



Gassens rolle i Europa - 2017

På oppdrag fra Norsk Olje og Gass
november, 2017

THEMA Rapport 2017- 22

Om prosjektet**Om rapporten**

Prosjektnummer:	NOG-17-01	Rapportnavn:	Gassens rolle i Europa - 2017
Prosjektnavn:	Gassens rolle i Europa - 2017	Rapportnummer:	2017-22
Oppdragsgiver:	Norsk Olje og Gass	ISBN-nummer:	978-82-8368-019-5
Prosjektleder:	Eivind Magnus	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Berit Tennbakk, Marius Holm Rennesund, Anders Lund Eriksrud, Malin Wikum, Adrian Mekki	Ferdigstilt:	22. november 2017

Brief summary in English

This report analyzes the present and future role of natural gas in the European energy sector as well as how European developments affects the Norwegian supplies of natural gas.

The domestic production of natural gas is falling in the EU, whereas the consumption is expected to be relatively stable or increase somewhat in the short- to medium-term perspective, leading to an increasing import dependency. Norwegian gas exports are important to the EU as it makes up over a third of total import volumes and is seen as a reliable gas import source which has, compared to other sources of gas import, a smaller carbon footprint.

In the power sector, gas will continue to provide valuable benefits to balancing power markets as more intermittent renewable power generation capacities are installed, and coal-fired power generation units are faced out. The competitive position of gas versus coal is expected to strengthen, as stricter climate policies are reflected in higher carbon prices. In long-term perspective, a stricter policy on climate gas emissions could lead to a reduction in gas demand as it is out-competed by low-carbon solutions.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Ansvarsfraskrivelse: THEMA Consulting Group AS (THEMA) tar ikke ansvar for eventuelle utelatelser eller feilinformasjon i denne rapporten. Analysene, funnene og anbefalingene er basert på offentlig tilgjengelig informasjon og kommersielle rapporter. Visse utsagn kan være uttalelser om fremtidige forventninger som er basert på THEMAs gjeldende markedssyn, -modellering og -antagelser, og involverer kjente og ukjente risikofaktorer og usikkerhet som kan føre til at faktisk utfall kan avvike vesentlig fra det som er uttrykt eller underforstått i våre uttalelser. THEMA fraskriver seg ethvert ansvar overfor tredjepart.

INNHold

1	INNLEDNING OG BAKGRUNN	8
1.1	Bakgrunn og problemstilling	8
1.2	Overordnet perspektiv	8
2	NATURGASSENS ROLLE I EUS ENERGISYSTEM	11
2.1	Historiske trender og status	11
2.2	Markedsutsiktene for gass i Europa på mellomlang og lang sikt	17
2.3	Norsk gasseksport til Europa	24
3	ANVENDELSER OG KONKURRANSEFLATER FOR GASS I EUROPA.....	33
3.1	Naturgass brukes til en rekke ulike formål i EU	33
3.2	Husholdningenes bruk av naturgass	34
3.3	Naturgassforbruk i industrien	38
3.4	Transport	44
3.5	Kraftproduksjon.....	49
3.6	Biogass og hydrogen kan substituere naturgass.....	57
3.7	Direkte bruk av naturgass gir betydelig lavere utslipp enn strøm fra kullkraft	58
4	NATURGASS SOM SYSTEMPARTNER TIL FORNYBAR ENERGI	63
4.1	Innledning	63
4.2	Økt behov for fleksibilitet.....	63
4.3	Markedet for fleksibilitet	65
4.4	Gasskraftens konkurranseevne	67
4.5	Investeringsutfordringer	69
4.6	Kapasitetsmekanismer.....	70
4.7	Utfasing av kullkraft gjennom nasjonale tiltak.....	72
4.8	Den europeiske gassinfrastrukturen som energilager og transportør av alternative gasser	74
5	KILDER.....	75
	APPENDIX 1: ANTAGELSER FOR UTSLIPPSBEREGNINGER	78

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Naturgassens fremtidige rolle i det europeiske energimarkedet bestemmes av et samspill mellom markedskrefter, politikk og teknologiutvikling. På global basis viser ulike prognoser en fortsatt vekst i gassetterspørselen, særlig i fremvoksende økonomier. I Europa forventes en noe økende eller flat etterspørselsutvikling de neste to tiårene, men dette er prisgitt en rekke usikre forutsetninger, særlig med hensyn til klima- og energipolitikk. Et forventet fall i EU-landenes egen gassproduksjon gjør at det langsiktige importbehovet er ventet å øke framover. Norsk gasseksport til EU utgjorde over en tredjedel av samlet import i 2016, og EU-landene ser på norsk gass som en viktig kilde for å dekke deler av sitt fremtidige importbehov. Det skyldes at produksjon og transport av norsk gass gir lave utslipp sammenlignet med alternativene og at norske gassleveranser skårer høyt i forhold til forsyningssikkerhet.

Bakgrunn og formål

Denne rapporten er utarbeidet av THEMA Consulting Group AS på oppdrag av Norsk olje og gass. Formålet er å gi en overordnet kunnskapsstatus for hvilken rolle gass spiller i det europeiske energimarkedet. Rapporten består dels av en sammenstilling av offentlig tilgjengelige data, analyser og framskrivinger, og dels av THEMAs egne analyser.

Samspillet mellom marked, politikk og teknologi

Naturgassens fremtidige rolle i Europa vil være et resultat av et dynamisk samspill mellom markedskrefter, politikk/reguleringer og teknologi. I dette samspillet er tidsperspektivet viktig: På kort sikt er produksjonskapasiteten, reguleringer og teknologi gitt og markedet avgjør hva slags energiressurser Europa bruker. Men på mellomlang og lang sikt vil teknologiutvikling og endringer i de politiske rammebetingelsene påvirke investeringsbeslutninger og utfasinger, noe som vil ha stor innflytelse på gassens rolle i energimarkedet.

Vi har mange gode eksempler på samspillet mellom politikk, marked og teknologi. For eksempel har støtte til nye fornybare energikilder bidratt til å endre produksjonskapasitetens sammensetning og påvirket kraftprisene i Europa, noe som igjen har påvirket lønnsomheten av gasskraft. Gjennom læringseffekter har fornybarstøtten videre bidratt til at kostnadene knyttet til vind- og solkraft har falt betydelig. Når kostnadene for nye fornybare energikilder faller, får det i neste omgang betydning for reguleringene ved at støtteordningene fases ut.

Forsyningssikkerhet og klima er to sentrale drivkrefter som har hatt og sannsynligvis også i økende grad vil få betydning for europeisk energipolitikk, både på EU-nivå og for det enkelte medlemsland. Høsten 2017 kan vi for eksempel få en ny regjering i Tyskland som vil legge en plan for utfasing av hele eller deler av tysk kullkraft. Det kan endre den tyske energibalansen til fordel for blant annet gass. Forsyningssikkerhet påvirker gassforbrukernes ønske om å diversifisere gassleveransene.

