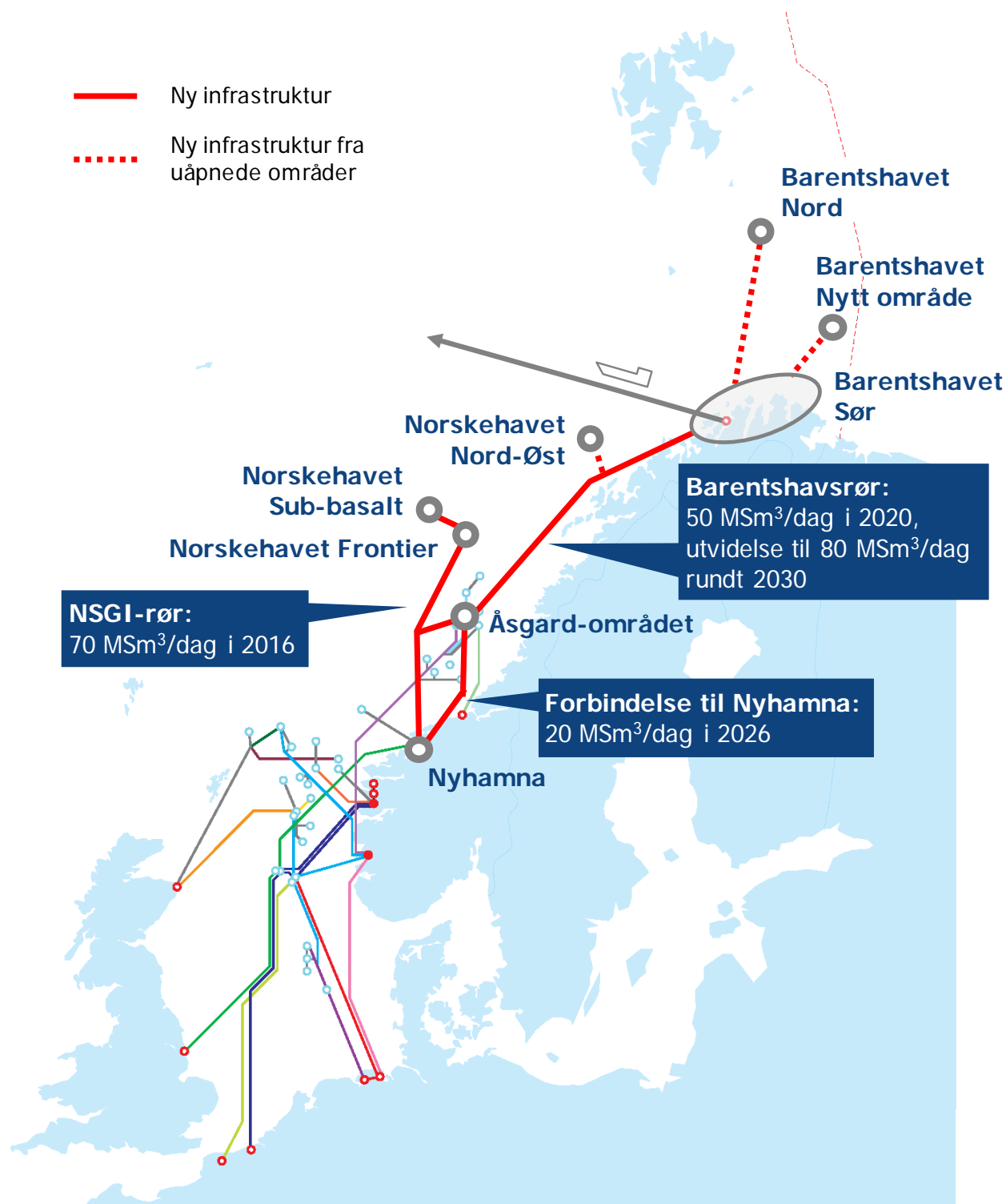
Dimensjoneringen og oppstartstidspunkt for nye infrastrukturenløsninger er basert på ressursbildene som er antatt, og tilpasset transportbehovet i de ulike bildene over tid. I praksis vil derimot informasjon om uoppdagede ressurser avdekkes over tid. Dette adresseres i Kapittel 6 ved at infrastrukturenløsninger evalueres på tvers av ressursbildene for å forstå hvilke konsekvenser som fremkommer til tross for usikkerhet rundt uoppdagede ressurser.

5.1 Ressursbilde Medium

I ressursbilde Medium antas det at det blir påvist rundt 1200 GSm³ utvinnbare uoppdagede gassressurser på norsk sokkel. Dette utløser betydelige behov for gassinfrastruktur fra Norskehavet Frontier og Barentshavet, samt behov for å øke kapasiteten ut fra Norskehavet. I NCS2020-studien er følgende løsning vurdert som et eksempel på hvordan transportløsninger i ressursbilde Medium kan være (se illustrasjon i Figur 5-1):

- **Norskehavet Frontier:** NSGI-rør fra Luva til Nyhamna med kapasitet på ~53-70 MSm³/dag (36" rør) i 2016.
- **Barentshavet: Barentshavsrør** fra Melkøya-området til Åsgard Transport med kapasitet på rundt 50 MSm³/dag (42" rør) i 2020, med mulighet for innfasing av nedstrøms kompresjon⁸ som øker kapasiteten i røret til 80 MSm³/dag.
- **Norskehavet Infrastrukturnært:** Forbindelse mellom Åsgard Transport og NSGI røret på 10 MSm³/dag i 2016, samt nytt rør fra Åsgard-området til Nyhamna på 20 MSm³/dag rundt 2026. Forbindelsen på 10 MSm³/dag ligger allerede inne som del av konseptvalget i NSGI-prosjektet.

⁸ Utløpstrykket i Åsgard-området reduseres, noe som medfører betydelig økt gjennomstrømming i røret fra Barentshavet. For å kunne transportere gassen videre i Åsgard Transport økes trykket med en kompressor til et nivå som tilsvarer innløpstrykket i Åsgard Transport.



Figur 5-1: Oversikt over ny gassinfrastruktur, ressursbilde Medium

5.1.1 Beskrivelse av ny gassinfrastruktur

Dette underkapittelet beskriver enkeltelementene i gassinfrastrukturløsningen for ressursbilde Medium i mer detalj. Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur er gjennomgått i neste underkapittel.

Norskehavet Frontier:

Ressurser og eksisterende gassinfrastruktur: Det eksisterer per i dag ikke gassinfrastruktur i Norskehavet Frontier. Luva-funnet og andre eksisterende funn har med et samlet ressursanslag på 115 GSm³ imidlertid utløst et behov for en gassrørledning fra området.⁹ NSGI-prosjektet er som nevnt etablert for å modne en ny gasstransportløsning fra Luva-området.

I ressursbilde Medium gjøres det betydelige nye funn i de kommende årene i området rundt Luva. Disse nye funnene har mulig produksjonsstart tidlig på 2020-tallet. I tillegg antas det i dette ressursbildet at det gjøres funn i Sub-basalt-området vest for Luva, som vil kunne knyttes opp mot en eventuell felles transportløsning fra Norskehavet Frontier. Samlet utgjør disse uoppdagede gassressursene i dette ressursbildet om lag 300 GSm³.

Ny gassinfrastruktur: Analysen knyttet til ressursbilde Medium viser at et NSGI-rør med en kapasitet på ~53-70¹⁰ MSm³/dag ut fra Norskehavet Frontier til Nyhamna med opstart i 2016 er en god løsning. Produksjon fra potensielle uoppdagede ressurser i Norskehavet Frontier vil dermed kunne fases inn i starten av 2020-tallet, mens det er plass til mulig produksjon fra Sub-basalt-området fra rundt 2030. Denne løsningen samsvarer med løsningen anbefalt av NSGI-prosjektet i november 2011.

Investeringskostnaden for røret utgjør rundt 10 milliarder NOK, og i tillegg vil Nyhamna måtte oppgraderes for ytterligere 6-7 milliarder NOK.

Utnyttelse: Figur 5-2 viser at NSGI-røret i dette ressursbildet vil være høyt utnyttet fra rundt 2020. Utnyttelsen holdes høy frem til rundt 2035.

Barentshavet:

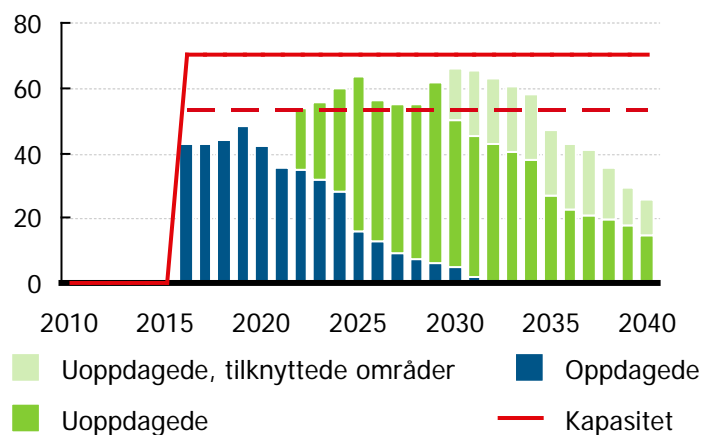
Ressurser og eksisterende gassinfrastruktur: Per i dag er Snøhvit LNG med en kapasitet på rundt 20 MSm³/dag den eneste transportløsningen for gass fra Barentshavet.

Muligheten for å akselerere produksjonen fra Snøhvit gjør at ytterligere transportkapasitet blir evaluert som et alternativ til sen produksjon i eksisterende LNG-tog. Valget her står mellom å utvide LNG-anlegget med et nytt tog på 20 MSm³/dag (en

⁹ Ressursanslaget inkluderer også funn i Norskehavet Infrastrukturnært (Haltenbanken) langs traseen til et eventuelt rør fra Norskehavet Frontier.

¹⁰ Anbefalingen gitt ved konseptvalg i NSGI prosjektet er en rørløsning som har en kapasitet på ~53-70 MSm³/d, avhengig av hvilke punkt langs rørledningen påviste og potensielle uoppdagede ressurser kommer inn i røret.

Utnyttelse av NSGI-rør
Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-2: Utnyttelse av NSGI-rør, ressursbilde Medium. Den røde stiplede og heltrukne linjen indikerer spennet i kapasitet for røret som er avhengig av hvor langs rørtraseen ressursene kommer inn.

dobling av dagens kapasitet) eller å bygge en rørledning til eksisterende gassinfrastruktur i Norskehavet.

I ressursbilde Medium antas det at det gjøres betydelige nye funn i Barentshavet Sør og Norskehavet Nord-Øst, med mulig produksjonsstart fra uoppdagede ressurser i henholdsvis 2022 og 2027. Videre antas det funn i de nye områdene Barentshavet Nytt område og Nord kort tid etter åpning. Samlet utgjør disse uoppdagede gassressursene rundt 500 GSm³.

Ny infrastruktur: Analyse av ressursbilde Medium viser at det vil kunne være grunnlag for et rør med dimensjon 42" fra Barentshavet til eksisterende gassinfrastruktur i Norskehavet, med oppstart i 2020. Denne dimensjonen gir en initial kapasitet på rundt 50 MSm³/dag, og kan ved et senere tidspunkt utvides til rundt 80 MSm³/dag ved installasjon av nedstrøms kompressor. Et eventuelt Barentshavsrør vil legges slik at funn i Norskehavet Nord-Øst kan fases inn i røret på et senere tidspunkt.

Den forventede produksjonen fra eksisterende felt og funn lagt til grunn i ressursbilde Medium viser at utnyttelsen av eksisterende landanlegg faller etter år 2020. Samtidig øker behovet for prosessering av gass fra nordområdene. Eksisterende landanlegg ligger i tilknytning til transportinfrastrukturen som vil benyttes for å transportere eventuelle nye ressurser nordfra, og det er derfor naturlig å tenke seg at eksisterende prosessanlegg også vil ha en viktig rolle for prosessering av gass nordfra. I dette ressursbildet ledes derfor gassen nordfra gjennom Åsgard Transport til Kårstø, samt gjennom rørforbindelsene til NSGI-røret og inn til Nyhamna, der eksisterende prosesseringskapasitet utnyttes.

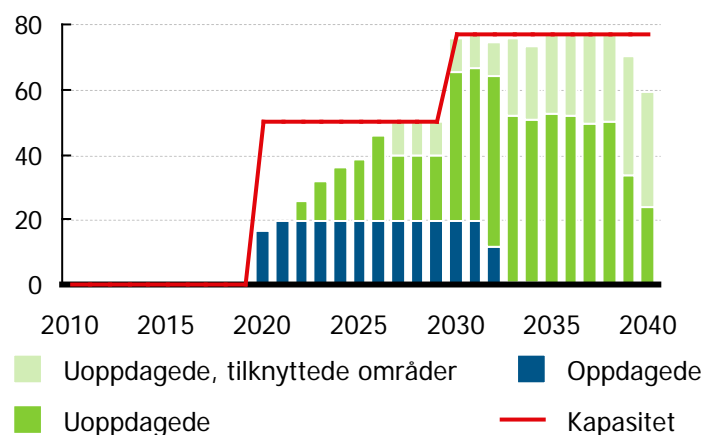
Oppstart i 2020 sammenfaller i dette ressursbildet med en periode med høy produksjon i Norskehavet, med resulterende transportbegrensning i Åsgard Transport. Av den grunn vil Barentshavsrøret i dette ressursbildet kobles til Åsgard Transport ca 200 km lenger sør for Åsgard, slik at den samlede kapasiteten i Åsgard Transport økes fra 70 MSm³/dag til rundt 80 MSm³/dag (en såkalt "looping-effekt"¹¹). Ved en slik løsning vil Barentshavsrøret bli tilsvarende lenger, og kapasiteten i dette røret falle med rundt 2 MSm³/dag.

For å kunne gi rom for tidligere innfasing av funn i Barentshavet Sør, samt funn i Barentshavet Nytt område og Nord, vil kapasiteten i Barentshavsrøret kunne økes til rundt 80 MSm³/dag ved installasjon av nedstrøms kompressor. I ressursbilde Medium vil dette kunne være aktuelt rundt 2030. En økning av kapasiteten i Barentshavsrøret vil imidlertid kreve tiltak for å øke kapasiteten ut av Åsgard-området ytterligere, noe som beskrives i avsnittet "Norskehavet Infrastrukturnært" under.

Investeringskostnaden for et

Utnyttelse av Barentshavs-rør

Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-3: Utnyttelse av nytt Barentshavsrør, ressursbilde Medium

¹¹ "Looping-effekt": to parallelle rør de første 200 km gir redusert trykkfall i Åsgard Transport, noe som igjen gir økt kapasitet i dette røret.

Barentshavsrør på 42" utgjør rundt 25 milliarder NOK (1000 km), med en tilleggs kostnad på 5 milliarder NOK for "looping" med Åsgard Transport (ytterligere 200 km). Kapasitetsutvidelsen med kompressor vil koste rundt 3 milliarder NOK, og utgjør dermed en relativt rimelig opsjon til å øke kapasiteten på et senere tidspunkt.¹²

Utnyttelse: Figur 5-3 viser at Barentshavsrørets utnyttelse vil øke gradvis fra rundt 50% i 2020 til 100% i 2028, i takt med at det blir ledig kapasitet i Åsgard Transport (og gjennom økt kapasitet til Nyhamna). Selv etter kapasitetsutvidelsen til 80 MSm³/dag, vil Barentshavsrøret være fullt utnyttet til etter 2040 i dette ressursbildet.

Norskehavet Infrastrukturnært:

Ressurser og eksisterende gassinfrastruktur: Det er forventet stabil høy produksjon fra eksisterende utbygginger i Norskehavet til etter 2020. I ressursbilde Medium antas det i tillegg betydelige funn i Norskehavet Infrastrukturnært på rundt 100 GSm³. Kombinasjonen av vedvarende høy produksjon fra påviste ressurser og betydelige funn i både Barentshavet og Norskehavet Infrastrukturnært, gjør Åsgard Transport til en transportbegrensning i lang tid fremover. Dette er tilfellet selv etter kapasitetsøkningen på 10 MSm³/dag gjennom "looping-effekten" fra Barentshavsrøret.

Ny infrastruktur: Ressursbilde Medium danner grunnlag for ytterligere to tiltak for å øke kapasiteten ut fra Åsgard-området; en forbindelse til NSGI-røret med en kapasitet på rundt 10 MSm³/dag (bygget samtidig som NSGI-røret i 2016), samt et nytt rør fra Åsgard-området til Nyhamna på rundt 20 MSm³/dag midt på 2020-tallet.

Sistnevnte vil brukes for å utnytte kapasitet som blir ledig i Langeled Nord midt på 2020-tallet gjennom å transportere nye volumer som kommer fra Barentshavsrøret etter utvidelsen av kapasiteten i dette til 80 MSm³/dag.

Kostnaden for forbindelsen til NSGI-røret utgjør rundt 1 milliarder NOK, mens et nytt rør til Nyhamna (250 km) koster rundt 5 milliarder NOK.

Utnyttelse: Kapasiteten mellom Åsgard og Nyhamna vil være mellom 50% og 100% utnyttet i perioden frem mot 2040, drevet av høy utnyttelse i Åsgard Transport.

5.1.2 Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur

Figur 5-4 viser utnyttelsen av sentrale deler av dagens gassinfrastruktur i ressursbilde Medium, gitt infrastruktur-løsningen beskrevet over.

Prosessanlegget på Kårstø vil som resultat av høy utnyttelse av Åsgard Transport, samt gjenværende produksjon fra Tampen, være fullt utnyttet til etter 2040. Dette tilsier at levetiden på anlegget må utvides tilsvarende i dette ressursbildet.

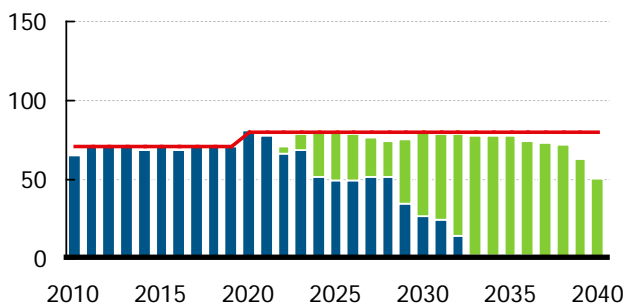
I likhet med Kårstø, vil prosessanlegget i Nyhamna også være godt utnyttet til rundt 2035. Funksjonaliteten på Nyhamna vil måtte tilpasses komposisjonen i gassen som samlet kommer fra Norskehavet Frontier og fra Åsgard-området. Gass fra sistnevnte område kan være gass produsert i Norskehavet Infrastrukturnært eller Barentshavet.

Utnyttelsen av prosessanlegget på Kollsnes vil i all hovedsak drives av produksjonen på Troll, og ikke påvirkes av de uoppdagede ressursene i nord. De uoppdagede ressursene vil ledes utelukkende gjennom Åsgard Transport og Langeled, og ikke via Kollsnes.

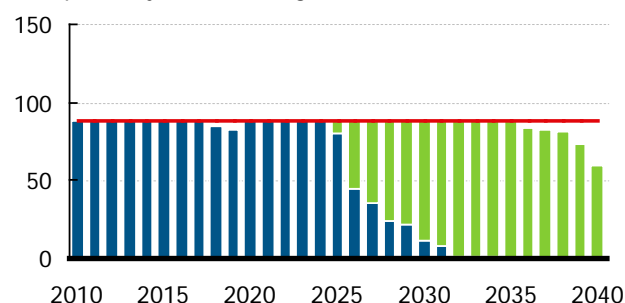
¹² Alle investeringstall er uklassifiserte kostnadsestimater. Spesielt kostnaden knyttet til kompressor vil kunne variere mye, avhengig av teknisk løsning.

Offshore prosesseringskapasitet på plattformer i Nordsjøen vil i dette ressursbildet ikke påvirkes av volumene fra nord, og vil kunne fases ut i takt med produksjonen fra nærliggende områder.

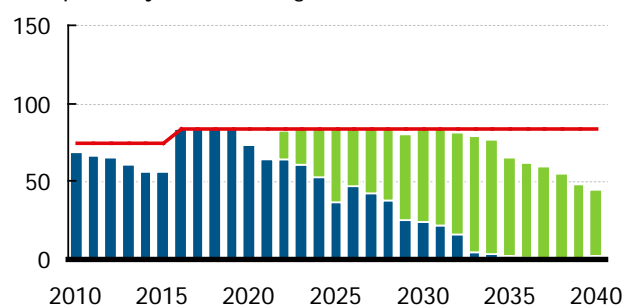
Utnyttelse Åsgard Transport
Maksproduksjon, MSm³/dag



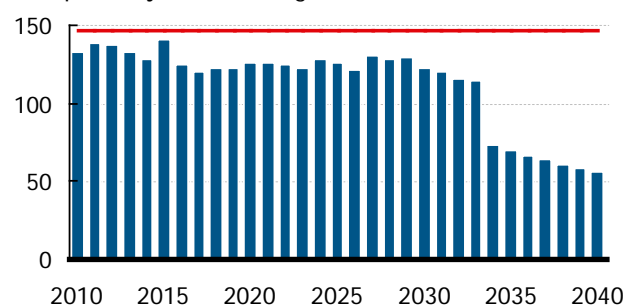
Utnyttelse av Kårstø
Maksproduksjon, MSm³/dag



Utnyttelse av Nyhamna
Maksproduksjon, MSm³/dag



Utnyttelse av Kollsnes
Maksproduksjon, MSm³/dag



■ Uoppdagede ■ Oppdagede — Kapasitet

Figur 5-4: Utnyttelse av eksisterende infrastruktur, ressursbilde Medium

5.2 Ressursbilde Høy

I ressursbilde Høy antas det at det blir funnet rundt 2100 GSm³ utvinnbare uoppdagede gassressurser på norsk sokkel. Dette utløser mer omfattende behov for gassinfrastruktur fra Norskehavet Frontier og Barentshavet enn i ressursbilde Medium. I tillegg er det grunnlag for å øke kapasiteten ut fra Norskehavet betydelig, ettersom Langeled og Åsgard Transport, selv med "looping" av sistnevnte, i dette tilfellet ikke er tilstrekkelig for å bringe de samlede volumene fra Norskehavet og Barentshavet til markedet.

Ettersom den potensielle produksjonen er betydelig høyere, er også mulighetsrommet for ny infrastruktur større i ressursbilde Høy enn i Medium. NCS2020 har identifisert flere mulige alternativer for å øke transportkapasiteten for gass fra Norskehavet og Barentshavet:

1. Nytt prosessanlegg på land, med tilhørende tørrgassrør.
2. Økt eksport av rikgass til Storbritannia.
3. Økt LNG-kapasitet i nord.

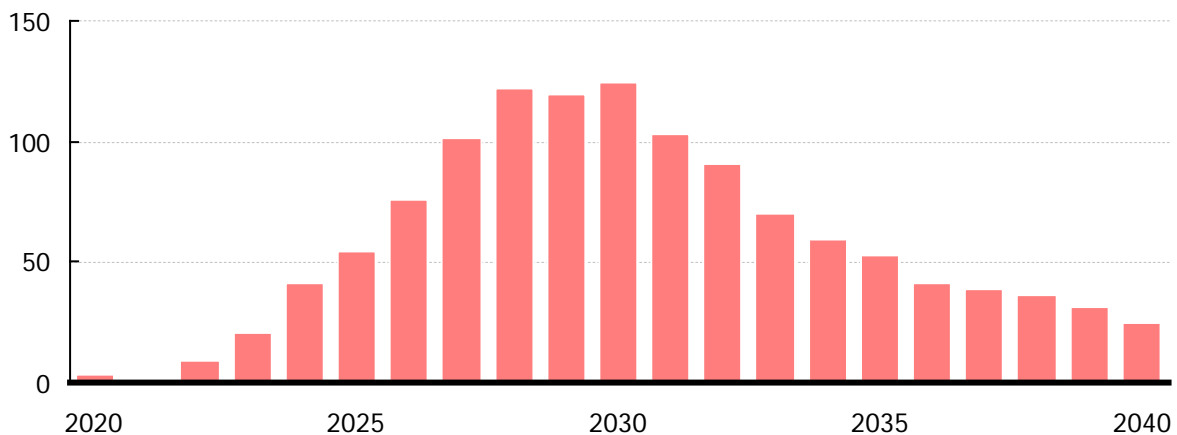
I tillegg er det et alternativ å utsette produksjonen. Disse alternativene er beskrevet nærmere i avsnitt 5.4.

Grunnet stor usikkerhet i faktorene som driver valg av løsning, har NCS2020-studien ikke vurdert disse alternativene opp mot hverandre. I stedet skisseres det i avsnitt 5.2.2 hvordan en helhetlig løsning basert på et nytt prosessanlegg og ny tørrgassrørledning fra Norskehavet vil kunne se ut.

5.2.1 Alternativer for ny infrastruktur

Dersom infrastrukturenløsningen beskrevet for ressursbilde Medium legges til grunn, vil det i ressursbilde Høy være betydelige innestengte volumer i Norskehavet og Barentshavet. Samlet utgjør dette ressurser på rundt 450 GSm³, med potensiell produksjonsprofil som vist i Figur 5-5.

Innestengt potensiell gassproduksjon i Norskehavet og Barentshavet, ved infrastrukturenløsning som i ressursbilde Medium
Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-5: Innestengt potensiell gassproduksjon i Norskehavet og Barentshavet når infrastrukturenløsning som i Medium legges til grunn for ressursbilde Høy

Med innestengt produksjon av denne størrelsen, utvides mulighetsrommet for ny infrastruktur betydelig. Mens ressursbilde Medium kun utløser behov for mindre kapasitetsøkning ut fra Norskehavet, vil ressursbilde Høy kunne utløse behov for langt større investeringer i ny infrastruktur. NCS2020 har identifisert flere mulige alternativer for transportkapasitet for innestengt gass i ressursbilde Høy:

- 1. Nytt prosessanlegg på land, med tilhørende tørrgassrør:** Et nytt prosessanlegg på land for å ta imot rikgass. En slik løsning krever både et nytt rikgassrør inn til land og et nytt tørrgassrør ut fra det nye anlegget. Et slikt tørrgassrør vil kunne være lagt via Sleipner-Draupner-området for å utnytte ledig kapasitet i eksisterende transportsystem. I tillegg vil det være behov for økt tørrgasskapasitet fra dette området til markedet. En slik løsning vil medføre meget store investeringer, men vil samtidig sikre at verdiskapingen gjennom NGL-ekstraksjon skjer på norsk sokkel. Løsningen er beskrevet i mer detalj i avsnitt 5.2.2
- 2. Økt rikgasseksport til Storbritannia:** Etter 2020 er det forventet at det åpner seg kapasitet mot Storbritannia fra Tampen-området (gjennom Tampen Link/FLAGS) og Heimdal-området (gjennom Vesterled og andre eksisterende rør på britisk sokkel slik som Miller eller SAGE). Ved å bygge en ny rørledning fra Åsgard-området til Tampen og videre til Heimdal-området, vil denne kapasiteten,

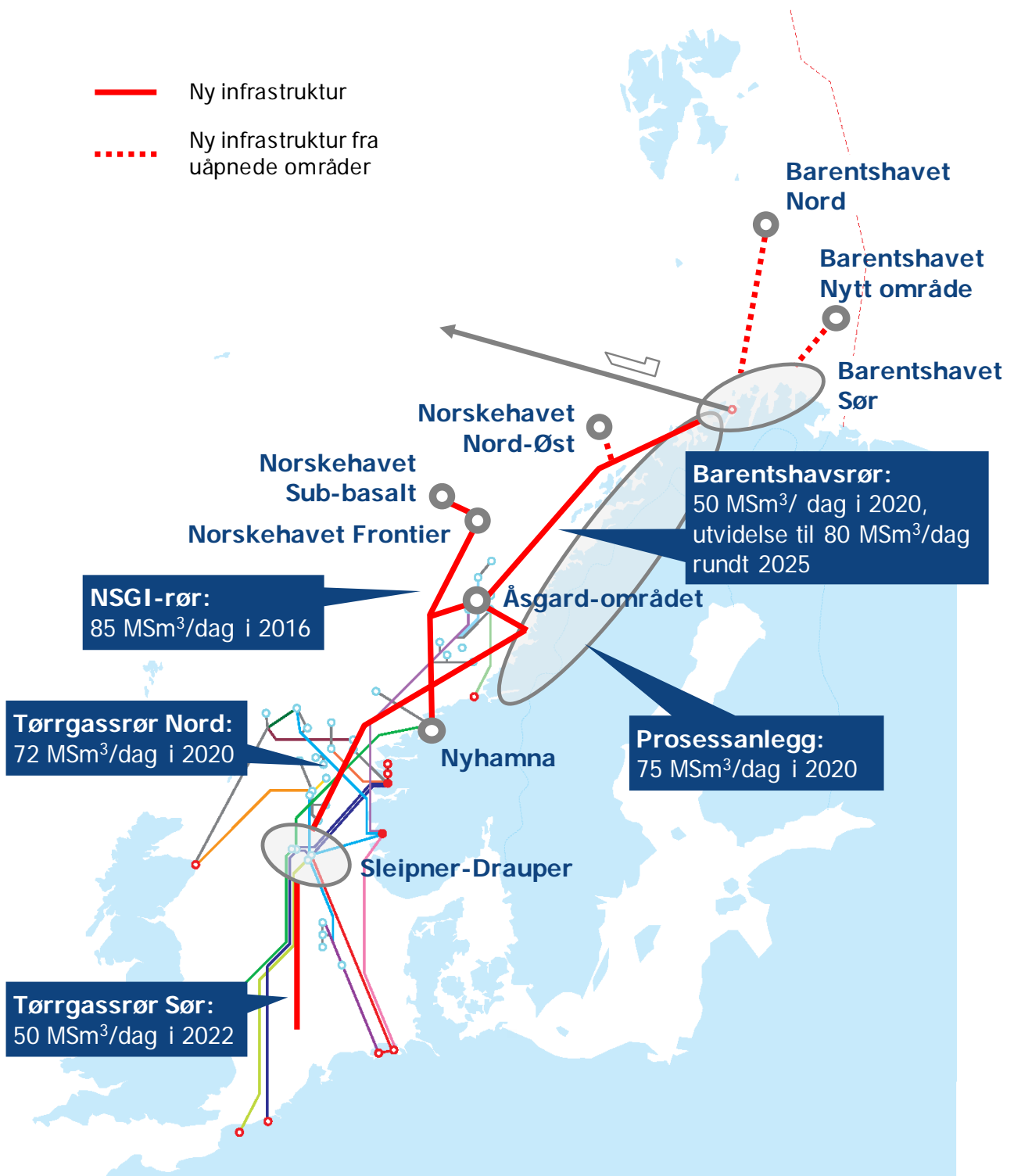
samt kapasitet mot Kårstø gjennom Statpipe, kunne utnytted for produksjonen fra nord som er beskrevet i dette ressursbildet. En slik løsning vil innebære økt bruk av prosesseringskapasitet på britisk sokkel, og Vesterled vil måtte konverteres fra tørrgass- til rikgassrør. Direkte investeringer ved denne løsningen antas å være lavere enn i alternativet ovenfor, men det vil være nødvendig å ta hensyn til tariffen på britisk sokkel og nødvendige levetidsutvidelseskostnader for prosessanleggene der. En slik løsning vil også medføre mer begrenset markedsfleksibilitet for gassen fra nord. Dersom det er hensiktsmessig å opprettholde eksisterende offshore prosesseringskapasitet i på plattformer i Nordsjøen, kan det i dette alternativet være hensiktsmessig å prosessere deler av gassen her til tørrgasskvalitet. Det vil i så tilfelle være behov for å bygge ny transportkapasitet for tørrgass fra norsk sokkel til markedet.

- 3. Økt LNG-kapasitet i Nordområdene:** I ressursbilde Høy vil infrastruktur-løsningen beskrevet i ressursbilde Medium holde gassproduksjonen på dagens nivå frem til rundt 2030. Det vil i dette ressursbildet imidlertid være behov for noe mer eksportkapasitet i noen år fra midten av 2020-tallet, som i så fall medfører økt produksjon fra norsk sokkel i denne perioden. Eksport av innestengt potensiell produksjon gjennom å øke LNG-kapasitet i Nordområdene, gir mer markedsfleksibilitet for ny gass enn det å utvide rørnett, men medfører også økte transportkostnader i forhold til rør.
- 4. Utsatt produksjon:** Et alternativ til å bygge ny infrastruktur utover det som er skissert for ressursbilde Medium, er å utsette potensiell produksjon til det er ledig kapasitet. En slik løsning vil medføre lavere investeringsbehov enn de andre alternativene, men vil også ha lavest verdiskaping på grunn av nåverdieffekten knyttet til å utsette produksjon. I tillegg til utsatt gassproduksjon vil utilstrekkelig gasstransportkapasitet også kunne medføre utsatt produksjon fra potensielle oljefelt med assosiert gass. Gassleveransen fra sokkelen vil kunne opprettholdes på dagens nivå til rundt 2030, men vil deretter falle dersom det ikke bygges ny infrastruktur utover det som er skissert i Medium. Dette er på grunn av forventningen om at hovedvekten av uoppdagede ressurser vil bli funnet nord for eksisterende infrastruktur, med resulterende økt behov for kapasitet fra Nordområdene inn til det eksisterende eksportnettverket.

Valg av løsning vil være drevet av en rekke faktorer, slik som behovet for markedsfleksibilitet i rørsystemet, prissensitivitet i det europeiske gassmarkedet, langvarige prisforskjeller mellom Europa og andre markeder og verdi av NGL-produkter. Grunnet stor usikkerhet i disse faktorene, har en valgt å ikke vurdert alternativene beskrevet over, opp mot hverandre. I stedet skisseres det i neste underkapittel hvordan en helhetlig løsning basert på alternativ 1 (nytt prosessanlegg, med tilhørende tørrgassrør fra Norskehavet) vil kunne se ut, og hvordan dette vil påvirke utnyttelsen av eksisterende infrastruktur. En slik løsning vil være hensiktsmessig dersom Nord-Europa fortsetter å være et attraktivt marked for norsk gass, prisene for NGL holder seg høye, samt dersom markedsfleksibilitet for brukerne av tørrgasssystemet er viktig.

5.2.2 Beskrivelse av ny gassinfrastruktur

Dette underkapittelet beskriver enkeltelementene i en mulig gassinfrastruktur-løsning for ressursbilde Høy i mer detalj (se Figur 5-6). Løsningen er basert på at det bygges et nytt prosessanlegg på land, med tilhørende tørrgassrørledning fra ut Norskehavet. Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur er gjennomgått i neste underkapittel.



Figur 5-6: Oversikt over ny gassinfrastruktur, ressursbilde Høy

Norskehavet Frontier:

Ressurser og eksisterende gassinfrastruktur: Per i dag eksisterer det ikke gassinfrastruktur i Norskehavet Frontier. Men som tidligere nevnt har Luva-funnet og andre eksisterende funn allerede utløst behovet for en gassrørledning fra området (NSGI-prosjektet).

I ressursbilde Høy antas det betydelige flere og større funn i de kommende årene i området rundt Luva og i Sub-basalt-området, enn antatt i ressursbilde Medium. Samlet utgjør disse uoppdagede gassressursene om lag 500 GSm³.

Ny gassinfrastruktur: Med så store volumer som beskrevet i ressursbilde Høy, vil det i en periode også kunne være behov for transportkapasitet ut av Norskehavet Frontier og Sub-basalt ut over kapasiteten som ligger til grunn for NSGI-prosjektet, hvor en kapasitet på ~53-70 MSm³/dag ligger til grunn for konseptvalget som ble gjort i november 2011. Figur 5-7 viser at det i perioden fra slutten av 2020-tallet og noen år fremover vil kunne være grunnlag for et rør med kapasitet helt opp mot 85 MSm³/dag i et slikt ressursbilde.

Som vist i Figur 5-7 tar det imidlertid nesten 15 år etter driftsstart før den fulle kapasiteten i et 85 MSm³/dag-rør kan utnyttes. Dette legger ytterligere usikkerhet knyttet til hvor riktig det ville være, også i et slikt ressursbilde, å beslutte å øke kapasiteten ut over det som er dagens anbefaling i NSGI-prosjektet.

Selv med en slik kapasitet, vil det i ressursbilde Høy være behov for noe mer kapasitet ut fra Norskehavet Frontier. Dette vil kunne løses ved at feltene nærmest til Åsgard-området knyttes til eksisterende gassinfrastruktur gjennom en ny rørledning på rundt 10 MSm³/dag. Hensiktsmessig oppstart for dette røret vil være rundt 2022. Disse volumene vil da kunne evakueres gjennom ny transportkapasitet fra Åsgard-området, noe som er beskrevet nærmere under.

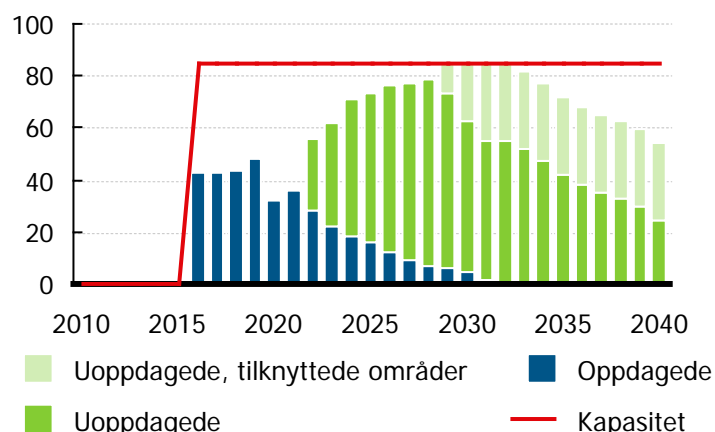
Utnyttelse: Figur 5-7 viser at utnyttelsen av et NSGI-rør med høy kapasitet stiger gradvis fra 50% i 2020 til 100% i 2030, i takt med at kapasitet blir ledig i Langeled Nord. Utnyttelsen holdes høy frem til sent på 2030-tallet ved at ressursene fra Norskehavet Sub-basalt i dette ressursbildet tilknyttes NSGI-røret. Ytterligere kapasitet fra Norskehavet Frontier til Åsgard er fullt utnyttet i årene med transportbegrensning i Langeled Nord, fra 2022 til 2035.

Barentshavet:

Ressurser og eksisterende gassinfrastruktur: I ressursbilde Høy antas det at det gjøres betydelig flere/større funn i Barentshavet og Norskehavet Nord-Øst enn i ressursbilde Medium. Samlet utgjør disse utvinnbare uoppdagede gassressursene i dette ressursbildet rundt 1000 GSm³, sammenlignet med 500 GSm³ i Medium.

Ny infrastruktur: Analysen av ressursbilde Høy viser at det vil kunne være grunnlag for et rør med dimensjon 42" fra Barentshavet til eksisterende gassinfrastruktur i Norskehavet, med oppstart i 2020. Dette er samme rørdimensjon som i ressursbilde Medium, med en initial kapasitet på rundt 50 MSm³/dag.

Utnyttelse av NSGI-rør
Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-7: Utnyttelse av NSGI-rør, ressursbilde Høy

Slik som i ressursbilde Medium sammenfaller oppstarten av produksjonen i nord med en periode med høy produksjon i Norskehavet, noe som danner grunnlag for å øke kapasiteten ut av Norskehavet. I ressursbilde Medium ble dette løst ved å "loope" Barentshavsørret med Åsgard Transport, samt å lede gass til Nyhamna/Langeled. Disse tiltakene er ikke tilstrekkelig i ressursbilde Høy. I dette ressursbildet vil det være grunnlag for ny kapasitet ut fra Åsgard-området på rundt 75 MSm³/dag. Løsningen for dette er nærmere beskrevet under.

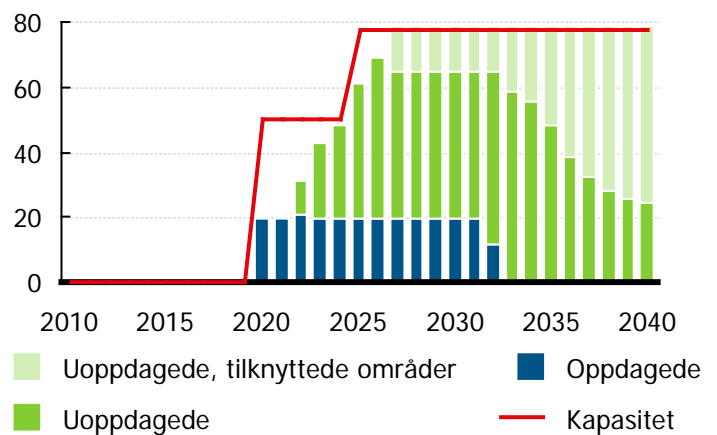
Økningen av transportkapasiteten nedstrøms for Åsgard-området nevnt innledningsvis, kombinert med høy produksjon fra nye funn, vil i ressursbilde Høy kunne gi grunnlag for å øke kapasiteten i Barentshavsørret til 80 MSm³/dag allerede i 2025, også her gjennom installasjon av en nedstrøms kompressor. I ressursbilde Medium var det ikke grunnlag for å øke kapasiteten før rundt 2030.

Investeringskostnaden for Barentshavsørret tilsvarer den i ressursbilde Medium uten "looping" med Åsgard Transport; 25 milliarder NOK for øret (42", 1000 km), og rundt 3 milliarder NOK for kapasitetsutvidelsen med kompressor.