Naturgassens betydning globalt og for EUs energipolitiske mål

Naturgass er en viktig energikilde i det europeiske energisystemet. Over mange år er det bygget opp en stor gassinfrastruktur med et omfattende rørledningssystem, LNG-terminaler og gasslagre. Denne infrastrukturen bygges fortsatt ut. Naturgass vil fortsette å være en viktig del av unionens energisystem også på lang sikt.

EU legger økende vekt på kvotesystemet for klimagassutslipp og det forventes at kvoteprisen stiger på mellomlang og lang sikt. Høyere kostnader knyttet til utslipp av klimagasser øker naturgassens konkurranseevne mot kull, men gjør den samtidig mer sårbar for konkurranse fra fornybare energikilder.

Fallende innenlandsk gassproduksjon i sentrale EU-land fører til at importavhengigheten forventes å stige i årene som kommer. EU legger derfor vekt på å diversifisere sine gassleveranser. Norge er

verdens tredje største gasseksportør og leverer det meste av produksjonen til europeiske kunder. EU ser på Norge som en svært viktig gassleverandør, både fordi norsk gass er kortreist med et lavt karbonavtrykk sammenlignet med andre eksterne gassleveranser og fordi norsk gass bidrar til å opprettholde en tilstrekkelig forsyningssikkerhet i takt med at den innenlandske gassproduksjonen faller i EU.

Norge har store gassressurser som ennå ikke er produsert. Disse ressursene representerer et betydelig verdiskapingspotensial. En videreføring av det gode samarbeidet mellom Norge og EU-landene på gassområdet er derfor en vinn-vinn situasjon. I 2016 eksporterte Norge rekordhøye 108 bcm naturgass til Europa og stod for omkring 36 prosent av EUs samlede import av naturgass.

På global basis fortsetter etterspørselen etter naturgass å øke. IEA forventer en årlig global vekst på 1,6 prosent pr. år i perioden 2016 til 2022. Fremvoksende økonomier, med Kina i spissen, ventes å stå for brorparten av den økte etterspørselen med en forventet vekstrate på 8,7 prosent. I Europa forventes en relativt flat utvikling i etterspørselen de neste fem årene. Mye av veksten fremover vil komme innen industrielle anvendelser. I et tidsperspektiv videre fram mot 2040 forventes en videre vekst i etterspørselen etter gass globalt. Hvor stor veksten blir avhenger blant annet av den fremtidige klimapolitikken.

Naturgassens andel av det primære energiforbruket i EU-landene falt noe mellom 2010 og 2014 på grunn av lavere økonomisk aktivitet som følge av finanskrisen, fallende kullpriser, subsidiert utbygging av fornybare energikilder og milde vintertemperaturer. Siden 2014 har gassforbruket økt og andelen av det primære energiforbruket gått opp og lå i 2015 på rundt 22 prosent. I 2016 og 2017 forsetter økningen i naturgassforbruket i EU med en vekst på 7 og 5,9 prosent i henholdsvis 2016 og 2017¹.

De europeiske gassprisene har falt siden 2014, og gassprisene i USA, Asia og Europa har nærmet seg hverandre. Fallet i gassprisene har både sammenheng med det generelle fallet i energiprisene som følge av oljeprisfallet og sterkere gass til gass konkurranse i kjølvannet av LNG-markedets økende betydning.

På mellomlang sikt forventes det at økende LNG-kapasiteten vil føre til en globalisering av gassmarkedet der amerikanske priser er bestemmende for markedsprisen. De nordamerikanske gassprisene forventes å holde seg relativt lave også fremover på grunn av de store mengdene ukonvensjonelle ressurser fra skifergass som er tilgjengelig til lave kostnader. IEA forventer imidlertid over tid en prisoppgang i Nord-Amerika, både i absolutte termer og relativt til de andre regionene. Prisoppgangen forventes å komme når dyrere skifergassressurser må utvinnes for å møte gassetterspørselen i Nord-Amerika. Europa forventes å beholde posisjonen mellom USA og Asia, og man vil antakelig se en gradvis vridning bort fra langsiktige oljeindekserte kontrakter.

På lengre sikt er naturlig nok etterspørselsutviklingen både globalt og i Europa mer usikker. Ulike langsiktig scenarioanalyser peker på den globale klimapolitikken som en sentral usikkerhetsfaktor. Med en klimapolitikk som er konsistent med togradersmålet (IEAs 450-scenario), kan en ifølge IEA forvente at gassetterspørselen i Europa når en topp rundt 2025, for så å falle fram mot 2040. Over perioden 2014-2040 er det estimert et fall på 22 prosent, det vil si fra 381 bcm til 298 bcm. Samtidig forventes et fall i innenlandsk produksjon over samme periode på omkring 65-70 bcm, så selv med et betydelig lavere gassforbruk i EU som følge av strammere klimapolitikk, vil det kun føre til et begrenset fall i importbehovet for naturgass.

Det er dermed klart at den endelige utformingen av EUs energi- og klimapolitikk for perioden 2021-2030, som er til forhandlinger i 2017-2018, også vil ha stor betydning for gassens rolle i den europeiske energimiksen på lang sikt.

Anvendelser og konkurranseflater for gass i Europa

Naturgass er en svært anvendelig energikilde som både brukes til energiformål og direkte som innsatsfaktor i fremstillingen av ulike varer.

¹ 2017-tall er foreløpig estimat fra Eurogas (Eurogas, 2017)

Husholdninger

Gassforbruket husholdningssegmentet var i 2015 108 bcm, hvilket utgjorde 29 prosent av det totale gassforbruket i Europa. Forbruket økte med seks prosent mellom 2014 og 2015, men har i løpet av det siste tiåret falt med 17,5 prosent. Gass brukt i husholdningssektoren går først og fremst til romoppvarming, oppvarming av vann og til matlaging. Bruken av gass til oppvarmingsformål gjør forbruket temperatursensitivt, og gassforbruket varierer derfor både fra år til år og mellom sesonger avhengig av temperaturen. Utviklingen i gassforbruket fremover vil avhenge både av befolkningsutvikling og bosettingsmønster og hvor effektivt energien brukes.

Etterspørselen etter gass i husholdningssegmentet kan utfordres av utbygging av fjernvarme, overgang til elektrisk oppvarming og energieffektiviseringstiltak som reduserer oppvarmingsbehov mm.. Brenselskostnaden utgjør den største delen av kostnadene forbundet med varmeproduksjon, noe som betyr at endringer i de relative brenselskostnadene inklusiv skatter og fremtidige CO₂-priser er den faktoren som har størst betydning for gassens konkurranseevne i husholdningssegmentet på lang sikt. En overgang fra gass til elektrisk kraft eller fjernvarme krever likevel i mange tilfeller betydelige investeringer i infrastruktur for distribusjon, noe som gjør at eventuelle endringer i husholdningssegmentet trolig vil ta en del tid. Det forventes derfor en relativt stabil utvikling i husholdningenes etterspørsel etter gass på kort og mellomlang sikt.

Gass til sentral kraft- og varmeproduksjon

Gassforbruket til sentral kraft- og varmeproduksjon var i 2015 like stort som for husholdningene (108 bcm), tilsvarende en andel på 29 prosent av det europeiske markedet. Forbruket viste en oppgang på seks prosent i forhold til 2014, men har i løpet av det siste tiåret falt med 29,5 prosent. Gasskraftproduksjonen har svekket seg i Europa på grunn av lave kull- og CO₂-priser, men forventes å øke igjen. Gasskraft brukes i dag i stor grad som spisslast, dvs. i de timene når kraftetterspørselen er høy. Gasskraft har lavere kapitalkostnader enn alternative produksjonsteknologier, men har i Europa høyere brenselskostnader målt pr. energienhet.

Den viktigste drivkraften for økt gasskraftproduksjon er klimapolitikken, som forventes å føre til økte CO₂-priser. Det vil forbedre konkurranseposisjonen for gasskraft relativt til kullkraft. En styrt og fremskyndet utfasing av kullkraft vil kunne gi en rask forbedring av gasskraftens konkurranseevne i kraftmarkedet. På lang sikt vil samtidig en økende CO₂-pris alt annet likt også gjøre at fornybare energikilder kommer bedre ut relativt til gass, noe som reflekteres i at IEA og BP har betydelig lavere estimater for naturgassetterspørselen på lang sikt i sine lavutslippsscenarioer.

Industri

Med et gassforbruk i 2015 på 102 bcm sto industrien for 27 prosent av det europeiske gassmarkedet, en oppgang på ca. to prosent i forhold til 2014. Forbruket ligger godt over bunnivået fra 2009 på 90 bcm. Sammenlignet med 2005-nivået har imidlertid gassforbruket i industrien falt med 18,5 prosent. Kjemisk og petrokjemisk industri er den største gassbrukeren i industrien. Her anvendes gass både som innsatsfaktor og til energiproduksjon. Jern- og stålindustrien, ikke-metalliske mineraler og matindustrien er andre store gassforbrukere. I industrisektoren har vi sett et fallende gassforbruk som følge av energieffektivisering, endring av næringsstrukturen, få nyetableringer og lave kullpriser, men det har vært en viss oppgang etter 2009 på grunn av et høyere aktivitetsnivå. Også for industrien er gassprisen en viktig konkurransefaktor og land som kan tilby gass til lave priser har dermed en konkurransemessig fordel. Det ventes sterk global vekst i industriens gassetterspørsel, men dette er først og fremst drevet av fremvoksende økonomier som Kina og India.

Privat og offentlig tjenesteyting

Privat og offentlig tjenesteyting stod for rundt 13 prosent av det samlede gassforbruket i EU i 2015, med et forbruk på 50 bcm. Gassforbruket i dette segmentet har vist en ganske stabil utvikling de siste 10 årene.

Transport

I transportsektoren spiller gass foreløpig en relativt beskjeden rolle i EU, men det er i denne sektoren den prosentvise veksten antas å bli sterkest fremover, særlig innen vei- og skipstransport. Det nye svoveldirektivet som trådte i kraft 1.januar 2015 forventes å øke interessen for gassdrevne skip i europeiske farvann.

Naturgassens rolle på vei mot en klimavennlig framtid.

Naturgass har lave utslipp sammenlignet med kull

Et viktig spørsmål er hvilken rolle gass vil spille både globalt og i Europa i årene som kommer i lys av det en kan forvente av fremtidig energi- og klimapolitikk og teknologiutvikling. Langsiktige analyser av energimarkedet forventer at gassetterspørselen påvirkes en hel del av forutsetningene om fremtidig klimapolitikk. Men selv i scenarier som bygger på togradersmålet, opprettholder gass en andel av den globale energimiksen på rundt 21-22 prosent. Det skyldes at gass i stor utstrekning vil erstatte kull i mange regioner, ikke minst i mange fremvoksende økonomier. Vi ser av tabellen nedenfor grunnen til det. Utslippene pr. MWh kraftproduksjon fra gasskraftverk er under halvparten av utslippene fra kullkraftverk.

Utslippsfaktorer per enhet energi.

	Steinkull	Brunkull	Gass
Utslipp per brenselshet	0,34 tonn/MWh	0,4 tonn/MWh	0,2 tonn/MWh
Utslipp per enhet kraftproduksjon (med gjennomsnittlig virkningsgrad)	0,90 tonn/MWh	1,06 tonn/MWh	0,39 tonn/MWh

IEA forventer at en politikktutforming som er i tråd med en oppnåelse av togradersmålet vil kunne føre til et fall i EUs gassetterspørsel på 83 bcm over perioden 2014 til 2040 (IEAs 450-scenarier).

Direkte bruk av naturgass har lavere utslipp enn direkte bruk av kraft basert på kull

Bruk av naturgass til oppvarming har lave utslipp sammenlignet med strøm fra kullkraft (uten CCS). Vi har undersøkt virkningen på klimagassutslippene under ulike forutsetninger om hva slags kullkapasitet som fases ut. Som det fremgår av tabellen under, har direkte bruk av gass lavere utslipp enn kraftproduksjon basert på kull. Selv når eksosgassen fra kullkraft renses med CCS, er utslippene fra direkte bruk av gass bare 8 prosent høyere.

Utslippsberegninger kullkraft og direkte bruk av gass (gCO₂ek/kWh).

	Kullkraft					Gass
	I. Kortsiktig marginal	II. Ny kullkraft	III. Kullutfasing	IV. Kullutfasing (inkl. kraftvarme)	V. Kullkraft med CCS	Direkte bruk
Utvinning, prosessering og transport	72	54	72	59	84	7
Kraftproduksjon	904	680	967	790	105	0
Distribusjon	38	29	40	33	7	6
Utslipp i husholdning	0	0	0	0	0	200
Totale utslipp	1 015	763	1 079	882	196	212

Naturgass som systempartner for fornybar energi

Fornybar kraftproduksjon fra vind- og solkraftverk er væravhengig, uregelmessig og uforutsigbar. De utfordringene dette skaper, kan reduseres noe når fornybar kraftproduksjon blir en større del av energisystemet der ulike områder med fornybar kraft i samspill kan dempe enkeltinstallasjonenes svakheter. Det betyr likevel at kraftsystemet har behov for kapasitet som raskt kan komme inn i markedet når det er behov for det.

Foreløpig har mye av fleksibilitetsbehovet i det europeiske markedet blitt dekket av kullkraftproduksjon. Kullkraft er ikke like fleksibelt som gasskraft, men har nytt godt av lave kullpriser og lave CO₂-priser. Fremover forventes det en nedbygging av kullkraftkapasitet i Europa og at fornybarkapasiteten bygges opp. EU har f.eks. mål om at andelen fornybar energi skal øke til 27 prosent² i 2030, noe som tilsvarer at rundt 50 prosent av kraftproduksjonen skal være basert på fornybare energikilder. Det blir med andre ord behov for mer fleksibilitet i systemet, samtidig som kullkraftkapasiteten reduseres. Det kortsiktige fleksibilitetsbehovet kan i mindre grad dekkes av brunkull og kjernekraft.

Gasskraft tilbyr egenskaper som er svært gunstige i et kraftsystemperspektiv. Gasskraften er fleksibel og er i stand til raskt å tilpasse seg til endringer i last og fornybar kraftproduksjon. I tillegg har gasskraften svært høy tilgjengelighet, det vil si at gasskraft er tilgjengelig når det er behov for effektkapasitet, for eksempel på kalde vinterdager i Europa.