Utnyttelse: Figur 5-8 viser at utnyttelsen av Barentshavsørret vil kunne gå til 100% så tidlig som i 2026, gitt at det finnes ny kapasitet ut fra Åsgard-området. Innfasing av funn fra Barentshavet Nytt område og Nord i henholdsvis i 2030 og 2035, bidrar til å opprettholde full utnyttelse frem til etter 2040.

Utnyttelse av Barentshavs-rør

Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-8: Utnyttelse av Barentshavsørret, ressursbilde Høy

Norskehavet Infrastrukturnært:

Ressurser og eksisterende gassinfrastruktur: I ressursbilde Høy antas det utvinnbare uoppdagede ressurser i Norskehavet Infrastrukturnært på rundt 200 GSm³. Kombinert med høyere produksjon i nord og Norskehavet Frontier, resulterer dette i et betydelig større transportbehov ut fra Norskehavet enn i ressursbilde Medium.

Ny infrastruktur: I Kapittel 5.2.1 ble ulike løsningsalternativer for økt transportkapasitet for volumene fra Norskehavet og Barentshavet diskutert. Her vises en løsning basert på at det bygges et nytt prosessanlegg på land, med tilhørende tørrgassrør.

Den potensielle produksjonen i ressursbilde Høy danner grunnlag for en kapasitet på rundt 75 MSm³/dag i et slikt nytt prosessanlegg. Bruk av det nye anlegget vil øke stegvis fra 25 MSm³/dag i 2020 til 75 MSm³/dag i 2025, i takt med økningen i produksjon fra potensielle uoppdagede ressurser i Norskehavet og Barentshavet i dette ressursbildet. En slik løsning krever i tillegg et nytt rikgassrør med tilsvarende kapasitet fra Åsgard-området og inn til land (ca 220 km, avhengig av lokasjon), samt et nytt tørrgassrør ut fra det nye anlegget med noe lavere kapasitet på grunn av

krympéfaktoren¹³ (rundt 72 MSm³/dag). Det vil kunne være hensiktsmessig å koble dette tørrgassrøret til Sleipner-Draupner-området (rundt 750 km, avhengig av lokasjon) for å utnytte ledig kapasitet i det eksisterende transportnettverket. I tillegg vil det være behov for økt tørrgasskapasitet fra dette området til markedet. Et rør med en kapasitet på 50 MSm³/dag fra Sleipner-Draupner-området til markedet med oppstart i 2022 vil kunne være tilstrekkelig her. Markedsbetingelser vil avgjøre til hvilken eksportterminal som er mest hensiktsmessig som endepunkt for det nye tørrgassrøret.

Som i ressursbilde Medium, er det i ressursbilde Høy også hensiktsmessig å bygge en forbindelse mellom Åsgard-området og NSGI-røret på rundt 10 MSm³/dag (bygget samtidig som NSGI-røret i 2016). På denne måten kan produksjon fra felt som ikke har kapasitet i Åsgard Transport ledes via Nyhamna i perioden frem til det nye prosessanlegget er bygget.

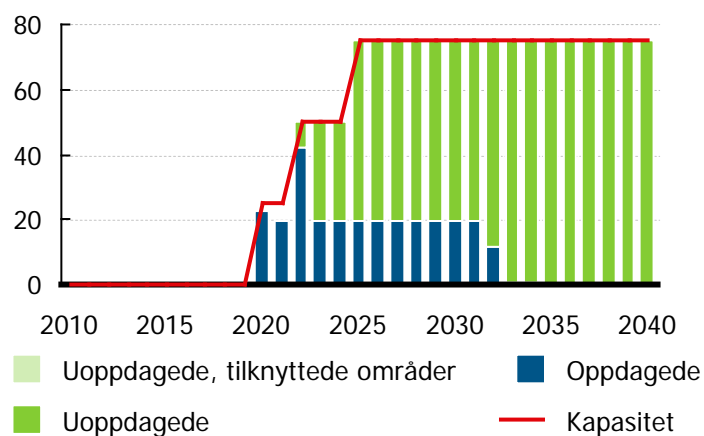
Investeringskostnaden for et typisk prosessanlegg som det er behov for i dette ressursbildet utgjør rundt 25 milliarder NOK, eller eventuelt rundt 30 milliarder NOK dersom det i tillegg er behov for CO₂ og H₂S håndtering¹⁴. Kostnaden for rørgassrøret fra Åsgard-området og inn til land vil kunne være på rundt 6 milliarder NOK (40", 220 km). Den nordlige delen av den nye tørrgassrøret koster rundt 18 milliarder NOK (42", 750 km), mens investeringskostnaden for tørrgassrøret ut fra Sleipner-Draupner-området utgjør rundt 15 milliarder NOK (40", 700 km). Til sammen utgjør dette investeringer på rundt 65-70 milliarder NOK.

Forbindelsen fra Åsgard-området til NSGI-røret er antatt å koste rundt 1 milliarder NOK.

Utnyttelse: Figur 5-9 viser at det nye prosessanlegget vil være godt utnyttet til etter 2040. Dette vil medføre et fall i utnyttelsen av Kårstø etter 2030, noe som er diskutert nærmere under.

Utnyttelse av nytt prosessanlegg i Midt-Norge

Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-9: Utnyttelse av nytt prosessanlegg i Midt-Norge, ressursbilde Høy

5.2.3 Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur

Figur 5-10 viser utnyttelsen av sentrale deler av dagens gassinfrastruktur i ressursbilde Høy, gitt infrastrukturtiløsningen beskrevet over.

Utnyttelsen av Åsgard Transport og Kårstø vil falle etter 2030, dersom det nye prosessanlegget i Midt-Norge prioriteres. I dette tilfellet oppstår det dermed et potensial for å redusere kapasiteten ved Kårstø ut på 2030-tallet.

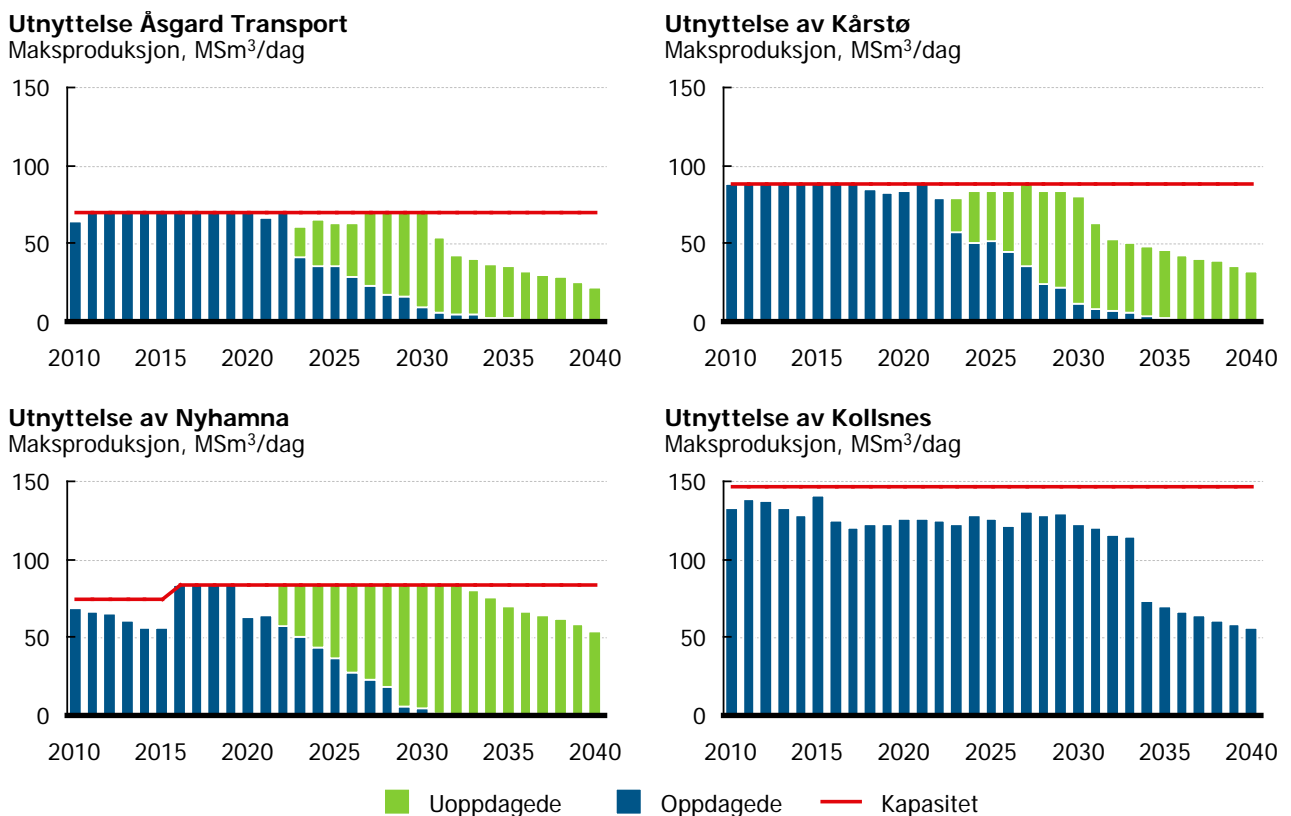
¹³ De tyngste hydrokarbonkomponentene tas ut av rørgassen som tas inn til prosessanlegget og transporteres fra anlegget med skip. Behovet for rørkapasitet ut fra anlegget blir da noe lavere enn kapasiteten inn til anlegget.

¹⁴ Her er det antatt et anlegg som skiller ut nok NGL til at gassen møter eksportsesifikasjon. Et anlegg med full fraksjonering slik som på Kårstø vil ha en betydelig høyere investeringskostnad (ca 60 milliarder NOK).

Nyhamna vil være godt utnyttet til rundt 2035, og funksjonaliteten på anlegget vil måtte bli tilpasset komposisjonen i gassen som kommer fra Norskehavet Frontier og sub-basalt. Gass fra sistnevnte område kan være gass produsert i Norskehavet Infrastrukturnært eller Barentshavet.

I likhet med ressursbilde Medium, vil utnyttelsen av Kollsnes i dette ressursbildet ikke påvirkes av de uoppdagede ressursene i nord. De uoppdagede ressursene vil her ledes utelukkende gjennom Åsgard Transport, Langeled og det nye tørrgassrøret fra Midt-Norge.

Offshore prosesseringskapasitet på plattformer i Nordsjøen vil med denne infrastruktløsningen heller ikke påvirkes av volumene fra nord, og vil kunne fases ut i takt med produksjonen fra nærliggende områder.



Figur 5-10: Utnyttelse av eksisterende infrastruktur, ressursbilde Høy

5.3 Ressursbilde Lav

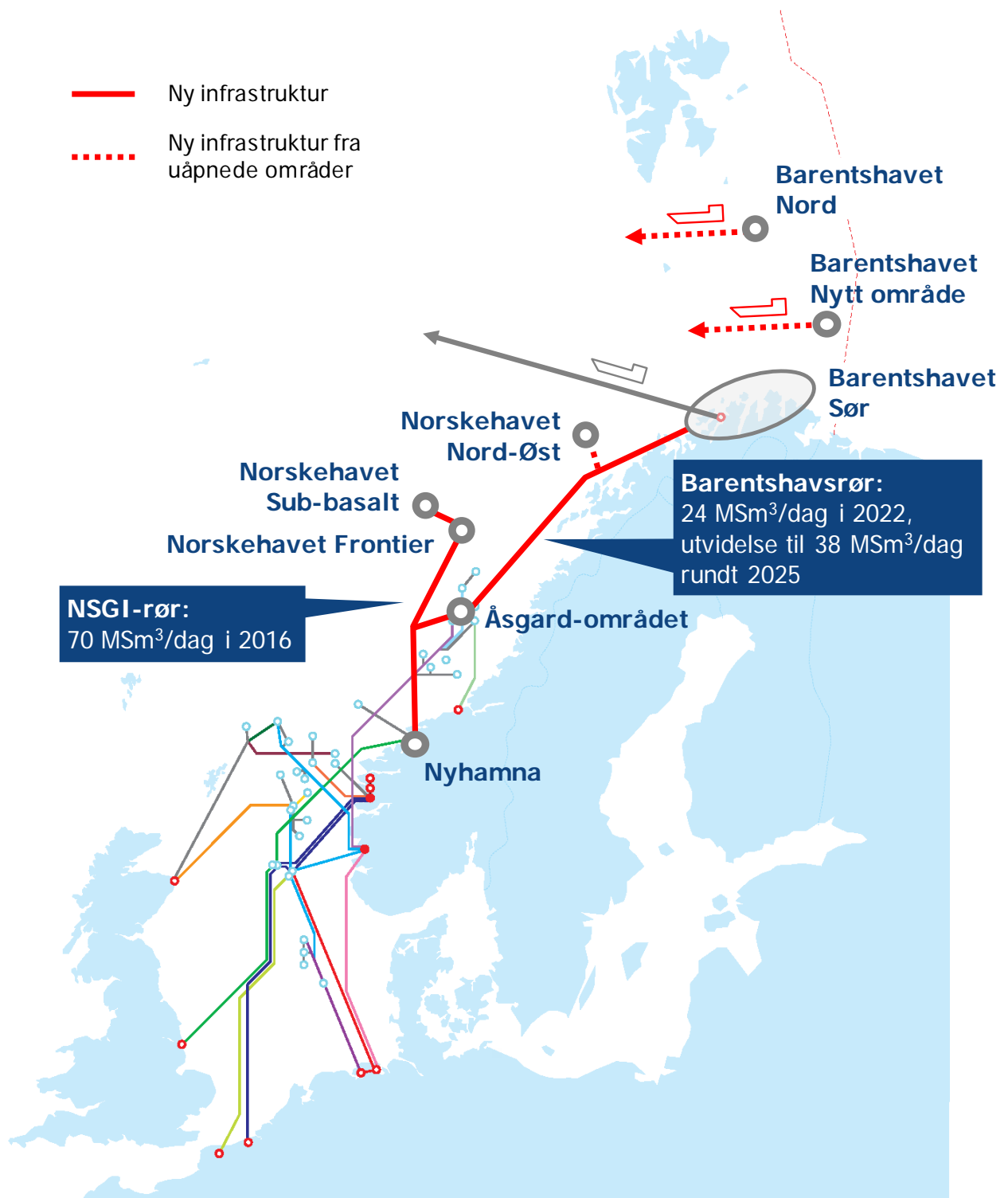
I ressursbilde Lav antas det at det blir funnet 800 GSm³ uoppdagede gassressurser på norsk sokkel. Dette utløser mindre omfattende behov for ny gassinfrastrukturbehov fra Norskehavet Frontier og Barentshavet sammenlignet med ressursbilde Medium. I NCS2020-studien er følgende løsning vurdert som et eksempel på hvordan transportløsninger i ressursbilde Lav kan være (se illustrasjon i Figur 5-11):

- **Norskehavet Frontier:** NSGI-rør fra Luva til Nyhamna med kapasitetsbehov på inntil ~55 MSm³/dag i 2016

- **Barentshavet:** Barentshavsør fra Melkøya-området til Åsgard Transport med kapasitet på rundt 24 MSm³/dag (32" rør) i 2022, med utvidelse til 38 MSm³/dag gjennom nedstrøms kompressor
- **Norskehavet Infrastrukturnært:** Forbindelse mellom Åsgard-området og NSGI på 10 MSm³/dag i 2016

5.3.1 Beskrivelse av ny gassinfrastruktur

Dette underkapittelet beskriver enkeltelementene i gassinfrastruktur-løsningen for ressursbilde Lav i mer detalj. Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur er gjennomgått i neste underkapittel.



Figur 5-11: Oversikt over ny gassinfrastruktur, ressursbilde Lav

Norskehavet Frontier:

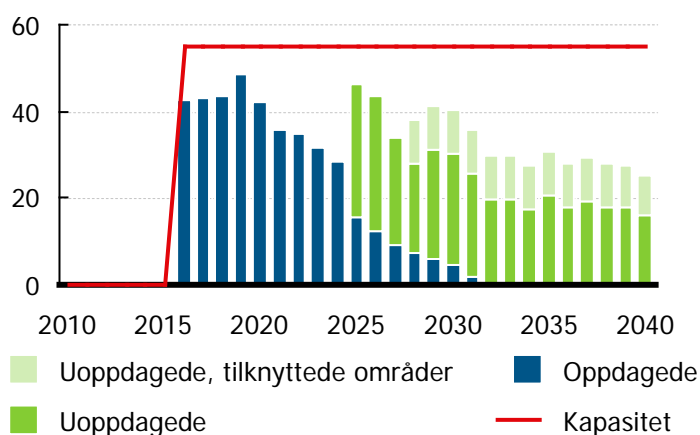
Ressurser og eksisterende infrastruktur: I tillegg til allerede påviste ressurser, er i det i ressursbilde Lav antatt at det gjøres noen mindre funn i Luva-området. I tillegg er det antatt marginale funn i Sub-basalt-området. Disse funnene utgjør til sammen rundt 200 GSm³.

Ny gassinfrastruktur: Analysen av ressursbilde Lav viser at det vil være behov for en kapasitet på inntil 55 MSm³/dag ut fra Norskehavet Frontier til Nyhamna med oppstart i 2016. Dette er innenfor kapasitetsspennet i NSGI-prosjektet som beskrevet i Kapittel 6.4, hvor en rørledning med kapasitet på ~53-70 MSm³/dag er anbefalt konseptvalg.

Utnyttelse: Figur 5-12 viser at et NSGI-rør på 55 MSm³/dag vil være moderat utnyttet frem mot 2030 i ressursbilde Lav. Utnyttelsen før 2020 økes noe ved at det også i dette ressursbildet bygges en forbindelse fra Åsgard-området til NSGI-røret, som en løsning for produksjon som ikke har reservert kapasitet i Åsgard Transport før og rundt 2020, og som ellers ville måtte vente på ledig kapasitet der.

Utnyttelse av NSGI-rør

Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-12: Utnyttelse av NSGI-rør, ressursbilde Lav

Barentshavet:

Ressurser og eksisterende infrastruktur: I ressursbildet Lav antas det kun få/mindre funn i Barentshavet og Norskehavet Nord-Øst, som til sammen utgjør 250 GSM³ i uoppdagede ressurser.

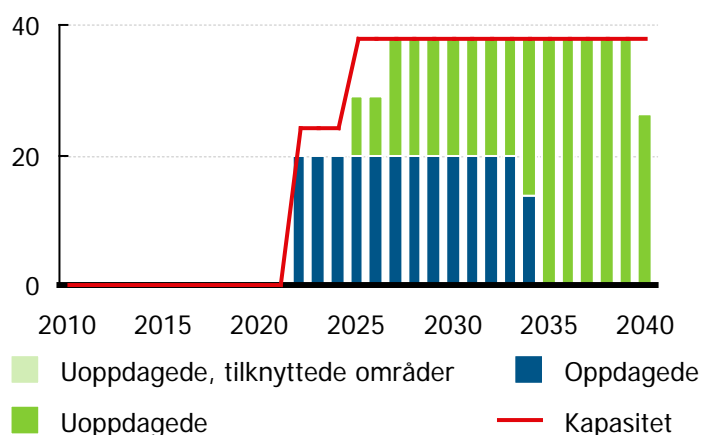
Ny gassinfrastruktur: I ressursbilde Lav er det behov for mindre gasstransportkapasitet fra Barentshavet enn i Medium og Høy. Løsningen skissert her forutsetter dermed et rør med en dimensjon på 32" fra Barentshavet, noe som gir 24 MSm³/dag i kapasitet, eller 38 MSm³/dag med nedstrøms kompressor. Begningene viser at et rør av denne størrelsen muliggjør omtrent lik verdiskaping som et rør på 42", noe som antyder at en dimensjon et sted i mellom kanskje er mest hensiktsmessig for disse ressursene i praksis.

Transportbegrensningen i Åsgard Transport er forårsaket av eksisterende ressurser, og er derfor fortsatt tilstede i ressursbilde Lav. Det er imidlertid i dette ressursbildet redusert behov for den ekstra kapasiteten en "looping" av Åsgard Transport vil gi etter 2022. Det er dermed naturlig å vurdere om behovet i årene før 2022, for eksempel basert på volumer fra Snøhvit, er tilstrekkelig grunnlag for å investere i en slik kapasitetsutvidelse av Åsgard Transport.

I ressursbilde Lav antas det at funnene i Barentshavet Nytt område og Nord ikke er tilstrekkelige til å rettferdiggjøre egne rørledninger for å koble disse til det nye Barentshavsørret. En skipsløsning basert på CNG vil kunne være et aktuelt

Utnyttelse av Barentshavs-rør

Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-13: Utnyttelse av Barentshavsør, ressursbilde Lav

transportalternativ for assosiert gass fra oljefelt i disse områdene, mens rene gassfelt, som i dette ressursbildet antas å være relativt små, sannsynligvis ikke blir bygget ut. Rene gassfunn i Norskehavet Nord-Øst (Lofoten/Vesterålen) vil i dette ressursbildet heller ikke være betydelige, og vurderinger knyttet til lønnsomhet for det enkelte felt, Norskehavet Nord-Øst og Barentshavet sett under ett, vil avgjøre hvilke felt som prioriteres inn i røret sørover.