På lang sikt er teknologiutviklingen avgjørende. Det skjer i dag mye på utviklingen av lagringsteknologi, for eksempel batterier. Batteriteknologi er i dag svært dyrt, men kostnaden er fallende. Dersom teknologiutviklingen fortsetter i et raskt tempo, kan kombinasjonen av sol- og/eller vindkraft med batterilagring tilby høy fleksibilitet og tilgjengelighet, og på denne måten utkonkurrere gasskraft.

Forbrukere kan også bli konkurrenter i markedet for fleksibilitet ved at husholdninger eller bedrifter kan endre sitt forbruk når det er behov for det. Innføring av ny teknologi, som for eksempel smarte målere (AMS), forventes å gjøre forbrukerfleksibilitet tilgjengelig i markedet.

Kapasitetsmekanismer

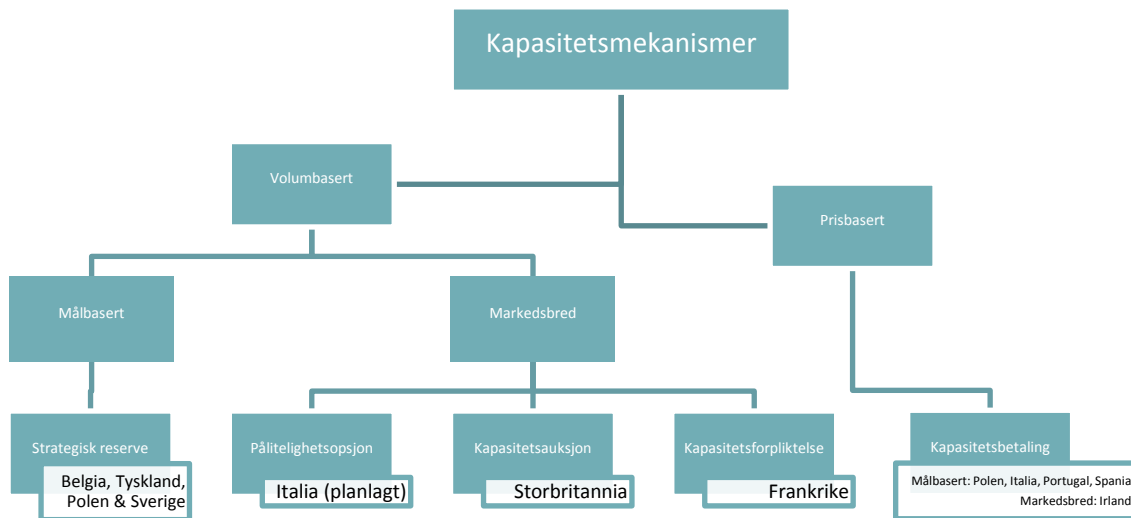
Det er ulike syn på om den nåværende utformingen av kraftmarkedet har evne til å stimulere til at det bygges tilstrekkelig kapasitet til å dekke forbrukstoppene - den såkalte spisslasten, som ofte er basert på gass. I dag er det lite lønnsomt å investere i spisslastkapasitet basert på markedspriser. Noen mener at dagens marked er designet på en måte som aldri vil stimulere til investeringer i spisslastkapasitet, mens andre mener den nåværende markedssituasjonen er forbigående og et resultat av den omfattende, pågående omleggingen av det europeiske kraftsystemet.

Tilhengerne av det siste synet viser til at subsidieringen av ny fornybar kraftproduksjon har gitt et kraftoverskudd og lave priser. Samtidig er hverken kraftnettet eller øvrig produksjonspark tilpasset den nye situasjonen. Det har tidligere vært lite behov for å aktivisere forbrukssiden i markedet, men nye løsninger og større prisvariasjon vil endre på dette. De mener derfor at usikkerheten vil bli redusert på sikt slik at markedet igjen gir grunnlag for tilstrekkelige investeringer. I en overgangsperiode kan det likevel være behov for kapasitetsmekanismer for sikkerhets skyld.

Er man tilhenger av det første synet, vil man hevde at hele markedetsdesignet må reformeres og at det må innføres permanente kapasitetsmekanismer. Med det siste synet som utgangspunkt, er det viktig å utforme kapasitetsmekanismer som griper minst mulig inn i markedet, og som det er lett å fase ut når markedet har kommet gjennom overgangsperioden. Foreløpig har EU-kommisjonen valgt å følge denne logikken.

Flere land i Europa har innført, eller vurderer å innføre, kapasitetsmekanismer. Noen land har hatt kapasitetsmekanismer, men er i ferd med å legge dem om. Når kapasitetsmekanismer innføres, vil gasskraft få betaling for å være tilgjengelig i markedet, ikke bare når de produserer. Pr. i dag (oktober 2017) er status for kapasitetsmekanismer i EU følgende:

² EU-Kommisjonens forslag fra 2016 var på en målsetning på 27 prosent. Målsetningen er en del av forhandlingene som pågår mellom Parlamentet, Rådet og Kommisjonen i 2017-18, og kan komme til å endre seg. Det vil i så fall sannsynligvis bli satt høyere snarere enn lavere.

Figur 1: Kapasitetsmekanismer

Kilde: ACER (2013) og Europaparlamentet (2017)

Gassinfrastrukturen kan brukes som et element i omstillingen til lavkarbonsamfunnet.

Den europeiske gassinfrastrukturen kan også spille en viktig rolle i utviklingen av et europeisk energisystem med lave karbonutslipp. For det første er infrastrukturen en forutsetning for å kunne substituere kull med gass der det er aktuelt. Derneft kan gassinfrastrukturen brukes til å frakte andre gasser, som for eksempel biometan (biogass) eller syntetisk naturgass. Disse gassene kan blandes inn i eksisterende naturgassleveranser i større eller mindre grad.

Gassinfrastrukturen kan også på sikt spille en viktig rolle i en eventuell utrulling av «power-to-gas» lagringskonsepter, som innebærer at det produseres hydrogen gjennom elektrolyse i perioder med overskudd av fornybar kraftproduksjon. Gassnettet kan da med noen modifikasjoner benyttes til å transportere hydrogengassen til og fra egnede lageranlegg.

Hydrogen

De to mest brukte prosessene for fremstilling av hydrogen er dampreforming (SMR) og elektrolyse, hvorav førstnevnte er klart mest utbredt i dag. I dampreforming fremstilles hydrogen ved at metangass og vanddamp utsettes for høyt trykk og høy temperatur og gir hydrogen og karbondioksid. Dampreforming er en utbredt metode som brukes industrielt over hele verden i bl.a. i oljeraffinerier. Ved elektrolyse brukes elektrisk kraft til å spalte vann til hydrogen og oksygen.

Hydrogen produsert med dampreforming benytter gjerne naturgass som innsatsfaktor og er dermed en potensiell kilde til økt etterspørsel. Samtidig vil hydrogen kunne brukes til en del av de samme funksjonene som naturgass, og er derfor også et potensielt substitutt. Hydrogen produsert med elektrolyse vil, dersom det er fremstilt ved bruk av fornybar elektrisitet, også ha langt lavere klimagassutslipp.