Investeringskostnaden for et Barentshavsrør på 32" utgjør rundt 18 milliarder NOK, med tilleggskostnad for kompressor på rundt 3 milliarder NOK.

Utnyttelse: Figur 5-13 viser at Barentshavsrøret vil være godt utnyttet frem mot 2040.

Norskehavet Infrastrukturnært:

Som i ressursbilde Medium og Høy, er det i ressursbilde Lav også hensiktsmessig å bygge en forbindelse fra Åsgard-området til NSGI-røret på rundt 10 MSm³/dag (bygges samtidig som NSGI-røret i 2016). På denne måten kan produksjon fra felt som ikke har kapasitet i Åsgard Transport transporteres via Nyhamna i perioden frem til det nye røret til Tampen bygges i 2022. Investeringskostnaden for en slik løsning vil være rundt 1 milliarder NOK.

5.3.2 Konsekvenser for eksisterende gassinfrastruktur

Figur 5-14 viser utnyttelsen av sentrale deler av dagens gassinfrastruktur i ressursbilde Lav, gitt infrastruktur-løsningen som er beskrevet over.

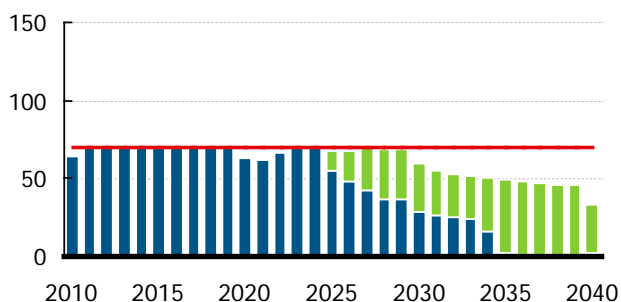
Kårstø vil i dette ressursbildet være fullt utnyttet frem til 2030, før utnyttelsen faller til rundt 60% i 2035 på grunn av fall i produksjonen i Norskehavet. Dette vil danne grunnlag for rasjonalisering av prosesseringskapasiteten på dette anlegget rundt år 2030.

Utnyttelsen av Nyhamna vil falle i takt med produksjonen i Ormen Lange og Norskehavet Frontier, og vil være under 50% utnyttet i 2030. I likhet med Kårstø, vil dette danne grunnlag for rasjonalisering av prosesseringskapasiteten på dette anlegget fra rundt år 2030.

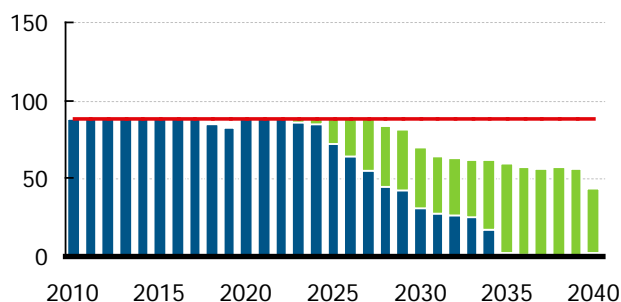
Utnyttelsen av Kollsnes vil som i de øvrige ressursbildene ikke påvirkes av de uoppdagede ressursene i nord.

Offshore prosesseringskapasitet på plattformer i Nordsjøen vil heller ikke påvirkes av volumene fra nord, og vil kunne fases ut i takt med produksjonen fra nærliggende områder.

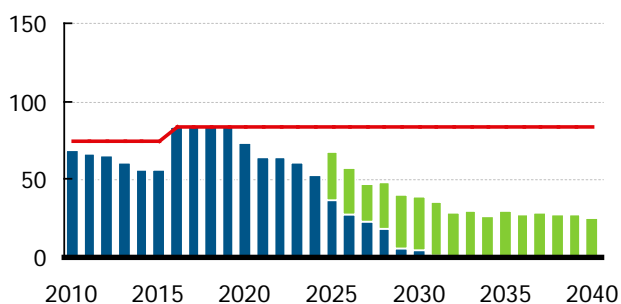
Utnyttelse Åsgard Transport
Maksproduksjon, MSm³/dag



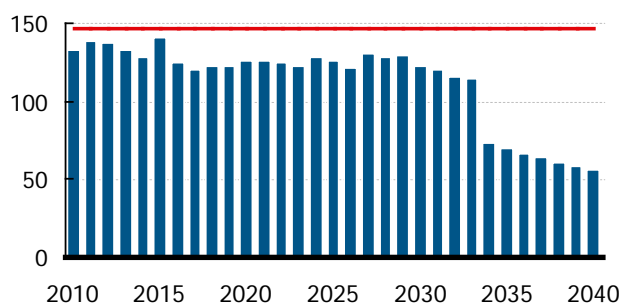
Utnyttelse av Kårstø
Maksproduksjon, MSm³/dag



Utnyttelse av Nyhamna
Maksproduksjon, MSm³/dag



Utnyttelse av Kollsnes
Maksproduksjon, MSm³/dag



■ Uoppdagede ■ Oppdagede — Kapasitet

Figur 5-14: Utnyttelse av eksisterende infrastruktur, ressursbilde Lav

Det pågår for tiden vurderinger knyttet til nye volumer fra Nordsjøen via Kvitebjørn gassrør til Kollsnes som kan øke utnyttelse av dette anlegget ut over det som er indikert i figuren ovenfor, og som ikke er inkludert i NCS2020 analysene. Dette har imidlertid ikke konsekvenser for løsningene som er beskrevet i denne rapporten.

5.4 Sensitivitetsanalyser

I dette kapittelet beskrives resultater fra en rekke sensitivitetsanalyser. Formålet er å undersøke hvor robuste infrastrukturløsninger er dersom uoppdagede ressurser fordeles mer ubalansert, åpning av nye områder utsettes, gassprisen blir lavere enn forventet, gassforbruk i lokal industri øker og dersom det bygges ny LNG-kapasitet på Melkøya. Avslutningsvis diskuteres et eksempel på hva verdien av gassinfrastruktur kan være for oljefelt med assosiert gass. Utgangspunktet for alle sensitivitetsanalysene er ressursbilde Medium.

5.4.1 Ubalanserte ressursbilder

Mens utfallet av uoppdagede ressurser i ressursbildene over er Lav, Medium og Høy i alle underområdene, vurderes her konsekvensene for infrastrukturen av to ubalanserte ressursbilder. I disse to ressursbildene er de uoppdagede ressursene i Norskehavet og Nordområdene (inkludert Norskehavet Nord-Øst) henholdsvis slik som i ressursbilde Høy og Lav, og omvendt.

Resultatene viser at gassinfrastrukturløsningene for Norskehavet og Barentshavet drives både av gassressursene i hvert enkelt område, men også til en viss grad av den overordnede fordelingen av ressurser mellom områder på sokkelen.

Ressursbilde Høy i Norskehavet og Lav i Nordområdene

I dette ressursbildet er det antatt uoppdagede ressurser som i ressursbilde Høy i Norskehavet, og som i ressursbilde Lav i Barentshavet og Norskehavet Nord-Øst. Transportbehovet fra Norskehavet Frontier er derfor som i ressursbilde Høy, mens behovet for Barentshavet er omtrent som i ressursbilde Lav. På grunn av lavere produksjon totalt i Norskehavet og Barentshavet, vil det være mindre behov for ytterligere kapasitet ut fra Norskehavet enn i ressursbilde Høy.

Norskehavet Frontier: Som i ressursbilde Høy, kan det her være behov for et rør fra området med en høy kapasitet. Dette støtter anbefalingen i NSGI-prosjektet om en rørledning med kapasitet opp mot 70 MSm³/dag. I enkelte år mot slutten av 2020-tallet kan kapasitetsbehovet komme helt opp mot 85 MSm³/dag. Et så høyt kapasitetsbehov vil i så fall potensielt inntreffe nær 15 år etter installasjon av rørledningen, noe som øker usikkerheten knyttet til en utvidelse av kapasiteten ut over de anbefalte 70 MSm³/dag.

Barentshavet: Som i ressursbilde Lav, er et Barentshavsør med dimensjon rundt 32" (initieell kapasitet på 24 MSm³/dag) tilstrekkelig i dette ressursbildet. En utvidelse av kapasiteten i Åsgard Transport (gjennom "looping") ut til å ha en positiv forventningsverdi i dette ressursbildet, som et resultat av betydelige funn i Norskehavet Infrastrukturnært. Med økt kapasitet i Åsgard Transport vil det dermed være mulig å bygge et Barentshavsør i 2020. Høyt ressursbilde i Norskehavet vil medføre at kapasiteten i et Barentshavsør ikke kan økes til 38 MSm³/dag (med nedstrøms kompressor) før rundt 2030 (sammenlignet med rundt 2025 i ressursbilde Lav).

Annen ny gassinfrastruktur: Det er behov for ytterligere kapasitet ut fra Norskehavet ettersom Åsgard Transport og Langeled Nord i dette ressursbildet er fullt utnyttet mellom 2020 og 2030. Med en høy kapasitet i røret fra Norskehavet Frontier, samt gjenværende produksjon fra Ormen Lange, vil Langeled Nord være den viktigste transportbegrensningen i denne perioden. For å omgå dette, kan det i dette ressursbildet bygges en ny rørledning mellom Nyhamna og Heimdal-området på 25 MSm³/dag rundt 2023, mens kapasiteten av Nyhamna-anlegget økes tilsvarende. Denne nye rørledningen vil muliggjøre utnyttelsen av tilgjengelig kapasitet mellom Heimdal-området og markedet (via Vesterled og over Draupner). Økt kapasitet mellom Nyhamna og markedet gir også grunnlag for å øke kapasiteten mellom Åsgard-området og Nyhamna med ytterligere 10 MSm³/dag, utover forbindelsen fra Åsgard til NSGI-røret på 10 MSm³/dag. Dette er hensiktsmessig for å sørge for tilstrekkelig kapasitet ut fra Åsgard-området for produksjonen fra Norskehavet Infrastrukturnært og Barentshavet.

Ressursbilde Høy i Nordområdene og Lav i Norskehavet

I dette ressursbildet er det antatt uoppdagede ressurser som i ressursbilde Lav i Norskehavet, og som i ressursbilde Høy i Barentshavet og Norskehavet Nord-Øst. Dette medfører at transportbehovet fra Norskehavet Frontier er omtrent som i ressursbilde Lav, og behovet for Barentshavet omtrent som i ressursbilde Høy. I dette ressursbildet vil det ikke være nødvendig med økt transportkapasitet ut fra Norskehavet, utover en kapasitetsutvidelse i Åsgard Transport.

Norskehavet Frontier: Som i ressursbilde Lav, ser det ut til å være transportbehov ut av området med en kapasitet på 55 MSm³/dag.

Barentshavet: Som i ressursbilde Høy, rettferdiggjør ressurser i Barentshavet i dette ressursbildet en rørdimensjon på 42", noe som gir en kapasitet på rundt 80 MSm³/dag

med nedstrøms kompressor (50 MSm³/dag uten). En "looping" av Åsgard Transport vil frigjøre plass til dette røret allerede i 2020, slik som i ressursbilde Medium og Høy.

Ettersom det i dette ressursbildet er antatt lave uoppdagede ressurser i Norskehavet, vil den samlede kapasiteten i Åsgard Transport og Langeled Nord være tilstrekkelig for ny produksjon fra Nordområdene. Dette gir rom for ytterligere ett rør fra Barentshavet med kapasitet på minst 22 MSm³/dag (32") rundt år 2030, for å veie opp for fall i produksjonen i Norskehavet. Leveransene fra Barentshavet vil i dette ressursbildet dermed være enda høyere enn i ressursbilde Høy, uten at må bygges ny kapasitet mellom Norskehavet og Nordsjøen/markedet.

Norskehavet Infrastrukturnært: Fall i produksjonen fra Norskehavet Frontier og Ormen Lange, kombinert med få nye funn i disse områdene, frigjør plass i Langeled Nord i starten av 2020-tallet. Volumer fra Barentshavet som ikke får plass i Åsgard Transport kan i dette tilfellet transporteres i en ny rørledning mellom Åsgard-området og Nyhamna med en kapasitet på rundt 30 MSm³/dag i 2023, i tillegg til forbindelsen som bygges i forbindelse med NSGI-røret. Denne rørledningen vil være tilnærmet fullt utnyttet helt frem til 2045, og gjennom dette sikre god utnyttelse av Langeled Nord i samme periode.

5.4.2 Åpning av nye områder

Som nevnt i Kapittel 4, er det i ODs scenarioer og i ressursbildene lagt til grunn at Norskehavet Nord-Øst åpnes i 2014, Barentshavet Nytt område i 2016 og Barentshavet Nord i 2025. Ettersom det er knyttet usikkerhet til tidspunkt for igangsetting av petroleumsaktivitetene i disse områdene, er det viktig å forstå hvilke effekter endringer i tidspunkt for igangsetting vil ha på utnyttelsen av infrastrukturløsningene beskrevet over. I dette avsnittes vurderes to alternative utfall for igangsetting av petroleumsvirksomhet i nye områder:

- Norskehavet Nord-Øst kommer 8 år senere (2022), ingen endring for de andre områdene.
- Barentshavet Nytt område og Barentshavet Nord kommer 5 år senere, ingen endring for Norskehavet Nord-Øst.

I analysen vurderes kun effekten som endrede tidspunkter for igangsetting av petroleumsaktivitet har på robustheten av gassinfrastrukturløsninger. Den samlede verdiskapingseffekten fra olje- og gassproduksjon forbundet med åpning er ikke evaluert.

Resultatene fra analysen indikerer at gassinfrastrukturløsningene som er vurdert er relativt robuste for ulike tidspunkt for igangsetting av petroleumsaktiviteten i områdene nevnt ovenfor. Utsettelsen av Norskehavet Nord-Øst vil medføre en noe mindre utnyttelse av Barentshavs-røret, men vil ha liten effekt på total gassleveranse fra sokkelen. Utsettelse av uåpnede områder i Barentshavet vil kun forventes å ha merkbar effekt fra 2040 og utover.

Hovedgrunnene til denne begrensede effekten er for det første antagelsene knyttet til relativt lave nivåer på uoppdagede gassressurser i de ikke-åpnede områdene i ressursbilde Medium. For det andre dimensjoneres ikke Barentshavs-røret i forhold til toppene i den potensielle produksjonen. Dette medfører at visse felt som må vente noen år på ledig transportkapasitet kan komme inn tidligere dersom åpningen av områder forsinkes. Dette kan delvis veie opp for bortfall av produksjon fra de nye områdene.

Selv om betydningen av uåpnede områder er begrenset i denne analysen, betyr ikke dette at åpning av områder ikke er av betydning. Det er stor usikkerhet rundt ressursnivået i de uåpnede områdene, og påviste ressurser vil i virkeligheten ikke fordele seg jevnt på områdene slik det antas i ressursbilde Medium. Spesielt i situasjoner med få nye gassfunn i Barentshavet Sør vil de nye områdene potensielt sett kunne ha stor betydning for å opprettholde de totale leveransene fra norsk sokkel.

For å bedre utsiktene for vedvarende høy gassleveranse fra sokkelen, samt god utnyttelse av et eventuelt Barentshavsrør, er det derfor viktig med høy leteaktivitet i alle områdene i nord.

5.4.3 Lavere gasspris

Mindre gassfelt vil typisk ha høyere produksjonskostnader per enhet enn større felt. Dette gjør lønnsomheten i disse feltene mer sårbar for lavere gasspriser. Ved lav gasspris er det sannsynlig at en del av de utvinnbare ressursene ikke bli funnet og produsert. Dermed faller den samlede gassproduksjonen og utnyttelsen av infrastrukturen som er bygget.

Analysen indikerer likevel at infrastrukturløsningene er relativt robuste til lavere gasspriser enn det som er antatt i basisanslaget (1,84 NOK/Sm³). Først når prisene faller under 1,20 NOK/Sm³ vil en betydelig andel av gassfeltene ikke bli bygget ut. På disse nivåene vil også andre store leverandører av gass til Europa ha vanskeligheter med å få dekket sine fulle kostnader. Et fall i tilbudet av gass til Europa vil bidra til å løfte prisene slik at økonomien for gassfelt på norsk sokkel bedres.

I NCS2020-studien er det vurdert hvor stor andel av ressursene som er økonomisk utvinnbare og som realiseres ved ulike gasspriser. Noen observasjoner kan gjøres basert på disse resultatene:

- Utnyttelsen av gassinfrastrukturen er relativt robust ved gasspriser over 1,20 NOK/Sm³.
- Barentshavet er mer utsatt for prissvingninger enn Norskehavet Frontier og Sub-basalt. Dette skyldes kostnadsøkningen ved arktiske forhold og lengre avstand til eksisterende rørsystem.

En sammenligning med fundamentale prisnivåer for gass i Europa tyder på at ny norsk gassproduksjon er robust mot langsiktige prissvingninger. Egenprodusert gass i Europa vil fortsette å falle, og det samme gjelder produksjon fra eksisterende felt i Russland etter 2020. På sikt må derfor gassprisene dekke den fulle kostnaden for gassleveranser til Europa. Disse kostnadene vil typisk ligge over kostnadene for ny produksjon i Norge, eksempelvis for Russland som ligger lengre fra det europeiske markedet enn Norge. Et kraftig fall i leveransene vil delvis motvirke det skisserte prisfallet, og gjøre at flere felt får tilstrekkelig god økonomi.

5.4.4 Gass til ny norsk industri

Økt gassproduksjon i Nordområdene kan være med på å danne basis for ny regional gasskrevende industri. For å forstå hvilken påvirkning dette kan ha på gassinstrukturløsningene, er det vurdert ulike nivåer for regional bruk av gass i nord. Analysen viser at slik bruk av gass i liten grad påvirker infrastrukturløsningene som er vurdert tidligere i denne rapporten.

Gasscos Industriarena er en etablert møteplass hvor gassbasert innenlands industri diskuteres og vurderes mellom industrielle aktører i oppstrøms- og nedstrømssektoren.

5.4.5 Transport av produksjon fra Snøhvit videreutvikling som LNG

De skisserte infrastrukturløsningene for ressursbildene i Kapittel 5.1.1-5.1.3 inkluderte en rørløsning for gasstransport fra Barentshavet. En alternativ løsning for påviste ressurser er et nytt LNG-tog på Melkøya med kapasitet på 20 MSm³/dag. I dette kapitlet gis det en beskrivelse av hvordan den skisserte infrastrukturløsningen for ressursbilde Medium påvirkes dersom LNG-alternativet velges fremfor en rørløsning.

Et nytt LNG-tog kan bygges i 2018, ettersom det ikke er begrenset av ledig kapasitet i eksisterende gassinfrastruktur. Figur 5-15 viser at det med ny LNG-kapasitet kan være behov for ytterligere kapasitet for potensielle uoppdagede ressurser i ressursbilde Medium, dersom utsatt produksjon skal unngås. Disse ressursene danner grunnlag for et rør fra Barentshavet rundt år 2025. Dette forutsetter at valg av LNG ikke påvirker leteaktiviteten i Barentshavet.

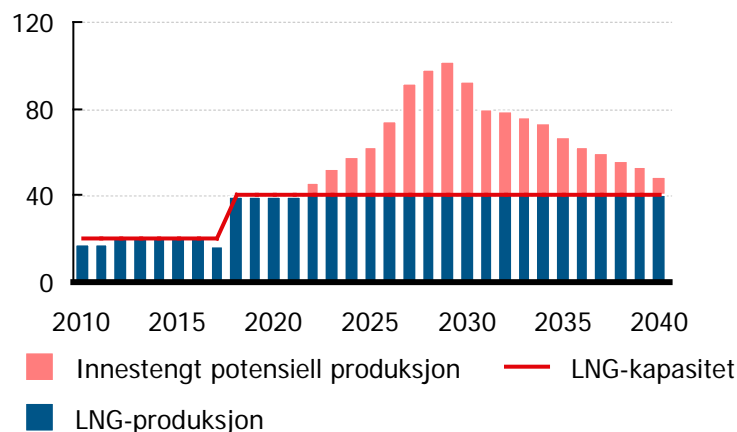
Selv med LNG, vil det i ressursbilde Medium være behov for mange av de samme infrastrukturløsningene som uten LNG. Hovedforskjellen er at et eventuelt Barentshavsrør vil komme senere, og at det vil være mindre behov for å løse opp transportbegrensningen ut fra Norskehavet.

Investeringskostnaden ved å bygge både LNG og rør (totalt rundt 50 milliarder NOK), er betydelig høyere enn for rørløsningen alene, beskrevet for ressursbilde Medium (rundt 30 milliarder NOK). I tillegg vil frakt- og driftskostnadene være høyere for LNG sammenlignet med rørløsning. Mangel på transportkapasitet for gass ut fra Barentshavet (utover Snøhvit) kan potensielt ha betydning for leteaktiviteten og utbyggingstempoet for oljefelt med assosiert gass. Dette må vurderes opp mot en eventuell prispremie som kan realiseres med LNG.

5.4.6 Verdi av infrastruktur for oljefelt med assosiert gass

NCS2020-studien vurderer i første rekke infrastrukturløsninger for fremtidige gassfunn. Samtidig kan det forventes at deler av de uoppdagede gassressursene vil komme som assosiert gass fra oljefunn. For disse feltene vil oljeressursene være drivende for den samlede økonomien, men i tilfeller med moderat størrelse på feltene kan kostnaden for transport av assosiert gass være med på å bestemme hvorvidt feltet blir utviklet eller ikke.

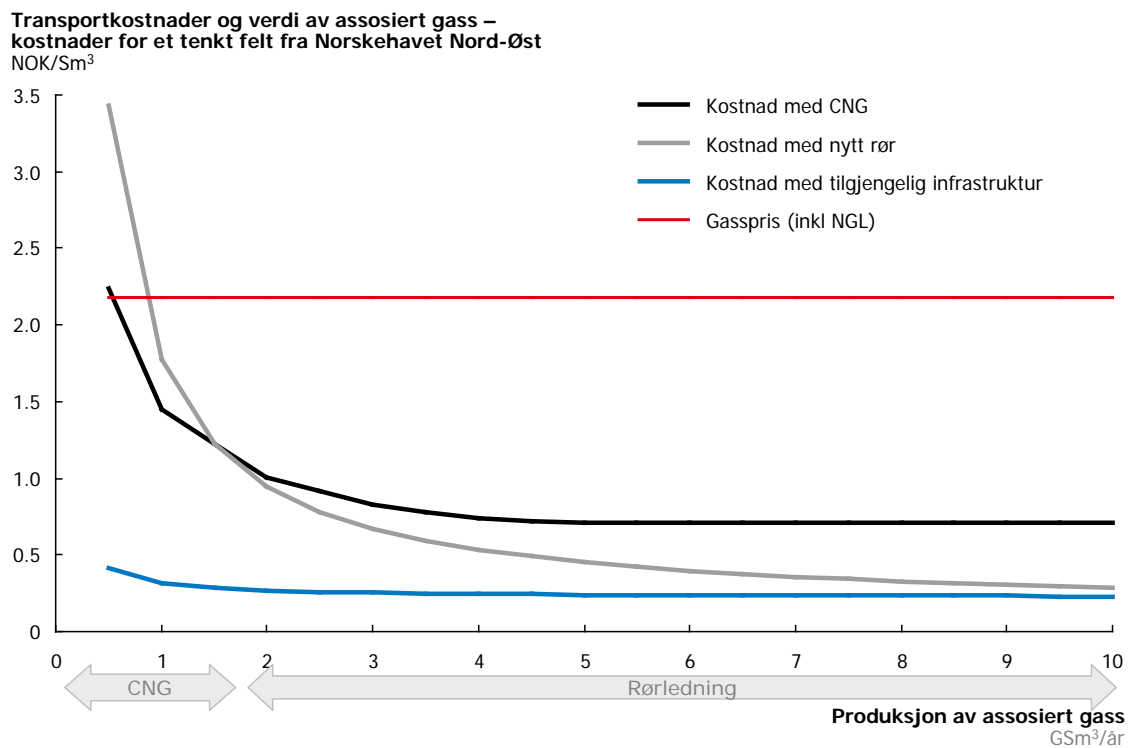
Innestengt potensiell produksjon i Barentshavet og Norskehavet Nord-Øst
Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 5-15: Innestengt potensiell produksjon i Barentshavet og Norskehavet Nord-Øst

Figur 5-16 gir et eksempel på hvordan tilgjengeligheten på infrastruktur for gasstransport påvirker økonomien i et oljefunn med assosiert gass. Eksempelet er for et funn i Norskehavet Nord-Øst, der den assosierte gassen transporteres til Kårstø. Den røde linjen viser markedsverdien av gassen, inkludert verdien av NGL-produktene i den assosierte gassen (det er antatt en relativt rik gass). Verdien av assosiert gass sammenlignes med to situasjoner for tilgjengelig infrastruktur for gasstransport; én der det ikke finnes tilgjengelig gassinfrastruktur, og en annen der det finnes tilgjengelig gassinfrastruktur. Dersom det ikke finnes eksisterende infrastruktur vil typisk CNG være et foretrukket transportalternativ for relativt små gassvolumer (sort stiplet linje). Dersom gassvolumene er større vil skalaøkonomien i en rørledning gjøre dette til en mer kostnadseffektiv transportløsning (grå stiplet linje). Sammenlignet med verdien av gassen er transportkostnadene særdeles høye for små volumer.

Dersom det allerede finnes tilgjengelig gassinfrastruktur, vil kostnadene for gasstransport være betydelig lavere. I figuren er disse kostnadene representert ved den blå linjen.



Eksempler

Goliat

Gullfaks

Oseberg

Statfjord

Åsgard

Figur 5-16: Verdi av assosiert gass med og uten eksisterende infrastruktur

Dette eksempelet viser hvordan tilgangen på gassinfrastruktur øker verdien av oljefelt med assosiert gass. I visse tilfeller kan dette være bestemmende for utbyggingsbeslutningen. Den relativt lave marginalkostnaden for økt kapasitet i gassrør, tilsier at en viss overdimensjonering av transportkapasitet kan være hensiktsmessig for å tilrettelegge for utbygging av både oljefelt og gassfelt.

6 Konsekvenser for utviklingen av gassinfrastrukturen på norsk sokkel

I dette kapittelet beskrives de overordnede funnene fra analysen av ressursbildene. I Kapittel 5 ble det identifisert løsninger for ett og ett ressursbilde. Her er hensikten å identifisere konsekvenser som fremkommer på tvers av ressursbildene. Det er usikkerhet rundt nivået på fremtidige petroleumsproduksjon, men likevel virker en rekke infrastrukturbeslutninger å være robuste på tvers av de ulike ressursbildene.

Følgende sett av hovedobservasjoner følger fra analysen av mulig fremtidig infrastrukturutvikling:

- 1. Fremtidige norske gassleveranser:** Det vil være nødvendig med betydelig leteaktivitet og funn av gassressurser i umodne områder av Norskehavet og Barentshavet for å opprettholde Norges posisjon som en sentral og pålitelig leverandør av gass til det europeiske markedet.
- 2. Transportløsning for gass fra nordområdene:** I ressursbildene som er analysert i NCS2020, og som hensyntar ulikt omfang av uoppdagede ressurser, virker det å være grunnlag for en rørløsning fra Nordområdene. Et eventuelt rør fra Barentshavet kan være i drift i år 2020, og bør ha relativt stor kapasitet for å tilrettelegge for potensielle nye volumer og dermed skape grunnlag for videre utvikling nordområdene som petroleumsprovins.
- 3. Sekvens for infrastrukturutbygging til Nordområdene:** I ressursbildene som er analysert ser det ut til at ressursgrunnlaget for et eventuelt rør nordover ligger i Barentshavet, og at det virker hensiktsmessig å bygge ut mot dette området i ett steg i stedet for en stegvis utbygging.
- 4. Transportløsning for gass fra Norskehavet Frontier (Luva med mer):** En rørløsning som tar hensyn til potensiell produksjon av uoppdagede ressurser er den beste løsningen. Marginalkostnaden ved økt kapasitet er lav i forhold til mulig oppside fra uoppdagede ressurser.
- 5. Transportkapasitet ut fra Norskehavet:** Valg av rørløsning fra Nordområdene til eksisterende gassinfrastruktur i Norskehavet vil kreve investeringer for å løse opp i transportbegrensninger og unngå produksjonsutsettelse.
- 6. Kapasitet og fleksibilitet i tørrgasssystemet:** Tørrgasssystemet vil ha tilstrekkelig kapasitet etter 2020, unntatt i de høyeste ressursbildene. Full utnyttelse av systemet frem mot 2020 gjør at det kan være merverdi i å øke kapasiteten noe for å skape fleksibilitet mot markedet.
- 7. Utvikling av landanlegg:** Eksisterende norske prosessanlegg vil ha tilstrekkelig kapasitet i de fleste ressursbildene, og vil være godt utnyttet minst frem til 2030. Med funn av uoppdagede ressurser godt over forventning kan det være behov for noe ny prosesseringskapasitet.
- 8. Utnyttelse av offshore prosesseringskapasitet:** Det vil ikke være behov for å benytte eksisterende offshore prosesseringskapasitet for gass fra Nordområdene. Denne kapasiteten vil kunne fases ut i takt med fall i produksjonen fra nærliggende områder.
- 9. Utsikter for fremtidige tariffer:** Fremtidige tariffer for rørtransport fra Barentshavet Sør og nye områder i Norskehavet vil kunne være på nivå med dagens

tariffer fra Norskehavet. For uåpnede områder i Barentshavet er tariffbildet avhengig av størrelsen på funnene som blir gjort.

Resten av dette kapittelet går nærmere inn på disse observasjonene.

6.1 Fremtidige norske gassleveranser

Det vil være nødvendig med betydelig leteaktivitet og funn av gassressurser i umodne områder av Norskehavet og Barentshavet for å opprettholde Norges posisjon som en sentral og pålitelig leverandør av gass til det europeiske markedet.

Resultatene fra NCS2020-studien illustrerer at gassleveranser fra modne områder over tid forventes å falle. Produksjon fra eksisterende felt og funn forventes å falle etter 2020, samtidig som forventningene til uoppdagede ressurser i de modne områdene er moderate.

For umodne områder viser ODs ressursanslag at forventede ressurser er høyere enn i modne områder. I tillegg er det en betydelig oppside dersom ressursene skulle bli over forventning. Dette betyr at umodne områder vil spille en sentral rolle for å sikre Norges gassleveranser på lang sikt.

Det vil være nødvendig med betydelig leteaktivitet for å sikre funn av gassressurser i de umodne områdene, og dermed at gassleveransene opprettholdes etter 2020.

6.2 Transportløsning for gass fra Nordområdene

I ressursbildene som er analysert i NCS2020, og som hensyntar ulikt omfang av uoppdagede ressurser, virker det å være grunnlag for en rørløsning fra Nordområdene. Et eventuelt rør fra Barentshavet kan være i drift i år 2020, og bør ha relativt stor kapasitet for å tilrettelegge for potensielle nye volumer og dermed skape grunnlag for videre utvikling nordområdene som petroleumsprovins.

Nordområdene er det området på sokkelen hvor det er størst forventninger til uoppdagede gassressurser. Området har derfor et potensial til å spille en viktig rolle for å opprettholde Norges status som en betydelig og pålitelig gasseksportør. Selv om Snøhvit-området foreløpig er den eneste realiserte utbyggingen i Barentshavet har det det siste året blitt gjort flere lovende funn i området, slik som Skrugard og Norvarg. I tillegg er det planlagt at et stort antall brønner skal bores de to neste årene. Muligheter for en akselerert Snøhvit-utvinning, nye funn og et omfattende boreprogram, gjør det viktig å evaluere mulighetene for hvordan gassen fra nord best kan transporteres. Samtidig viser vurderingene OD har gjort at usikkerheten knyttet til omfanget av uoppdagede ressurser er større desto lenger nord man beveger seg.

Problemstillinger knyttet til eksport av gass fra dette området, tidspunkt for oppstart og transportkapasitet for en rørløsning, samt hvor robust en rørløsning vil være i forhold til LNG har vært sentrale i arbeidet med NCS2020-studien.

6.2.1 Mulige løsninger ved valg av rør

Problemstillinger knyttet til mulige rørløsninger for eksport fra Barentshavet har mange likhetstrekk med situasjonen for det nordlige Norskehav og NSGI-prosjektet; moderate påviste ressurser, betydelig potensial for uoppdagede ressurser, og muligheter for å utnytte skalaøkonomi i en eventuell rørløsning. Samtidig er også situasjonen på flere måter mer sammensatt. For det første er det større usikkerhet rundt tidspunktet for når

et rør kan settes i drift. En rørløsning fra nord må i enda større grad forholde seg til de begrensningene som ligger i eksisterende transportsystem i form av begrenset tilgjengelig kapasitet i de første årene. For det andre er LNG en alternativ transportform til rørledninger for påviste ressurser i Hammerfestbassenget, og det pågår for tiden et prosjekt i Snøhvit-lisensen som ser på denne muligheten. Gassco bidrar her med vurderinger knyttet til rørløsning som alternativ til LNG.

Kapasitet

To hovedalternativer for rørkapasitet har blitt evaluert i NCS2020-studien; et mindre rør (32") med kapasitet på 24 MSm³/dag, hvor kapasiteten ved behov kan økes til 38 MSm³/dag ved å installere en nedstrøms kompressor¹⁵, og et større rør (42") med kapasitet på 52 MSm³/dag, hvor kapasiteten på tilsvarende måte kan økes til 79 MSm³/dag.¹⁶

Det minste røret er tilpasset volumene fra en akselerering av Snøhvitutbyggingen (Snøhvit videreutvikling). To hensyn taler for at ikke bare ressurser i funn bør tas hensyn til i dimensjoneringen av røret. For det første kan omfattende leting de neste årene potensielt føre til betydelige nye funn frem mot 2020. Potensialet understøttes av ODs vurderinger av uoppdagede ressurser beskrevet i "Fire framtidbilder for Norskehavet og Barentshavet". For det andre er det store skalafordeler i utbyggingen av et Barentshavsrør; en økning i rørkapasiteten med 230%, fra 24 til 79 MSm³/dag, vil kun øke i investeringen for rørledningen med rundt 50%.

Nøkkelen til å ta en god beslutning for dimensjoneringen av Barentshavsrøret ligger i å forstå hvilke ressursbilder som gjør at et stort rør (42") vil være å foretrekke framfor et lite rør (32"). Analysene indikerer at verdien ved de to beslutningene er nær identisk dersom uoppdagede ressurser er på nivå med ressursbilde Lav.

Et stort rør gir en opsjon for å øke kapasiteten fra for eksempel 52 til 79 MSm³/dag ved å installere en kompressor på et senere tidspunkt. Denne opsjonen vil utøves når det finnes ressursgrunnlag for dette. Anslagene indikerer at dette er tilfellet for ressursbilde nær Medium eller høyere. I ressursbilde Medium vil utøves benyttes rundt år 2030 når det er ledig kapasitet i Åsgard Transport og Langeled Nord. I ressursbilde Høy er det grunnlag for ny eksportkapasitet fra Åsgard-området, og opsjonen utøves allerede i 2025.

Selv om det er stor usikkerhet rundt ressursgrunnlaget i Barentshavet vil informasjon som avdekkes de kommende årene bidra til å danne grunnlaget for valg av kapasitet i et eventuelt Barentshavsrør. Dersom røret skal være i drift rundt 2020 vil dimensjonen måtte fastsettes i forbindelse med konseptvalg rundt 2016. Selskapets boreprogrammer indikerer betydelig leteaktivitet i årene som kommer, noe som betyr at det på det tidspunkt vil foreligge mer kunnskap om ressursene i Barentshavet. Et mulig utfall er at det i 2016 er påvist tilstrekkelig med gassressurser i Barentshavet Sør med mulig produksjonstart tidlig på 2020-tallet til å rettfærdiggjøre valg en stor dimensjon på røret (42"). Denne rørdimensjonen vil da også gi en opsjon for utvidet transportkapasitet som kan utøves dersom det påvises ytterligere ressurser etter at konseptvalget er tatt. Et slikt hendelsesforløp er antatt for ressursutfall Medium.

¹⁵ Utløpstrykket i Åsgard-området reduseres, noe som medfører betydelig økt gjennomstrømming i røret fra Barentshavet. For å kunne transportere gassen videre i Åsgard Transport økes trykket med en kompressor til et nivå som tilsvarer innløpstrykket i Åsgard Transport.

¹⁶ Disse tallene angir kapasiteten inn til Åsgard Transport dersom det produseres rundt 10 MSm³/dag i Norskehavet Nord-Øst. Kapasiteten ut av Barentshavet uten produksjon i Norskehavet Nord-Øst er henholdsvis 22, 35, 48 og 75 MSm³/dag.

Tidspunkt for oppstart

Samlet norsk gassproduksjon fra eksisterende felt og funn forventes å stige frem mot slutten av dette tiåret, før produksjonen fra reserver i eksisterende felt og funn gradvis vil avta. Nye funn må derfor til for å opprettholde produksjonen. Produksjonen fra eksisterende felt og funn skaper to begrensninger for et mulig rør fra Barentshavet.

For det første er det begrenset kapasitet i eksisterende rør ut av Norskehavet, dvs. Åsgard Transport og Langeled Nord, på de tidene av året hvor behovet er størst. Dette gjør at det eventuelt må gjøres tilleggsinvesteringer i eksisterende system mellom Norskehavet og Nordsjøen dersom Nordområdene skal integreres på et tidlig stadium. Alternativt må produksjon fra eksisterende felt og funn utsettes til etter 2020.

For det andre er det begrenset ledig kapasitet i tørrgasssystemet i årene frem mot og rundt 2020. Dette gjør at det enten må bygges ut ny eksportkapasitet til markedet eller at noen gassvolumer fra eksisterende felt eller funn utsettes for å skape plass til ny gass fra Barentshavet.

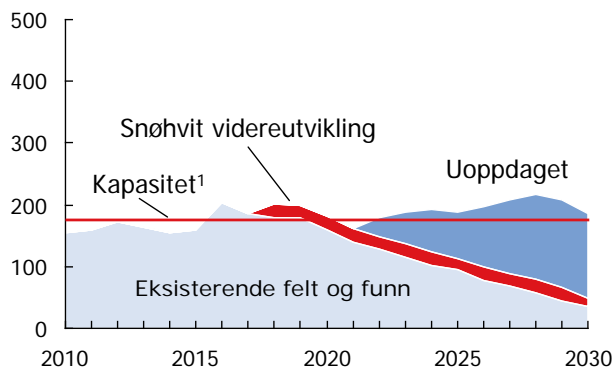
Figur 6-1 illustrerer disse to begrensningene. Den viser at transportbegrensningen er på rundt 20 MSm³/dag i Åsgard/Langeled-aksen i enkelte år før 2020 på de tidene av året hvor behovet er størst. Det er også begrensninger i tørrgasssystemet i denne perioden, i de deler av året hvor behovet for transportkapasitet er størst. I denne rapporten behandles ikke eksisterende begrensninger i tørrgasssystemet frem mot 2020, men muligheter for å unngå at disse begrensningene øker ytterligere med volumer fra Barentshavet blir vurdert.

RESSURSBILDE MEDIUM

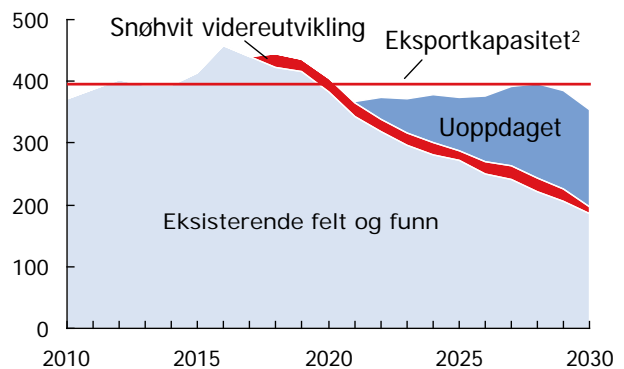
Begrensninger som påvirker innfasing av volumer fra et Barentshavsrør

Maksproduksjon, MSm³/dag

Begrensninger i Åsgard Transport/Langeled



Begrensninger i tørrgasssystemet



1 Åsgard Transport, Langeled, Snøhvit LNG Tog 1, Tjeldbergodden forbruk
 2 Inkludert FLAGS, Snøhvit LNG Tog 1 og Tjeldbergodden forbruk

Figur 6-1: Begrensninger som påvirker innfasing av produksjon fra et Barentshavsrør

Tre ulike oppstartsår for en mulig rørledning fra Barentshavet er analysert, år 2018, 2020, og 2022. Analysen viser at det er naturlig å anta at et eventuelt rør fra Barentshavet kan komme i år 2020 eller senere.

Oppstart 2018: Med oppstart i 2018 slår begge begrensningene beskrevet over tydelig inn. I Norskehavet er Åsgard Transport og Langeled Nord fullt utnyttet i perioder med høyest behov for transportkapasitet, og lenger sør er etterspørsel etter kapasitet ut av

tørrgassystemet høyere enn samlet eksportkapasitet. Det er likevel mulig å gjøre tiltak som gjør at volumer fra Barentshavet får plass i dette året. For å unngå store investeringer i ny gassinfrastruktur utover et Barentshavsrør, må et element i en slik løsning være å redusere produksjonen fra eksisterende felt.

Det finnes et sett av kombinasjoner av infrastrukturinvesteringer og produksjonsjusteringer som muliggjør en oppstart i 2018.