Pr. i dag er hydrogen produsert ved elektrolyse for kostnadskrevenende til å være en direkte konkurrent til naturgass på mange områder, men fortsatt teknologisk forbedring, strammere klimapolitikk og en økende andel uregulerbar kraftproduksjon som tidvis vil gi svært lave kraftpriser vil kunne bedre konkurranseevnen på sikt.

1 INNLEDNING OG BAKGRUNN³

1.1 Bakgrunn og problemstilling

Norge er en betydelig leverandør av naturgass til Europa. EU ser på Norge som en svært viktig gassleverandør, både fordi norsk gass er kortreist med et lavt karbonavtrykk og fordi norske gassleveranser bidrar til å opprettholde en tilstrekkelig forsyningssikkerhet etter hvert som den innenlandske gassproduksjonen faller i EU.

Norge har store uutnyttede gassressurser som representerer et betydelig verdiskapingspotensial. En videreføring av det gode samarbeidet mellom Norge og EU-landene på gassområdet er derfor en vinn-vinn situasjon.

Som et innspill til den hjemlige energi- og miljøpolitiske debatten ønsker Norsk olje og gass med denne rapporten å gi en overordnet oversikt over hvilken rolle naturgass spiller i det europeiske energimarkedet.

Rapporten er en ajourføring av en tilsvarende rapport utarbeidet tidlig i 2016.

1.2 Overordnet perspektiv

Naturgassens fremtidige rolle påvirkes av et dynamisk samspill mellom markedskrefter, politikk og teknologi. I dette samspillet er tidsperspektivet viktig:

Kort sikt (2020)

På kort sikt er infrastruktur, reguleringer og teknologi i stor grad gitt, og markedet avgjør hva slags energiresurser som brukes i Europa. Gassens konkurranseposisjon har svekket seg de senere årene fordi kullprisen har falt relativt til gassprisen samtidig med at CO₂-prisen har vært lav. Subsidiert utbygging av uregulerbar kraftproduksjon som vind og sol med marginalkostnad nær null har bidratt til periodevis svært lave kraftpriser. Andelen uregulerbar kraftproduksjon ventes fortsatt å øke fremover som følge av EUs målsetninger for fornybar energi for 2020. Utviklingen av kostnadene knyttet til CO₂-prisen er mer usikker, og vil kunne påvirkes av eventuelle endringer i EUs kvotesystem (ETS) for neste periode eller i form av at enkeltland innfører egne tiltak for å øke utslippskostnadene.

De europeiske gassprisene har falt siden 2014. Samtidig har gassprisene mellom markedet i USA, Asia og Europa nærmet seg hverandre. Fallet i gassprisene har både sammenheng med det generelle fallet i energiprisene som følge av oljeprisfallet og mer gass-til-gass konkurranse i kjølvannet av LNG-markedets økende betydning. Den senere tid har vi erfart at de europeiske gassprisene har steget noe.

Mellomlang sikt (2030)

På mellomlang sikt kan energi- og klimapolitikken endre dette bildet. Av særlig betydning er EUs målsetninger knyttet til energieffektivisering, fornybar energiandel, og utslipp av klimagasser og andre miljøgifter fram til 2030. Tre hovedelementer kan få mye å si for gassetterspørselen i Europa mot 2030:

- Regelverket for ETS-ordningens fjerde periode (2021-2030) er til forhandling i 2017. ETS-ordningen har slitt med svært lave priser på CO₂-kvoter siden finanskrisen reduserte den økonomiske aktiviteten i Europa og skapte et stort overskudd av kvoter. Det er foreslått tiltak for å redusere kvoteoverskuddet, men det er usikkert om de foreslåtte tiltakene vil være tilstrekkelige for å gi en prisøkning av betydning.

³ Det er gjennomgående antatt en konverteringsfaktor mellom milliarder kubikkmeter naturgass (bcm) og millioner tonn oljeekvivalenter på 1,11, slik at 1 Mtoe naturgass = 1,11 bcm naturgass.

- Målsetninger knyttet til energieffektivisering og fornybarandel fram til 2030 er til forhandling i 2017. En høyere fornybarandel vil føre til økte subsidier til fornybar kraft- og energiproduksjon, noe som vil øke konkurranseevnen overfor ikke-fornybare energikilder. Målsetningen for energieffektivisering er også ventet å ha stor betydning for gassetterspørselen i EU.
- Andre reguleringer som gjør det mindre attraktivt å bygge og drifte kullkraftverk, er også underveis. Av potensielt stor betydning er et forslag fra EU-kommisjonen om å begrense muligheten for å delta i kapasitetsmekanismer for kraftverk som med klimagassutslipp på 550 gCO₂/kWh eller høyere. Et slikt krav vil kunne føre til at flere kullkraftverk ikke bygges. Videre vil en innskjerping av BAT-kravene til utslipp av miljøgifter under det industrielle utslippsdirektivet øke kostnadene for kullkraftverk relativt mer enn gasskraftverk.

Flere av disse lovforslagene diskuteres i de europeiske institusjonene i 2017-18. Foreløpig virker det som om Parlamentet ønsker å heve målene knyttet til energieffektivisering og fornybar energi, mens Rådet ligger nærmere opptil Kommisjonens opprinnelige forslag. Forslaget om å innføre en CO₂-grense for kraftverk som deltar i kapasitetsmekanismer er kontroversielt, og vil potensielt endres noe før det vedtas.

På mellomlang sikt kan også endringer i produksjonsprosessene gjøre substitusjon mellom ulike energibærere enklere. Dette krever imidlertid i en del tilfeller investeringer i infrastruktur og ombygninger.

Lang sikt

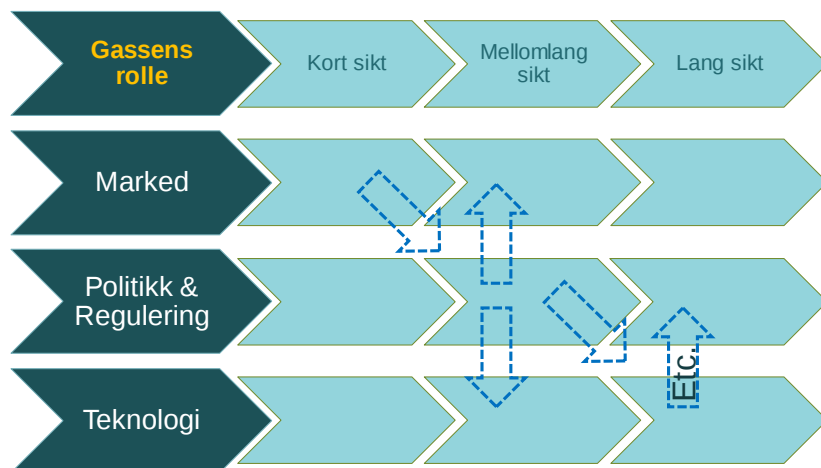
På lang sikt vil teknologiutvikling være avgjørende for gassens posisjon og rolle i Europa. Implementering av CCS har betydning for gassens konkurranseevne i lavkarbonsamfunnet. Den videre kostnadsutviklingen for konkurrerende energikilder og teknologier vil også få stor betydning.