Alternativ 1: "Åsgard-fiks"

- Utsett produksjon fra funn i Åsgard-området for å redusere transportbegrensningen ut av Midt-Norge med rundt 5-10 MSm³/dag
- Delvis "looping" av Åsgard Transport (ca 200 km) for å øke kapasiteten i røret med ~10 MSm³/dag.
- Redusere transportbehovet fra felt i Nordsjøen gjennom endret produksjonsstrategi, noe som kan redusere behovet for transport i relevante deler av tørrgassystemet med rundt 10 MSm³/dag (i tillegg til 5-10 MSm³/dag frigjort gjennom utsatt produksjon i Åsgard-området).

Alternativ 2: "Kollsnes-ruting"

- Ny rørledning fra Åsgard-området til Kollsnes for å øke kapasiteten ut av Norskehavet (med minst 20 MSm³/dag).
- Redusere samlet årlig sving fra felt for å frigjøre vinterkapasitet på rundt 20 MSm³/dag i tørrgassystemet.

Alternativ 3: "Heimdal-ruting"

- Ny rørledning fra Åsgard til Heimdal-området, via Tampen for å øke kapasiteten ut av Norskehavet (med minst 20 MSm³/dag).
- Redusere transportbehovet fra felt i Nordsjøen gjennom endret produksjonsstrategi, for å frigjøre kapasitet på rundt 20 MSm³/dag i relevante deler av tørrgassystemet.

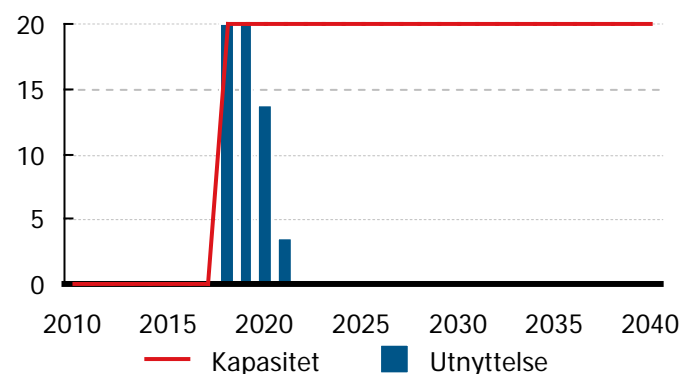
Alternativ 4: "Ny infrastruktur"

- Ny rørledning fra Åsgard til Heimdal-området via Tampen for å øke kapasiteten ut av Norskehavet (med minst 20 MSm³/dag).
- Ny kobling mot britisk riggass infrastruktur for å øke eksportkapasiteten av riggass (med minst 20 MSm³/dag).
- Ingen endringer i produksjonsplanene for eksisterende felt og funn.

Infrastrukturinvesteringene vil være lavest dersom reduksjon av produksjon fra eksisterende felt eller funn tas i Åsgard-Nyhamna-området, mens de vil være større dersom slik produksjonsreduksjon tas lenger sør i systemet. For sistnevnte trengs et nytt rør ut fra Midt-Norge som omgår Åsgard/Langed-transportbegrensningen.

Et annet alternativ er å øke eksportkapasiteten fra sokkelen, eksempelvis ved å bruke eksisterende britisk gassinfrastruktur i Heimdal- eller Sleipner-områdene (alternativ 4).

Utnyttelse av ny kobling til britisk infrastruktur
Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 6-2: Utnyttelse av ny kapasitet mot Storbritannia ved bygging av Barentshavsrør i 2018, ressursbilde Medium

Et nytt rør fra Åsgard kan da gå videre fra Tampen til Heimdal/Sleipner. Ulempen med en slik løsning er at den nye eksportkapasiteten kun vil være godt utnyttet i et par år, før det åpner seg opp ledig kapasitet i Åsgard Transport og Langeled Nord (Figur 6-2).

Oppstart 2020: I 2020 viser Figur 6-1 at det åpner det seg kapasitet i tørrgassystemet. Figuren viser imidlertid også at det fortsatt er nødvendig med visse infrastrukturinvesteringer utover selve røret fra Barentshavet til Åsgard-området for å få transportert gass fra funn i nord ut av Midt-Norge. Uten slike investeringer vil kun om lag halvparten (10 MSm³/dag) av volumene fra Barentshavet få plass i de to første årene etter oppstart.

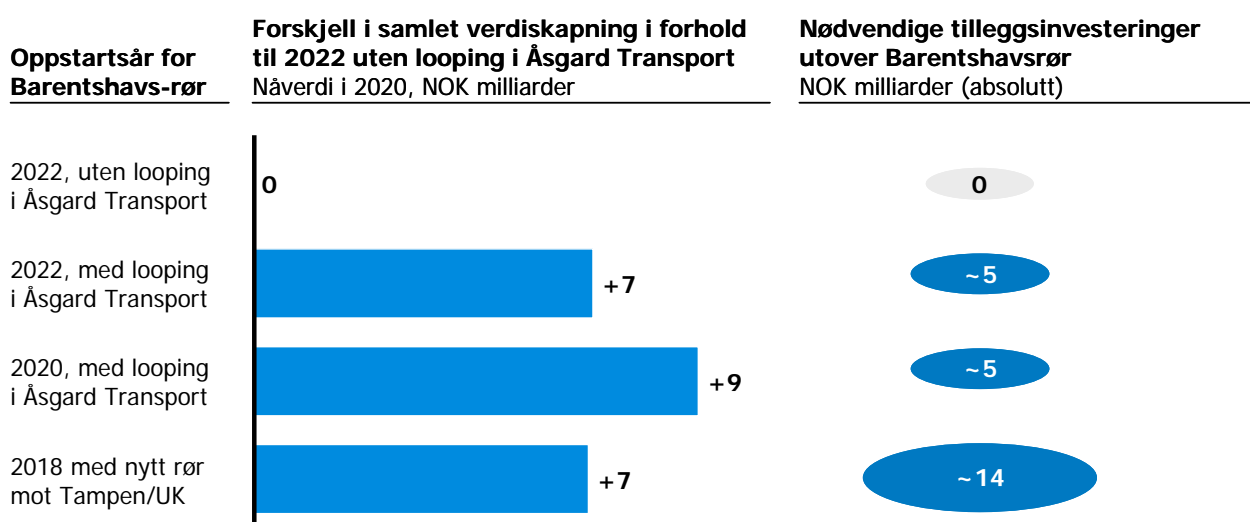
En mulig løsning for å få ut all produksjon fra Snøhvit videreutvikling, er å øke kapasiteten i Åsgard Transport gjennom å forlenge røret fra Barentshavet slik at det kommer inn i Åsgard Transport rundt kilometerpost 200, som beskrevet i avsnitt 5.1.1. På denne måten økes kapasiteten i Åsgard Transport med de nødvendige 10 MSm³/dag.

I ressursbilde Medium og Høy vil imidlertid en slik økning ikke være tilstrekkelig på sikt, og ytterligere infrastrukturinvesteringer er nødvendige for å etablere transportkapasitet ut av området. Løsninger for dette skisseres i Kapittel 6.5.

Oppstart 2022: Ved en oppstart i 2022 vil det være ledig kapasitet både i tørrgassystemet og mellom Norskehavet og Nordsjøen for å få plass til produksjonen fra Snøhvit videreutvikling.

I ressursbildene Medium og Høy kan ytterligere volumer fra Barentshavet gjøre at "looping" av Åsgard Transport kan være lønnsomt også ved oppstart i 2022 for å øke transporten av gass fra området i etterfølgende år.

Oppsummeringsmessig er 2020 og 2022-løsningene strukturelt sett identiske. Figur 6-3 viser et anslag på verdiskapingsbidraget fra ulike oppstartsår. Verdiskapingsbidraget er noe større ved 2020-løsningen enn 2022. De høye påkrevde investeringene ved 2018-løsningen gjør at dette oppstartsåret kommer noe dårligere ut enn 2020 til tross for verdien av tidligere produksjon.



Figur 6-3: Anslag på verdiskapning og investeringsbehov for ulike oppstartsår av et eventuelt Barentshavs-rør

6.2.2 Rør sammenlignet med LNG

I forbindelse med en mulig akselerert utbygging av Snøhvit evalueres to transportløsninger. Som beskrevet over, er det ene alternativet en utvidelse av LNG-anlegget på Melkøya. Det andre alternativet er en rørledning fra Melkøya sørover til eksisterende gassinfrastruktur. Snøhvit-lisensen planlegger å ta et konseptvalg i andre kvartal 2012. Dersom beslutningen blir å videreføre LNG-alternativet, har lisensen en ambisjon om oppstart av et nytt LNG-tog med kapasitet på noe over 20 MSm³/dag i løpet av 2018.

En LNG-løsning har to primære fordeler i forhold til en rørløsning. For det første gir LNG en stor grad av markedsfleksibilitet, slik at gassen kan selges i de høyest prisede markedene globalt. Det er prisforskjeller mellom markeder, og dette kan utnyttes med LNG. For det andre er LNG ikke avhengig av ledig kapasitet i det eksisterende rørsystemet på norsk sokkel. Som diskutert over, medfører veksten i norsk gasseksport til Europa at nye volumer fra nord ikke uten videre er garantert plass i den eksisterende norske gassinfrastrukturen frem mot ~2020.

En rørløsning har også klare fordeler. For det første er transportkostnader¹⁷ generelt lavere for rørløsninger til eksisterende norske rørgassmarkeder enn for LNG. For det andre er det større skalaøkonomi for rør enn for LNG. Enkelte studier har vist at enhetskostnaden prosentvis reduseres halvparten så mye ved å øke kapasiteten i en LNG-løsning sammenlignet med en rørløsning¹⁸. Dette betyr at en rørløsning i betydelig større grad kan bidra til å åpne et område enn det LNG kan. Lavere skalaøkonomi medfører at det er mindre hensiktsmessig å dimensjonere et LNG-anlegg for større volumer enn det som er påvist. For det tredje vil økte volumer til eksisterende anlegg, innenfor disse anleggenes eksisterende kapasitet, ha en positiv effekt på skipernes selskapsøkonomi, ved at driftskostnader per enhet gass vil reduseres. Dette vil igjen kunne ha en konsekvens for hva som vil kunne vurderes å være økonomisk utvinnbare ressurser totalt sett på sokkelen.

6.3 Sekvens for mulig infrastrukturutvikling nordover

I ressursbildene som er analysert ser det ut til at ressursgrunnlaget for et eventuelt rør nordover ligger i Barentshavet, og at det virker å hensiktsmessig å bygge ut mot dette området i ett steg i stedet for en stegvis utbygging.

Utviklingen av norsk gassinfrastruktur har historisk skjedd gjennom en stegvis utvikling fra sør til nord. I første steg mot slutten av 1970-tallet, ble områdene i Nordsjøen nærmest Europa knyttet opp mot markedene med Norpipe- og Vesterled-rørledningene. Deretter ble nye områder i Nordsjøen lengre fra markedene bygget ut på 1990-tallet, før så transport fra Norskehavet startet på 2000-tallet med Åsgard Transport og Langeled. Et mulig rør fra Norskehavet Frontier (Luva-området) vil således passe inn i rekken av stegvise utvidelser av systemet fra sør til nord.

I vurderingen av en utvidelse videre nordover mot Norskehavet Nord-Øst og Barentshavet, er det relevant å spørre seg om denne utviklingen skal videreføres. En

¹⁷ Inkludert drifts- og investeringskostnader for LNG-anlegg og DPC-anlegg for LNG- og rørtransport, henholdsvis

¹⁸ Studier av LNG og rørløsninger i en tidlig fase av NSGI prosjektet viste at enhetskostnaden prosentvis reduseres halvparten så mye ved å øke kapasiteten i en LNG-løsning sammenlignet med en rør-løsning innenfor intervallet 22 - 70 MSm³/dag.

naturlig løsning kunne da være å først koble Norskehavet Nord-Øst opp mot eksisterende infrastruktur lenger sør, før Barentshavet så kobles til Norskehavet Nord-Øst i neste steg.

Det finnes flere forhold som kan være grunnlag for spørsmål om en slik stegvis utvikling vil være rett også for nordområdene.

Ikke-sekvensiell åpning av områder: Den stegvise utviklingen fra sør til nord har tradisjonelt vært tett knyttet til en tilsvarende sekvens for åpning av områdene på sokkelen. Dette er ikke tilfellet i denne sammenheng; Barentshavet Sør har vært åpent for leting siden 1979, mens Norskehavet Nord-Øst ennå ikke er åpnet. Mens det finnes påviste ressurser som gir grunnlag for en rørledning fra Barentshavet, er dette per i dag ikke tilfelle for Norskehavet Nord-Øst.

Usikkerhet knyttet til mengden gassressurser i gassfelt i Norskehavet Nord-Øst: Ressursanslagene fra OD indikerer at Barentshavet er et betydelig mer gassrikt område enn Norskehavet Nord-Øst, som dels har lavere forventede ressurser og også relativt sett har høyere forventninger til olje enn gass.¹⁹ Selv om Norskehavet Nord-Øst hadde blitt åpnet er det derfor ikke gitt at dette hadde dannet en basis for ny gassinfrastruktur, med mindre transportbehov for assosiert gass fra oljefunn skaper et grunnlag for en kommersiell løsning på et tidlig tidspunkt.

Utsettelse av leteaktivitet og utbygging i Barentshavet: Mangelen på transportløsninger for gass er en av grunnene til at olje- og gasselskapene prioriterer oljeprospekter fremfor gassprospekter i Barentshavet. Dersom neste steg i utviklingen av transportsystemet føres til Norskehavet Nord-Øst, vil dette kunne bidra til videre utsettelser av leting etter gass i Barentshavet. Det vil også kunne få konsekvenser for utbyggingen av oljefelt grunnet manglende transportløsninger for eventuell assosiert gass.

Dersom rørledningssystemet skal utvides videre nordover taler disse argumentene for å gjøre dette i ett steg hele veien til Barentshavet. Norskehavet Nord-Øst kan så kobles på dersom området blir åpnet og ressurser påvises.

Selv om Barentshavet er langt fra europeiske gassmarkeder, er den nødvendige utvidelsen sammenlignbar med tidligere utvidelser av gassinfrastruktursystemet. I Figur 6-4 sammenlignes lengden på et mulig rør fra Melkøya til Åsgard Transport med andre rørledninger som har vært bygget på norsk sokkel. Figuren viser at et slikt Barentshavsrør vil være kortere enn Langeled og noe lenger enn Zeepipe, Franpipe og Statpipe som ble bygget på 1980- og 90-tallet.

¹⁹ Se bl.a. ODs rapporter "Petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja" fra 2010 og "Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel" fra 2011.

Rørledning	Lengde i kilometer	Strekning	Oppstartsår
Vesterled	350	• Heimdal – St. Fergus	1978
Norpipe	440	• Ekofisk - Emden	1977
Europipe II	650	• Kårstø - Dornum	1999
Europipe I	660	• Draupner - Dornum	1995
Åsgard Transport	707	• Åsgard - Kårstø	2000
Zeepipe I	814	• Sleipner - Zeebrugge	1993
Franpipe	840	• Draupner - Dunkerque	1998
Statpipe	880	• Statfjord – Kårstø - Ekofisk	1985
Barentshavsrør	1180 ¹	• Melkøya – Åsgard Transport	?
Langeled	1200	• Nyhamna - Easington	2007

¹ Avstand fra Melkøya til Åsgard er rundt 1000 km. For å øke kapasitet i Åsgard Transport kobles røret til Åsgard Transport 180 km lenger nedstrøms ("looping").

Kilde: Gassco

Figur 6-4: Sammenligning av et mulig Barentshavsrør med utbygde rørledninger på norsk sokkel. I eksempelet er det tatt utgangspunkt i at røret starter på Melkøya.

6.4 Gasstransport fra det nordlige Norskehav

En rørløsning som tar hensyn til potensiell produksjon av uoppdagede ressurser er den beste løsningen. Marginalkostnaden ved økt kapasitet er lav i forhold til mulig oppside fra uoppdagede ressurser.

I Norskehavet Frontier ble Luva funnet i 1997, med ca 50 GSm³ i reserver. I de siste fem årene har det vært gjort flere nye mellomstore funn i dette området som gjør en samlet utbygging av regionen aktuelt. Med Linnorm (funnet i 2005), Asterix (2009) og Zidane (2010), er det nå funnet rundt 115 GSm³ i utvinnbare reserver, og det arbeides med å finne en god transportløsning for gassen fra disse feltene. Dette arbeidet har prosjektnavnet Norwegian Sea Gas Infrastructure, NSGI.

NCS2020 har bistått NSGI-prosjektet med å evaluere hva som kan være gode langsiktige løsninger, spesielt med tanke på vurderinger knyttet til potensielle uoppdagede ressurser. Hovedspørsmålet har vært hva som er en hensiktsmessig kapasitet på et mulig gassrør fra Luva til Nyhamna med oppstart i 2016.

Aktørene i NSGI-prosjektet har nylig besluttet at et rør med dimensjon 36"²⁰ og kapasitet på 53-70 MSm³/dag skal legges til grunn for det videre arbeidet. Variasjonen i kapasitet kan forklares med at det er usikkerhet knyttet til hvor gass kobles opp til røret langs rørledningen fra Luva til Nyhamna. Dersom mesteparten av de uoppdagede

²⁰ På grunn av havdybde er dimensjonen på dette rørledningsalternativet 30" de første 60 kilometerne.

ressursene kobler seg på NSGI-røret rundt kilometerpost 60 på NSGI-røret vil kapasiteten inn til Nyhamna være 70 MSm³/dag, mens den vil være 53 MSm³/dag dersom ressursene i hovedsak kobles på røret nær Luva-feltet.

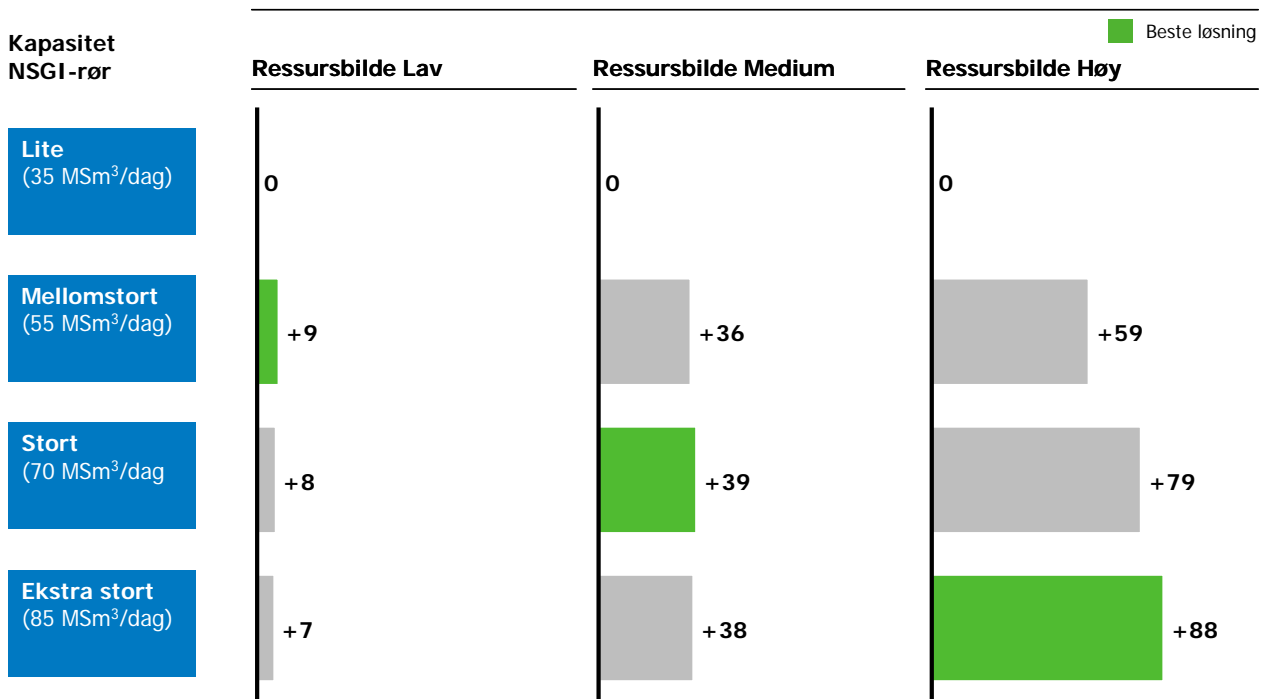
Kapasiteten er høyere enn behovet basert på volumer fra påviste ressurser, og det er særlig to argumenter som taler for en overdimensjonering av NSGI-røret.

For det første er det potensial for betydelige uoppdagede ressurser i Norskehavet Frontier. Ved å velge en større rørdimensjon legges det til rette for at produksjon fra eventuelle nye funn kan fases inn i NSGI-røret på et tidligere tidspunkt. På samme måte skapes det en åpning for aktivitet i det tilhørende området Norskehavet Sub-basalt.