Som illustrert i figur 1 er det dynamiske samspillet mellom marked, regulering og teknologi svært sammensatt. Forventninger om fremtidig politikk påvirker markedsaktørenes beslutninger for eksempel ved at en forventet innstramning i klimapolitikken kan påvirke valg av teknologi når nye kraftverk eller industribedrifter skal bygges.

Teknologiutviklingen vil påvirkes både av prisutviklingen for ulike brensler og av politikkutformingen. Hvordan gassetterspørselen utvikler seg på lang sikt vil henge sammen med teknologiutvikling for naturgass som kan redusere utslipp eller kostnader (f.eks. CCS/CCU) og for substitutter for naturgass innen kraft- og varmeproduksjon og industriprosesser (f.eks. med hydrogen, fornybar energi og mer miljøvennlige innsatsfaktorer).

Samtidig kan markedsobservasjoner påvirke politikken. For eksempel kan lave karbonpriser føre til et politisk ønske om å stramme inn det fremtidige karbonbudsjettet. Programmer for offentlig støtte til teknologiutvikling har betydning for hvilke områder bedriftene vil satse på forskning og utvikling, mens forventninger om teknologiutvikling kan påvirke politiske prioriteringer. Det er også et viktig samspill mellom markedsutvikling og teknologiutvikling. For eksempel vil forventninger om teknologiutviklingen påvirke kommersielle beslutninger.

Figur 2. Analytisk rammeverk



2 NATURGASSENS ROLLE I EUS ENERGISYSTEM

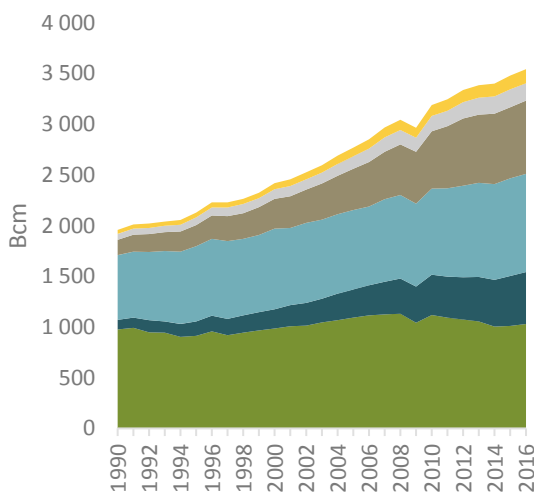
Naturgass er en viktig energikilde i det europeiske energisystemet. De siste ti årene har gass utgjort mellom 20 og 25 prosent av det primære energiforbruket i EU, og unionen er dekket av en omfattende gassinfrastruktur som fortsatt utvides. Fallende kullpriser og subsidiert utbygging av fornybare energikilder har ført til et fall i naturgassforbruket fra 2010 til 2014, men både i 2015 og i 2016 økte forbruket, og foreløpige anslag for 2017 tyder på fortsatt vekst. Langsiktige prognoser viser en tilnærmet flat eller moderat økende utvikling i det europeiske gassforbruket de neste tiårene, men utviklingen avhenger av hvor ambisiøs europeisk klimapolitikk vil bli. Fallende innenlandsk gassproduksjon har ført til at EUs importavhengighet har økt siden begynnelsen av 90-tallet, og forventes å øke ytterligere i årene som kommer. Forsyningssikkerhet for naturgass er et sentralt energipolitisk tema for flere medlemsstater, og EU ønsker derfor fortsatt gassimport fra Norge velkommen.

2.1 Historiske trender og status

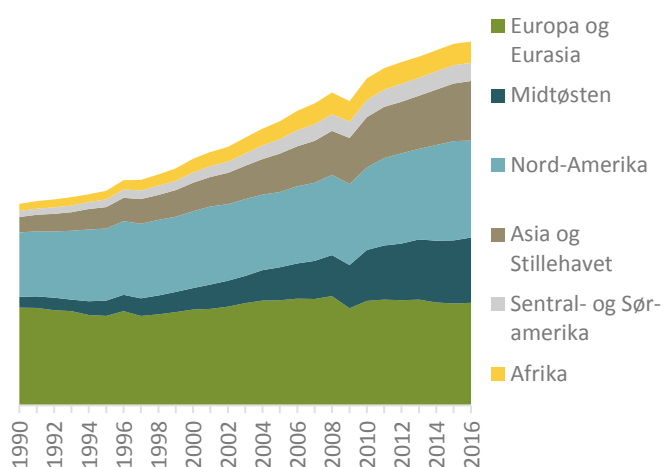
2.1.1 Globalt: Sterk volumvekst, økt ukonvensjonell produksjon og LNG-transport

Det globale forbruket av gass har økt med 75 prosent de siste 25 årene fra 1 960 bcm i 1990 til litt over 3 500 bcm i 2016. Mesteparten av veksten har kommet i Asia, Midtøsten og Nord-Amerika som det fremgår av Figur 3. Figur 4 viser utviklingen i naturgassproduksjon pr. verdensdel i samme periode.

Figur 3: Forbruk av naturgass pr. verdensdel 1990-2016. Bcm



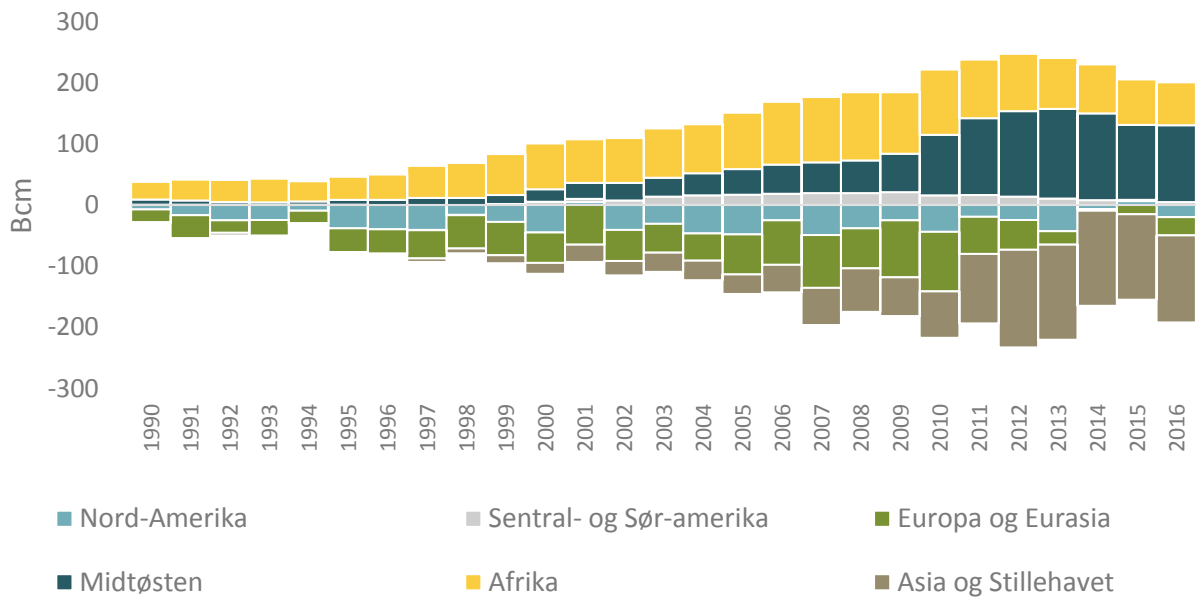
Figur 4: Produksjon av naturgass pr. verdensdel 1990-2016. Bcm



Kilde: BP Statistical Review of World Energy 2017

Figur 5 viser netto overskudd og underskudd av naturgass pr. verdensdel fra 1990 til 2016. Det er særlig Midtøsten og Afrika som har et stort produksjonsoverskudd, mens Asia samlet sett er særlig avhengig av import utenfra.