For det andre har NSGI-røret store skalafordeler; ved å øke investeringskostnaden med knapt 40% kan rørkapasiteten økes med nær 150%, fra 35 til 85 MSm³/dag. Et stort NSGI-rør utgjør derfor en rimelig realopsjon for transport av fremtidige påviste nye ressurser.

NCS2020-studien har anslått verdiskapingen som muliggjøres gjennom ulike rørløsninger for de ulike ressursbildene i Norskehavet Frontier og Norskehavet Sub-basalt. En oversikt over resultatene er vist i Figur 6-5.

Muliggjort verdiskaping for ulike ressursbilder utover verdien ved et lite rør
Nåverdi i 2020, NOK milliarder



Merk: Antagelse om at kun én rørledning bygges fra Norskehavet Frontier

Figur 6-5: Verdiskaping ved ulike kapasitetsvalg for NSGI-røret på tvers av ressursbildene

Et lite rør vil ikke være mest lønnsomt i noen av ressursbildene. Et mellomstort rør gir marginalt høyere verdiskaping enn de andre alternativene for ressursbilde Lav. Et stort rør (70 MSm³/dag) skaper større verdier enn de andre alternativene i ressursbilde Medium, mens et ekstra stort rør bidrar til mest verdiskaping i ressursbilde Høy. Figuren

viser også asymmetrien i verdiskapingen; en mindre dimensjonering av røret gir en marginal fordel ved lave ressursbilder, men en stor nedside ved høye ressursbilder.

Med så store volumer som beskrevet i ressursbilde Høy, vil det i en periode også kunne være behov for transportkapasitet ut av Norskehavet Frontier og Sub-basalt ut over kapasiteten som ligger til grunn for NSGI-prosjektet. Som vist tidligere tar det imidlertid nesten 15 år etter driftsstart før transportbehovet inntreffer i dette ressursbildet. Dette legger ytterligere usikkerhet knyttet til hvor riktig det ville være, også i et slikt ressursbilde, å beslutte å øke kapasiteten ut over det som er dagens anbefaling i NSGI-prosjektet.

Samlet sett er den forventede verdiskapingen fra NSGI stor. Anslagene i ressursbilde Medium indikerer at rundt 60% av nåverdien av verdiskapingen for Norskehavet Frontier og Sub-basalt kan komme fra uoppdagede ressurser. Dette illustrerer hvordan NSGI-løsningen er med på å åpne opp et potensielt nytt vekstområde på norsk sokkel og kan stimulere leteaktivitet.

6.5 Løsninger for transportbegrensninger for gass ut fra Norskehavet

Valg av rørløsning fra Nordområdene til eksisterende gassinfrastruktur i Norskehavet vil kreve investeringer for å løse opp i transportbegrensninger og unngå produksjonsutsettelse.

I Kapittel 5 ble det vist at det i alle analyserte ressursbilder eksisterer en transportbegrensning ut fra Midt-Norge. Transportbegrensningen inntreffer i de siste årene før 2020 basert på påviste ressurser i felt og funn i sørlige Norskehav, og videreføres rundt år 2020 basert på gass fra en potensiell rørledning fra Barentshavet. For visse ressursbilder forsterkes transportbegrensningen ytterligere frem mot 2030. De foreslåtte løsningene for å løse opp i transportbegrensningen varierer noe på tvers av ressursbildene.

Et felles element for alle analyserte ressursbilder er en forbindelse mellom NSGI/Nyhamna og Åsgard-området, slik at noe gass kan transporteres fra Åsgard til Nyhamna. Dette bidrar til å løse opp i deler av transportbegrensningen rundt år 2020.

For å løse opp i resten av transportbegrensningen, er det ulike virkemidler i hvert ressursbilde (det antas her at et potensielt rør fra Barentshavet kommer i 2020):

- I ressursbilde Medium vil transportbegrensningen løses ved at røret fra Barentshavet forlenges for å øke kapasiteten i Åsgard Transport ("looping") med rundt 10 MSm³/dag. Deretter utvides kapasiteten på fleksibiliteten mellom Åsgard-området og Nyhamna med 20 MSm³/dag rundt år 2025, når produksjonen kommer fra nord øker og det åpner seg ledig kapasitet ved Nyhamna/Langeled Nord. Dette kan gjøres ved å bygge en ny forbindelse mellom disse systemene, eller ved å øke kapasiteten av den opprinnelige forbindelsen, for eksempel ved installasjon av en kompressorløsning.
- I ressursbilde Høy er volumene såpass store at det kreves andre løsninger enn det som i praksis vil være mulig ved å øke kapasiteten i Åsgard Transport og Langeled Nord. En slik løsning kan være å bygge et nytt rør mot eksisterende områder lenger sør i gassinfrastrukturen. "Looping" av Åsgard Transport og den utvidede forbindelsen mellom Åsgard-området og Nyhamna er da ikke nødvendig.

- I ressursbilde Lav vil det være prosjektøkonomien knyttet til Snøhvit videreutvikling som avgjør hvorvidt det er lønnsomt å "loope" Åsgard Transport.

I praksis er det naturlig å tenke seg at denne usikkerheten håndteres ved at økende kunnskap om ressursgrunlaget over tid resulterer i en sekvens av beslutninger:

- I første steg lages forbindelsen mellom NSGI-røret og Åsgard-området, ettersom dette er hensiktsmessig i alle ressursbilder. Dette ligger også inne som en del av det pågående NSGI-prosjektet.
- Ved en eventuell beslutning om et rør fra Barentshavet, brukes informasjonen som da er tilgjengelig. Hvis det ikke er sterke signaler som peker mot ressursbilde Høy, kan det i første omgang være naturlig å "loope" Åsgard Transport for å sikre plass til tidlig produksjon fra Barentshavet.
- Etter noe mer tid må det fattes en beslutning om økt kapasitet mellom Åsgard og Nyhamna (som i ressursbilde Medium), et nytt rør ut fra Åsgard-området (ressursbilde Høy), eller å vurdere at eksisterende kapasitet er tilstrekkelig (ressursbilde Lav). På dette tidspunktet vil ytterligere informasjon være tilgjengelig som kan danne grunnlaget for denne beslutningen.

Reduksjon i graden av svingproduksjon og utsettelse av nye volumer fra eksisterende felt og funn kan bidra til å løse opp i transportbegrensningen. Disse løsningene, og andre muligheter som ikke er diskutert her, bør vurderes når endelige løsninger for transportbegrensninger eventuelt må besluttes.

Tiltak som løser opp i transportbegrensninger må veie eventuelle reduserte muligheter for å ta ut og evt fraksjonere væskeprodukter opp mot gevinsten akselerert produksjon vil gi.

6.6 Kapasitet og fleksibilitet i tørrgasssystemet

Tørrgasssystemet vil ha tilstrekkelig kapasitet etter 2020, unntatt i de høyeste ressursbildene. Full utnyttelse av systemet frem mot 2020 gjør at det kan være merverdi i å øke kapasiteten noe for å skape fleksibilitet mot markedet.

Tørrgasssystemet for eksport fra norsk sokkel er forventet å være fullt utnyttet på maksdager frem mot 2020. Dette kapitlet ser nærmere på to spørsmål. 1) Er det behov for å øke eksportkapasiteten i tørrgasssystemet gitt fremtidsbeskrivelsen i ressursbildene, og, 2), Hva er verdien av å opprettholde en viss fleksibilitet i tørrgasssystemet, dvs. at det bevisst tilrettelegges for et system som ikke er fullt utnyttet.

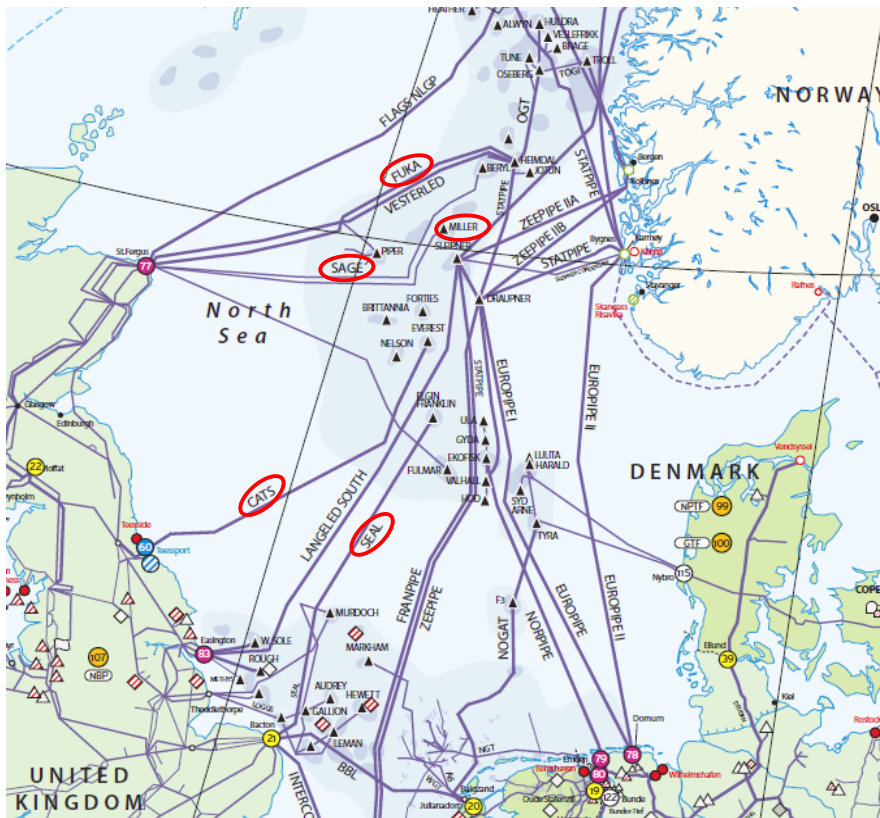
6.6.1 Behov for ny eksportkapasitet i tørrgasssystemet

Analysen av ressursbildene viser at det kun er i ressursbilde Høy at det vil være behov for økt kapasitet i tørrgasssystemet ut mot markedene i Europa. Behovet for økt kapasitet i ressursbilde Høy er rundt 30 MSm³/dag, en økning på rundt 12% av den eksisterende kapasiteten i tørrgasssystemet.

I ressursbilde Høy inntreffer behovet for denne kapasitetsøkningen rundt 2023. Det vil være flere alternativer for å håndtere dette. Som skissert i Kapittel 5 er en mulig løsning et nytt landanlegg for prosessering og et nytt rør for tørrgasseksport derfra til markedet. Dette er en kapitalkrevende løsning, med investeringer på i størrelsesorden 60-80 milliarder NOK.

Et mindre kapitalkrevende alternativ er å koble seg til eksisterende, lavt utnyttede rørledninger på andre lands kontinentalsokler. Den isolert sett mest kostnadseffektive løsningen vil være å utnytte britisk infrastruktur for rikgasstransport. Særlig kan britisk rørkapasitet i nærheten av Heimdal- og Sleipner-områdene være relevant. Av Figur 6-6 ses det at rørledninger som for eksempel SAGE, Miller og FUKA kan være egnede ut fra et geografisk perspektiv. Disse rørene kan til sammen ha oppimot 80 MSm³/dag ledig kapasitet i det aktuelle tidsrommet.

Disse systemene er rikgass-systemer, og gass inn til disse systemene behøver derfor ikke prosessering på et nytt norsk landanlegg for å kunne eksporteres fra norsk sokkel.



Figur 6-6: Mulige oppkoblinger mot eksisterende britisk infrastruktur for rikgass

Gitt at kapasitetsøkningen som trengs i ressursbilde Høy er begrenset relativt til totalt eksportnivå, og gitt at behovet inntreffer i en relativt kort periode kan en alternativ løsning være å skyve noe produksjon utover i tid til det er ledig eksportkapasitet fra norsk sokkel.

6.6.2 Verdien av fleksibilitet og mulige tiltak frem mot 2020

Forventet produksjon fra eksisterende felt og funn indikerer at utnyttelsesgraden av det norske gassinfrastruktursystemet vil øke gradvis frem mot 2020. På vinterstid med høy etterspørsel forventes det at nær all kapasitet i tørrgasssystemet er fullt utnyttet, og at deler av en eventuell produksjonsøkning må skje gjennom redusert svingproduksjon gjennom året. For ressursbilder med mye uoppdagede ressurser vil utnyttelsen av systemet ut mot markedet være meget høy også lenger ut i tid.

For det norske systemet som helhet er det viktig å spørre seg hva som er riktig grad av fleksibilitet i systemet. Er det alltid riktig å søke en maksimal utnyttelse av eksisterende system, eller bør det være en viss fleksibilitet (overskuddskapasitet) i transportsystemet?

Det finnes (minst) tre drivere for å ha slik fleksibilitet tilgjengelig.

- **Reduserte kostnader knyttet til regularitet:** Et fullt utnyttet system er sårbart for kapasitetsbortfall i ulike punkter i transportsystemet. Eksempelvis vil nedetid i en terminal føre til at produksjonen spesielt vinterstid reduseres; i beste fall kan dette kompenseres ved økt sommerproduksjon til lavere priser, i verste fall må produksjonen utsettes i flere år. Regularitetssårbarheten reduseres ved å ha noe ledig kapasitet ut mot markedene.
- **Økte svingmuligheter:** Økt eksportkapasitet gjør at felt med svingkapasitet kan allokere produksjonen til tidspunkter der gassen trengs mest og prisene er høyest.
- **Økt evne til å levere gass til markeder med høyest etterspørsel:** Grunnet små, men eksisterende forskjeller i markedet, eksempelvis nedstrøms transportbegrensninger, er det fra dag-til-dag mindre prisforskjeller mellom markedene. Flexibilitet til å selge gassen i det markedet der prisen er høyest vil øke den gjennomsnittlig realisererte salgsprisen.

Samlet sett er verdien av å ha én ekstra kubikkmeter daglig transportkapasitet tilgjengelig rundt 0,10 NOK (dette kan ses i forhold til prisen per kubikkmeter på 1,84 NOK). Det betyr for eksempel at en kapasitetsøkning ut av sokkelen på 1 MSm³/dag i gjennomsnitt over året er verdt 0,1 MNOK hver dag, dvs rundt 37 MNOK hvert år. Flexibilitetsverdien er størst for den initiale økningen i fleksibilitet mot markedet. Etter hvert som fleksibiliteten (overskuddskapasiteten) øker vil verdien falle ettersom behovet for sesongvariasjon i produksjon blir mettet og utnyttelse av den geografiske fleksibiliteten medfører at prisene på tvers av markedene konvergerer.

Foreløpige resultater indikerer at en investering i kompressorer ved terminaler kan være en lønnsom måte å øke fleksibiliteten på. Kostnaden ved en slik investering er typisk betydelig lavere enn 0,10 NOK per Sm³ i kapasitet. Evalueringen av andre tiltak, blant annet nye koblinger mot eksisterende gassinfrastruktur på britisk, dansk og nederlandsk side, vil kreve en dypere analyse enn det som er gjort i NCS2020-studien.

6.7 Utvikling av landanlegg

Eksisterende norske prosessanlegg vil ha tilstrekkelig kapasitet i de fleste ressursbildene, og vil være godt utnyttet minst frem til 2030. Med funn av uoppdagede ressurser godt over forventning kan det være behov for noe ny prosesseringskapasitet.

Prosessering av gass skjer typisk i to ledd:

1. **Grovseparasjon.** Først foretas en grovseparasjon av brønnstrømmen for å gjøre gassen transporterbar fra felt til prosessanlegg. Her skilles gass fra vann og kondensat. For Ormen Lange og Snøhvit føres brønnstrømmen direkte til land før grovseparasjonen.
- 2a. **Duggpunktsbehandling.** Etter at gassen er grovseparert og ført til et landanlegg, skilles kondensatet fra riggassen. De komponentene som skal til for å gjøre gassen salgbar og transporterbar i henhold til spesifikasjon skilles ut.

2b. Fraksjonering. I noen anlegg fraksjoneres NGL komponentene i en fraksjoneringsprosess slik at de kan selges som enkeltprodukter (etan, propan, normal-butan, ISO-butan, nafta). I Norge skjer dette på Kårstø og gjennom kjeden Kollsnes/Vestprosess/Mongstad og på Melkøya.

I det følgende vurderes behovet for prosesseringskapasitet i de to alternativene; duggpunktsbehandling og NGL fraksjonering.

6.7.1 Kapasitet for duggpunktsbehandling

I ressursbildene Medium og Lav vil det ikke være behov for ytterligere kapasitet for duggpunktsbehandling i Norge. For ressursbilde Høy vil det være et behov for noe ytterligere prosesseringskapasitet, enten som ny kapasitet på land i Norge eller ved tilgang til eksisterende kapasitet i Storbritannia. Eksisterende prosessanlegg vil være godt utnyttet minst frem mot 2030 for alle de analyserte ressursbildene.

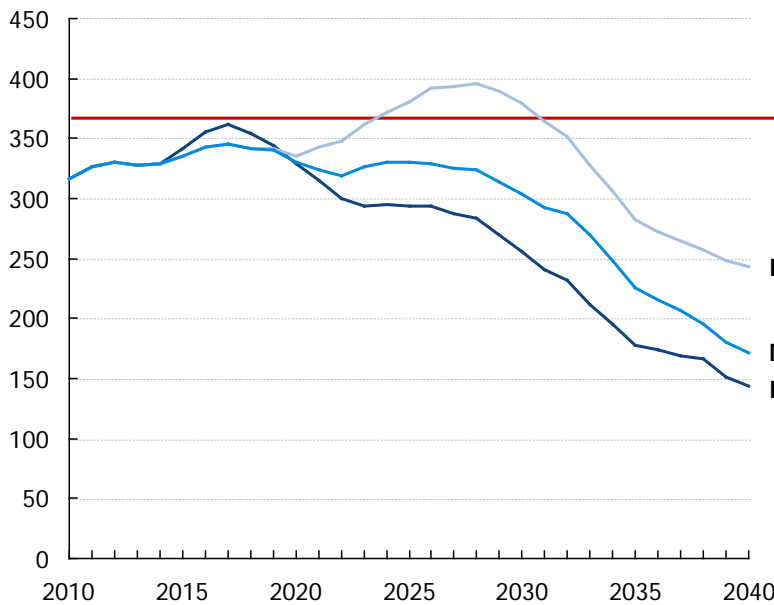
Samlet tilgjengelig prosesseringskapasitet er rundt 425 MSm³/dag. Nær 340 MSm³/dag av disse er på norsk fastland (Kollsnes 146, Kårstø 88, Nyhamna 84²¹, Melkøya 20), mens 30 MSm³/dag er riggass eksportkapasitet for prosessering i Storbritannia (FLAGS til St. Fergus). I tillegg er det rundt 85 MSm³/dag offshore prosesseringskapasitet i Nordsjøen, på Heimdal, Oseberg og Sleipner.

Som Figur 6-7 viser vil behovet for onshore duggpunktsbehandling nå et maksimumsnivå på rundt 400 MSm³/dag i ressursbilde Høy på maksdager. Dette betyr at dersom eksisterende landanlegg (inkludert St. Fergus) anvendes fullt ut, vil det være behov for minst 30 MSm³/dag i ytterligere kapasitet. Siden Kollsnes ikke utnyttes fullt ut med de skisserte infrastrukturløsningene, vil det effektivt sett være et behov for minst 50 MSm³/dag i ny prosesseringskapasitet. Dette kan som tidligere nevnt dekkes enten ved et nytt prosessanlegg eller ved bruk av eksisterende britisk kapasitet.

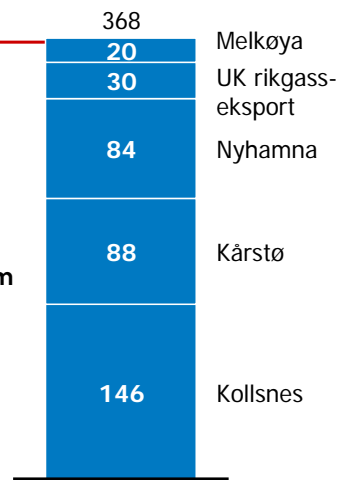
Den forventede produksjonen fra eksisterende felt og funn lagt til grunn i NCS2020 viser at utnyttelsen av eksisterende landanlegg faller etter år 2020. Samtidig viser ressursbildene som er lagt til grunn for uoppdagede ressurser at behovet for prosessering av gass fra Nordområdene øker. Eksisterende landanlegg ligger i tilknytning til transportinfrastrukturen som vil benyttes for å transportere eventuelle nye ressurser nordfra. Det er derfor naturlig å tenke seg at eksisterende landanlegg vil ha en viktig rolle for prosessering av gass nordfra.