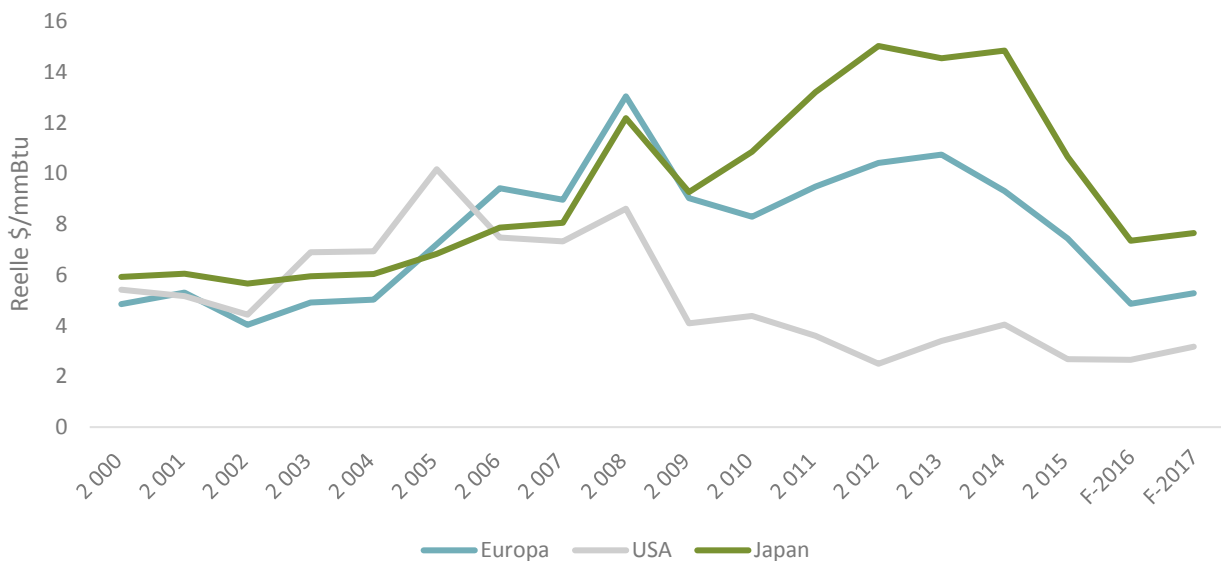
Figur 5: Netto eksport/import pr. verdensdel 1990-2016. Eksport er representert med positive tall. Bcm



Kilde: BP Statistical Review of World Energy 2017

Engrosprisutviklingen for naturgass i Europa, USA og Asia mellom 2000 og 2017 fremgår av Figur 6. Mellom 2008 og 2013 var prisutviklingen i disse tre markedsområdene ganske sammenfallende. Fra finanskrisen og fram til 2013 utviklet imidlertid prisene seg forskjellig. Gassprisene i Japan, som representerer det asiatiske markedet, økte kraftig, mens gassprisene i USA forble liggende på et lavt nivå. Utviklingen i Europa fulgte en bane mellom USA og Japan. Fra og med 2014 har prisforskjellene blitt vesentlig redusert, og Verdensbanken forventer at det opprettholdes en redusert prisdifferanse også i 2016 og 2017.

Figur 6: Prisutvikling for naturgass i Europa, USA og Japan 2000- 2017. Tall for 2016-17 er Verdensbankens estimer. \$/mmBtu



Kilde: Verdensbanken (2017). Tall for 2016 og 2017 er estimer.

I USA har en høy gassproduksjon, blant annet som følge av vekst i skifergassproduksjonen, presset prisene nedover og LNG⁴-terminaler bygges nå for å øke eksportkapasiteten. I dag er det en eksportterminal i Louisiana med en kapasitet på omtrent 20 bcm årlig som er åpen, men eksportkapasiteten er ventet å øke fram mot 2020 (Forbes, 2017). Det er også en eksportterminal lokalisert i Alaska.

I Asia førte kjernekraftulykken i Fukushima i 2011 til en nedstenging av landets kjernekraftverk, noe som gav en sterk økning i etterspørselen etter naturgass. Kombinert med en sterk etterspørselsvekst i Kina gav dette en kraftig økning i gassprisen i de asiatiske markedene fram til 2014.

Fallet i de globale gassprisene fra 2014 til 2015 skyldes ifølge IEA en kombinasjon av økt LNG-tilbud, oppbremsing i etterspørselen, lave oljepriser og stor produksjon av skifergass i USA. Den svake gassprisutviklingen i Europa siden 2014 har ikke bare sammenheng med generelt fallende energipriser, men skyldes også at kull har utkonkurrert gass som energikilde i kraftproduksjon. IEA har foreløpig ikke sett tegn til at lavere priser har ført til en etterspørselsøkning av betydning i Europa og Asia. I USA har derimot de enda lavere prisene ført til en økning i gassforbruket. I 2015 ble det blant annet produsert like mye strøm fra gass som fra kull i USA.

Den økende bruken av LNG har ført til økt fleksibilitet i gassmarkedene, og den globale LNG-handelen vokser raskt med fremveksten av nye eksporterende og importerende land. Produksjonskapasiteten forventes å øke kraftig frem mot midten av 20-tallet, først og fremst i USA og Australia. Den ekstra produksjonskapasiteten kommer i et marked som allerede er preget av et overskudd av LNG. Det globale gassoverskuddet vil øke ytterligere som følge av at etterspørselen er ventet å falle hos noen av de store, tradisjonelle LNG-importørene som Japan.

Sterk konkurranse og relativt lave LNG-priser gjør at eksportlandene arbeider for å åpne nye markeder. Et resultat av denne innsatsen er at antallet LNG-importerende land har økt fra 15 i 2005 til 39 i dag. Veksten i antallet LNG-importerende land har blitt hjulpet av økt bruk av flytende lagrings- og regassifiseringsenheter som har redusert kostanden knyttet til å bygge ut importkapasitet. Det forventes at ytterligere 8 land vil bygge importanlegg for LNG fram mot 2022, og at dette vil absorbere en del av overskuddsgassen på markedet. Likevel forventes ikke veksten i LNG-etterspørselen å være tilstrekkelig til å balansere LNG-markedet før et stykke ut på 20-tallet.