²¹ Det er antatt at kapasiteten på Nyhamna økes til 84 MSm³/dag i forbindelse med NSGI-utbyggingen

Nødvendig prosesseringskapasitet på tvers av ressursbilder
Maksproduksjon, MSm³/dag

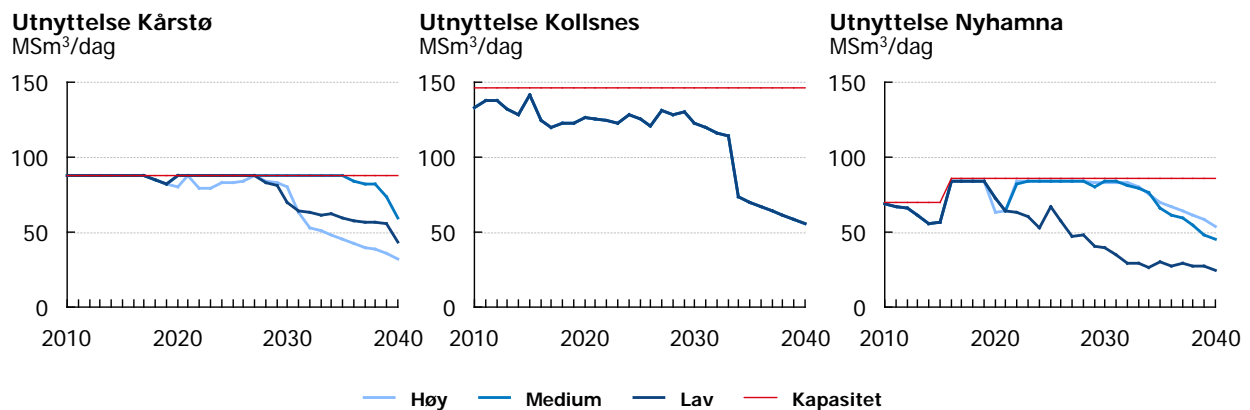


Eksisterende prosesseringskapasitet



Figur 6-7: Behov for onshore prosessering på tvers av ressursbildene

Utnyttelsen av duggpunktskapasiteten på de tre hovedanleggene på Norges fastland vil være god i flere tiår fremover. Figur 6-8 under viser utnyttelsen på vinterstid av Kårstø, Kollsnes og Nyhamna, gitt infrastruktur-løsningene skissert i forrige kapittel.



Figur 6-8: Utnyttelse av Kårstø, Kollsnes og Nyhamna på tvers av ressursbildene

Kårstø vil være nær fullt utnyttet til tidlig på 2030-tallet selv i ressursbilde Lav gitt at store volumer fra nord vil gå gjennom Åsgard Transport. Dersom et nytt landanlegg bygges i ressursbilde Høy, vil Kårstøs utnyttelse falle relativt til utnyttelsen i ressursbilde Medium. Både i Lav og Høy faller utnyttelsen av Kårstøs kapasitet betydelig på 2030-tallet, og det kan bli relevant å redusere kapasiteten og funksjonaliteten i denne perioden.

Kollsnes er ikke direkte berørt av ressursbildene i analysen, ettersom ingen volumer fra Norskehavet og Barentshavet ledes dit. Utnyttelsen vil derfor fortsette å være drevet av Trolls produksjonsprofil over tid.

Det pågår for tiden vurderinger knyttet til nye volumer fra Nordsjøen via Kvitebjørn gassrør til Kollsnes som kan øke utnyttelse av dette anlegget ut over det som er indikert i figuren ovenfor, og som ikke er inkludert i NCS2020 analysene. Dette har imidlertid ikke konsekvenser for løsningene som er beskrevet i dette og de neste kapitlene.

Nyhamna er det anlegget hvor utnyttelsen er mest avhengig av ressursbildet. Dette drives av at Nyhamna delvis er et residualanlegg for volumer fra nord; hvis Åsgard Transport er fullt utnyttet, fraktes overskytende volumer til Nyhamna gitt at det er plass der. I ressursbilde Lav får derfor Nyhamna en dobbel effekt: Dels kommer relativt lave volumer fra Norskehavet, og i tillegg er det ikke behov for Nyhamna/Langeled Nord for å transportere gassen fra Barentshavet til markedet.

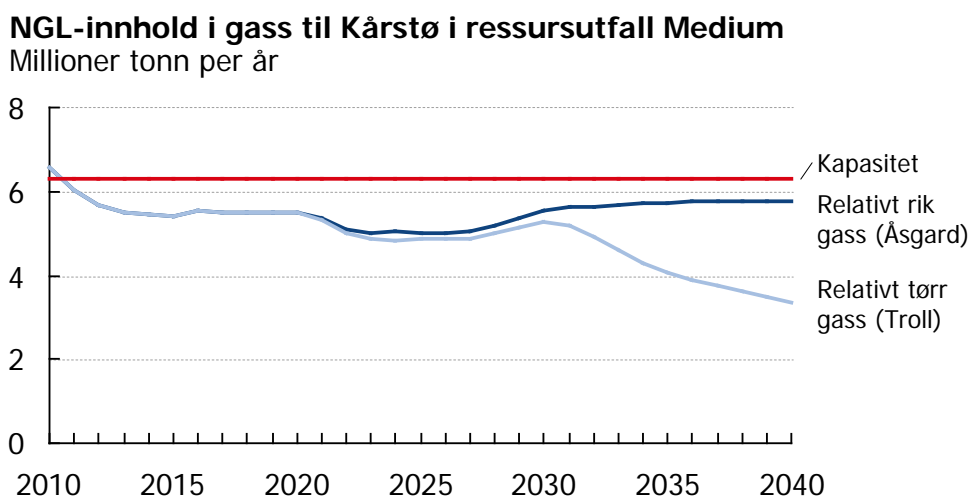
Vurderingene ovenfor er basert på en forutsetning om at gass påvist i nord er noe rikere enn det som i dag kan håndteres på Nyhamna. Det antas derfor at tilgjengelig prosesserings- og fraksjoneringskapasitet på Kårstø utnyttes for å ivareta prosesseringsbehovet for gass fra nord. Skulle det være mindre rik gass som påvises i nord, kan utnyttelse av Nyhamna, spesielt i ressursbilde Lav, være et godt alternativ.

6.7.2 NGL-håndtering og fraksjoneringskapasitet

Per i dag fraksjoneres rikgassen til tørrgass og enkeltprodukter i NGL anlegg på Kårstø og aksene Kollsnes/Vestprosess/Mongstad. Analysene fra NCS2020 indikerer at økonomien ved å utnytte eksisterende fraksjoneringskapasitet vil være god i lang tid. Det synes også å være hensiktsmessig å utvinne væskekomponenter på anlegg som i dag ikke har NGL-håndteringsevne, dersom disse mottar rikere gass enn i dag.

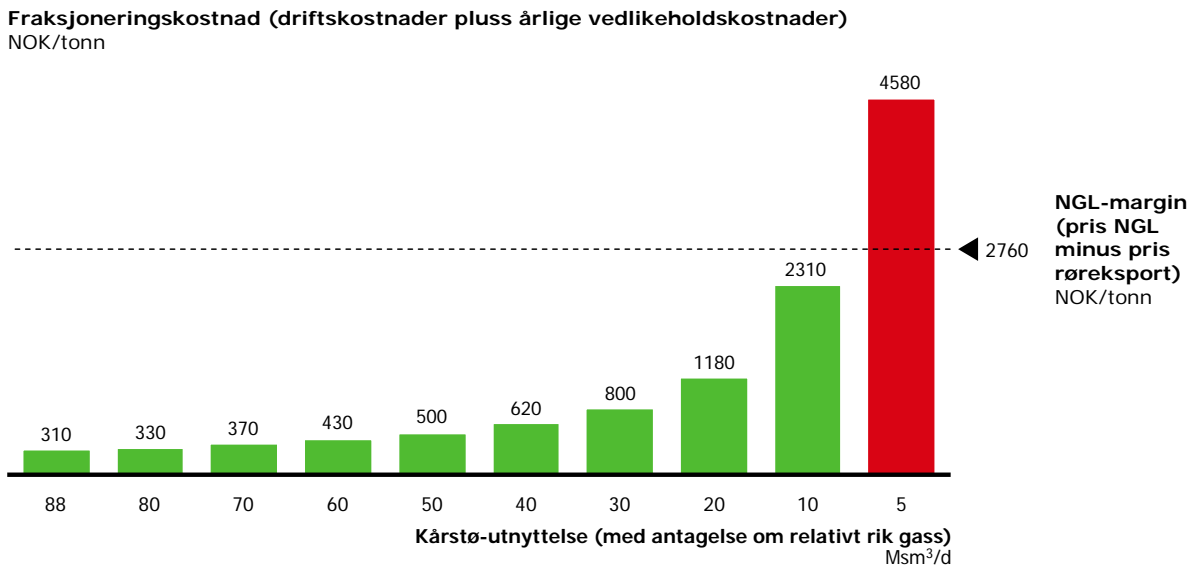
Eksisterende fraksjoneringskapasitet

For Kårstø ser utnyttelsen av fraksjoneringskapasiteten ut til å bli høy frem til i hvert fall 2030, gitt ressursbildene som er vurdert i denne rapporten, og spesielt dersom det legges til grunn at uoppdaget gass nordfra er relativt rik på tyngre komponenter. Figur 6-9 viser at estimerte NGL-volumer til Kårstø vil være betydelige i lang tid, spesielt dersom gassen fra nord er relativt rik (som komposisjonen i Åsgard i figuren).



Figur 6-9: NGL-volumer til Kårstø i ressursbilde Medium for ulike antagelser om gasskomposisjon på uoppdagede ressurser

Gitt prisantagelsene i RNB 2011, og basert på markedsprisene per i dag, vil det være en betydelig merverdi som kan hentes ut i fraksjoneringsprosessen på eksisterende anlegg. Figur 6-10 viser et anslag på de fulle kostnadene forbundet med fraksjonering på Kårstø for ulike utnyttelsesgrader av kapasiteten. I forhold til marginen som oppnås ved fraksjoneringen (pris på NGL-produkter minus pris for tørrgass), er kostnadene lave ved god utnyttelse av anlegget. Enhetskostnadene ved fraksjoneringen øker betydelig først når gassvolumene faller ned mot 20-30 MSm³/dag (gitt en antagelse om gasskomposisjon på linje med i dag). Dette betyr at fraksjoneringskapasiteten på Kårstø vil benyttes i lang tid fremover. Ved lave volumer kan økonomien i fraksjoneringen robustgjøres ytterligere ved å stenge ned ett eller flere fraksjoneringstog.



Antagelser:

- Gasskomposisjon: Transportplan-komposisjon for Kårstø 2012-2034: Etan (C2) 10%, Propan (C3) 7%, Butan (C4) 7% (prosent av samlet vekt)
- NGL-utvinning: Etan (C2) 30%, Propan (C3) 90%, Butan (C4) 95%
- Kostnader: Driftskostnader på rundt NOK 800 millioner per år (FSL), 25% av disse antatt variable. Ingen fyrgasskostnad. CAPEX på NOK 450 millioner (50% av total Kårstø vedlikeholdskostnad, på linje med fraksjoneringsandel av totale driftskostnader)
- Margin på NGL-kurv: NGL-pris 5000 NOK/tonn, som rørgass selges NGL'en implisitt til en pris rundt 2240 NOK/tonn.

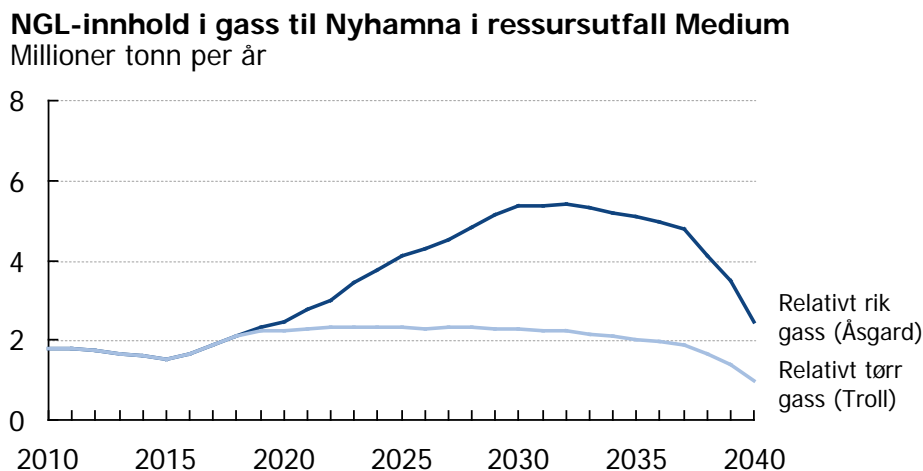
Figur 6-10: Økonomien ved fraksjonering av NGL-produkter ved ulike nivåer på utnyttelsen av Kårstø's kapasitet

Ny NGL- og fraksjoneringskapasitet

Ved rikere gass enn det som ligger til grunn i basisanslagene (Troll-type gass fra Norskehavet, Åsgard-type gass fra Barentshavet), kan det være grunnlag for utvidet NGL-kapasitet. Dette kan enten skje ved å investere i ny NGL-håndtering på eksisterende anlegg (Nyhamna) eller ved å utvide eksisterende NGL-anlegg (for eksempel Kollsnes/Vestprosess/Mongstad).

Dersom gassen fra både Norskehavet og Barentshavet er rik, skapes et grunnlag for økt NGL-håndtering. Figur 6-11 viser NGL-innholdet i gassen som strømmer til Nyhamna i ressursbilde Medium dersom uoppdagede ressurser i Norskehavet har Åsgard-type rikgass snarere enn en komposisjon som Troll/Luva (som i basisanslaget). I dag har gassen til Nyhamna et NGL-innhold på rundt 2 Mt/år. Denne NGL'en skilles i dag ikke ut, men sendes videre i salgsgassen gjennom Langeled. Med rikere gass kan over 5 Mt/år NGL nå Nyhamna frem mot 2030. Dette vil i så tilfelle utgjøre nesten like mye som dagens volumer på Kårstø (rundt 6 Mt/år). For å holde seg innenfor

gasskomposisjonskrav i europeiske markeder, må en del av disse tyngre komponentene skilles ut før gassen kan transporteres gjennom tørrgasssystemet.



Figur 6-11: NGL-volumer til Nyhamna for ressursbilde Medium med tørrere og rikere gasskomposisjon

Dersom NGL-innholdet overstiger eksisterende NGL-håndteringskapasitet finnes tre overordnede løsninger.

1. La en stor del av NGL-innholdet bli værende i eksportgassen.
2. Skille ut en stor andel av NGL-innholdet i et nytt prosessanlegg på land, og deretter transportere den flytende våtgassen til et eksisterende fraksjoneringsanlegg for separasjon av enkeltproduktene.
3. Bygge ut ny fraksjoneringskapasitet på land.

Under rådende markedsforhold der væskeprodukter prises høyt i forhold til gass, synes det å være hensiktsmessig å legge til rette for å ta ut en stor andel av NGL-innholdet i et prosessanlegg. Løsning 2 vil derfor være mer attraktiv enn løsning 1.

Det er derimot mer tvilsomt om løsning 3 bør velges fremfor løsning 2. Selv om prisen på væskeproduktene er høy og fraksjoneringsmarginene ved eksisterende anlegg er gode, synes det å være utfordrende å skape god lønnsomhet i nye fraksjoneringsanlegg grunnet betydelige investeringskostnader.

6.8 Utnyttelse av offshore prosesseringskapasitet

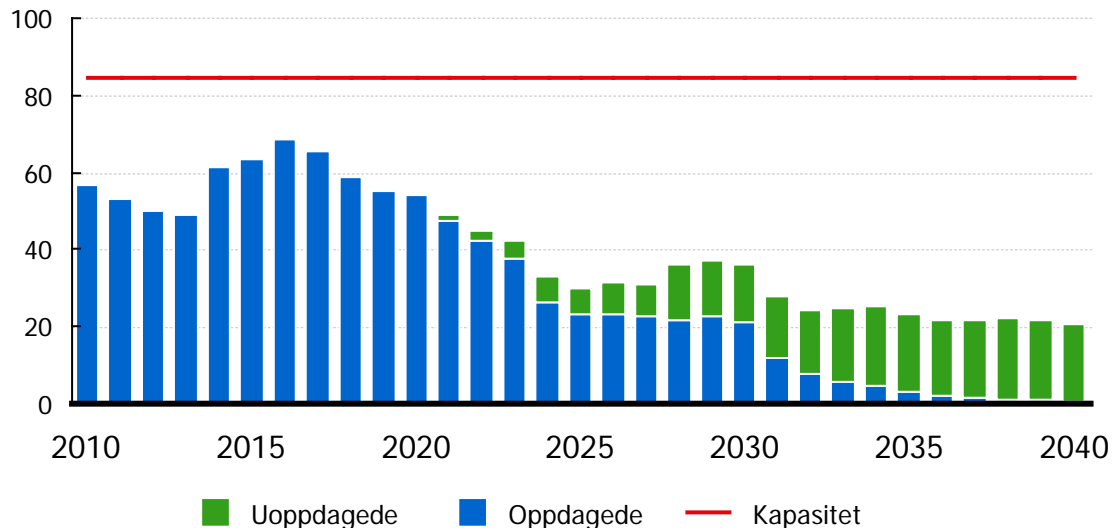
Det vil ikke være behov for å benytte eksisterende offshore prosesseringskapasitet for gass fra Nordområdene. Denne kapasiteten vil kunne fases ut i takt med fall i produksjonen fra nærliggende områder.

Ved inngangen til tørrgasssystemet i Nordsjøen finnes et sett av offshore prosessanlegg på Heimdal, Oseberg og Sleipner som over tid vil oppleve fallende produksjon fra omkringliggende felt og funn. Antakelsene i ressursbildene som ligger til grunn for denne rapporten knyttet til uoppdagede ressurser i Nordsjøen og et begrenset behov for offshorekapasiteten for prosessering av gass fra nord, gjør at utnyttelsen vil falle over tid.

I disse ressursbildene forventes egenproduksjonen å stige de neste årene, før den vil falle betydelig. Dette er illustrert i Figur 6-12 under. Uoppdagede ressurser i Nordsjøen vil over tid kunne kompensere for noe av bortfallet av produksjon, men det er ikke forventet at dette vil dekke opp for fallet i produksjonen fra påviste ressurser. Dersom all offshore prosesseringskapasitet opprettholdes, vil derfor god langsiktig kapasitetsutnyttelse være avhengig av at rikgass-volumer fra nord behøver prosessering i Nordsjøen.

Utnyttelse av offshore prosesseringskapasitet i Nordsjøen

Maksproduksjon, MSm³/dag



Figur 6-12: Gassvolumer for offshore prosessering i Nordsjøen uten ny gass fra nord

I ressursbilde Lav og Medium faser ingen rikgass-volumer fra nord mot offshore-anlegg i Nordsjøen ettersom eksisterende landanlegg har tilstrekkelig prosesseringskapasitet. I ressursbilde Høy er det som nevnt over identifisert et prosesseringsbehov utover eksisterende kapasitet. Likevel er det ikke naturlig å benytte offshore-kapasiteten for infrastruktur-løsningene skissert for ressursbilde Høy: Dersom gassen transporteres til et nytt landanlegg, vil tørr-, og ikke rikgass, bli transportert fra nord. Men, dersom eksisterende britisk infrastruktur utnyttes, vil gassen eksporteres som rik, og ikke tørr gass.

Det ser derfor ut til å være mulig å konsolidere offshore prosesseringskapasitet fra midten av 2020-tallet uavhengig av ressursbilder for Nordområdene. En slik konsolidering vil for eksempel kunne innebære opprettholdelse av kapasiteten på ett eller to anlegg, mens det kan investeres i kostnadsbesparende subsea-løsninger for de andre. Eksisterende offshore prosesseringsanlegg er allerede relativt tett integrert i dag, slik at denne konsolideringen bør kunne gjøres på en effektiv måte. Den nøyaktige løsningen vil delvis være avhengig av hvor uoppdagede ressurser eventuelt blir funnet de neste årene.

Referanser

EIA, *International Energy Outlook 2011*, september 2011

Gassco, *Transport Plan 2011*, april 2011

Oljedirektoratet, *Fire framtidsbilder for Norskehavet og Barentshavet*, august 2011

Oljedirektoratet, *Petroleumsressursene i havområdene utenfor Lofoten, Vesterålen og Senja*, april 2010

Oljedirektoratet, *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel 2011*, september 2011

Oljedirektoratet, *Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel*, oktober 2011

7 Appendiks - Forkortelser

I dette dokumentet anvendes følgende forkortelser og symboler:

"	– Tommer
BH	– Barentshavet
CNG	– Compressed Natural Gas
DPC	– Duggpunktkontrollanlegg
GSm ³	– Milliarder standard kubikkmeter
LNG	– Liquefied Natural Gas
MSm ³	– Millioner standard kubikkmeter
Mt	– Millioner tonn
NGL	– Natural Gas Liquids
NH	– Norskehavet
NOK	– Norske kroner
NSGI	– Norwegian Sea Gas Infrastructure
OD	– Oljedirektoratet
RNB	– Revidert Nasjonalbudsjett
Sm ³	– Standard kubikkmeter
USD	– Amerikanske dollar