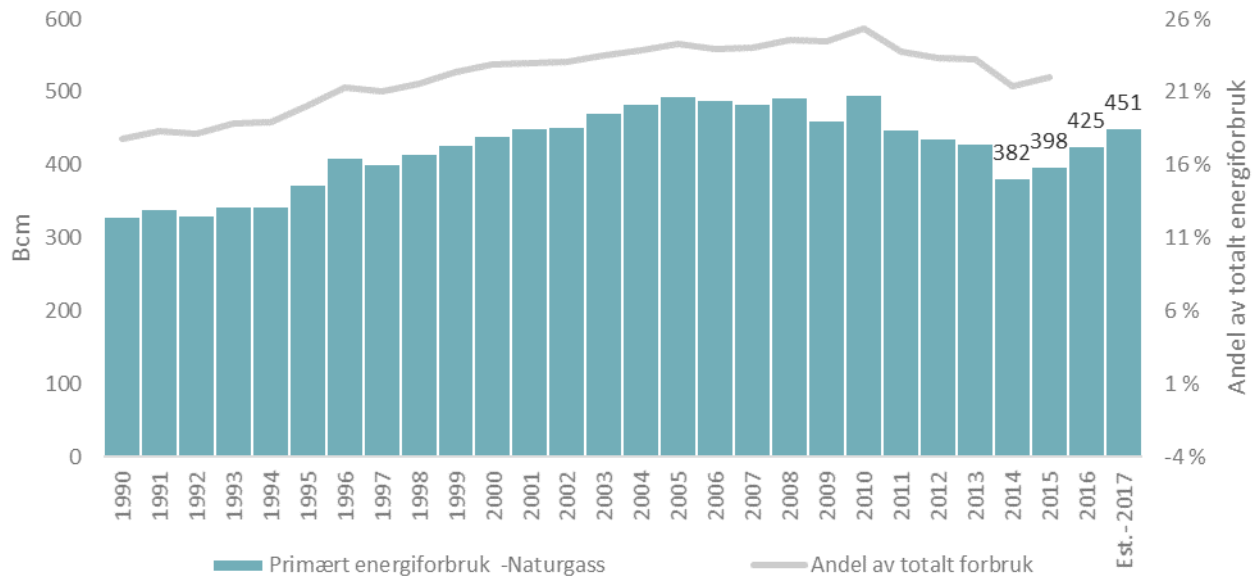
På sikt forventer BP at en økende LNG-kapasitet vil føre til en globalisering av gassmarkedet der amerikanske priser er bestemmende for markedsprisen. De nordamerikanske gassprisene forventes å holde seg relativt lave også fremover på grunn av de store mengdene ukonvensjonelle ressurser fra skifergass som er tilgjengelig til lave kostnader. IEA forventer imidlertid en prisoppgang i Nord-Amerika over tid, både i absolutte termer og relativt til de øvrige regionene. Prisoppgangen forventes å komme når dyrere skifergassressurser må utvinnes for å møte gassetterspørselen i Nord-Amerika. Europa forventes å beholde et prisnivå mellom det amerikanske og det asiatiske, og man vil antakelig se en gradvis vridning bort fra langsiktige oljeindekserte kontrakter.

2.1.2 EU: Fallende innenlandsk produksjon, varierende etterspørsel

Figur 7 viser utviklingen i primærforbruket av naturgass i EU28 fra 1990 til 2015. I 2015 lå gassforbruket på 398 bcm, hvilket utgjorde vel 22 prosent av det primære energiforbruket i EU28. Gassforbruket økte jevnt fra 1990 til 2010 og falt deretter betydelig til og med 2014. Tallene for 2015 viser noe økning. Eurostat melder om en økning på 7 prosent fra 2015 til 2016 (Eurostat, 2017b), og ifølge Eurogas er det igjen ventet en økning på 5,9 prosent i 2017 (Eurogas, 2017). Dersom Eurogas sitt estimat stemmer, vil det anslagsvis gi et samlet gassforbruk på 451 bcm i 2017.

⁴ Liquefied Natural Gas

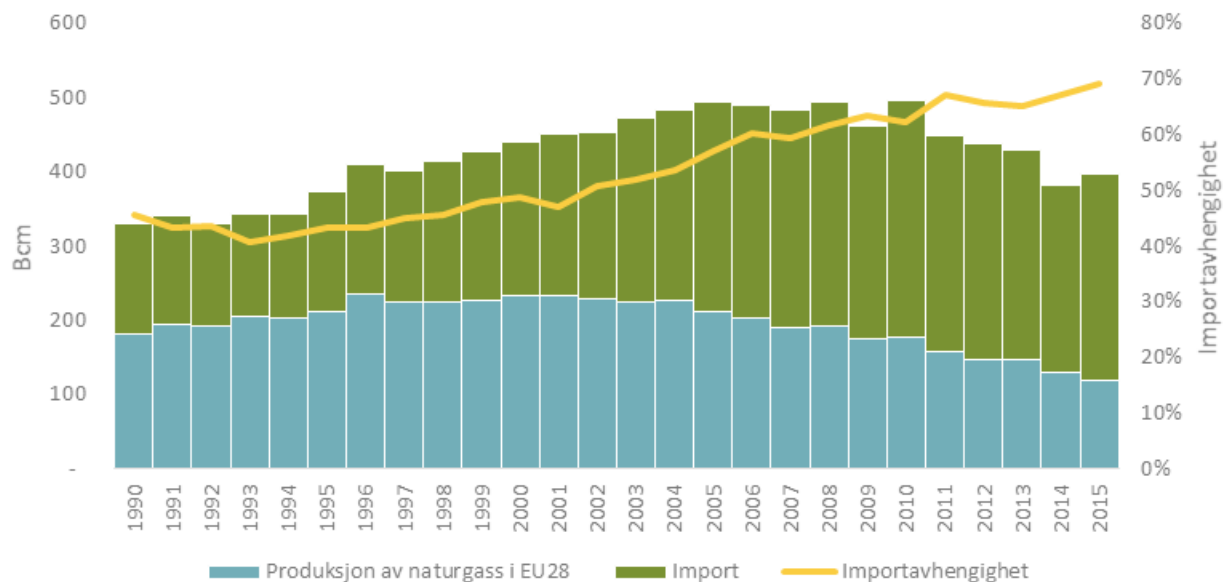
Figur 7: Primærforbruk av naturgass og andel av naturgass i samlet primært energiforbruk i EU28 2006-2017⁵. Bcm



Kilde: Eurostat – (nrg100a og nrg103a)

Den innenlandske gassproduksjonen i EU28 stagnerte på midten av 1990-tallet og har falt siden 2004, som illustrert i Figur 8. Etter finanskrisen har reduksjonen i gassforbruket og den innenlandske gassproduksjonen holdt omtrent følge, noe som har ført til et relativt stabilt importbehov. I 2015 økte imidlertid importen noe, og det økte forbruket i 2016 og forventede økningen i 2017 vil trolig gi et enda høyere importnivå.

Figur 8: Innenlands produksjon, primærforbruk og importavhengighet av naturgass i EU28 1990-2015. Bcm



Kilde: Eurostat (tabell nrg_100a og tsdcc310)

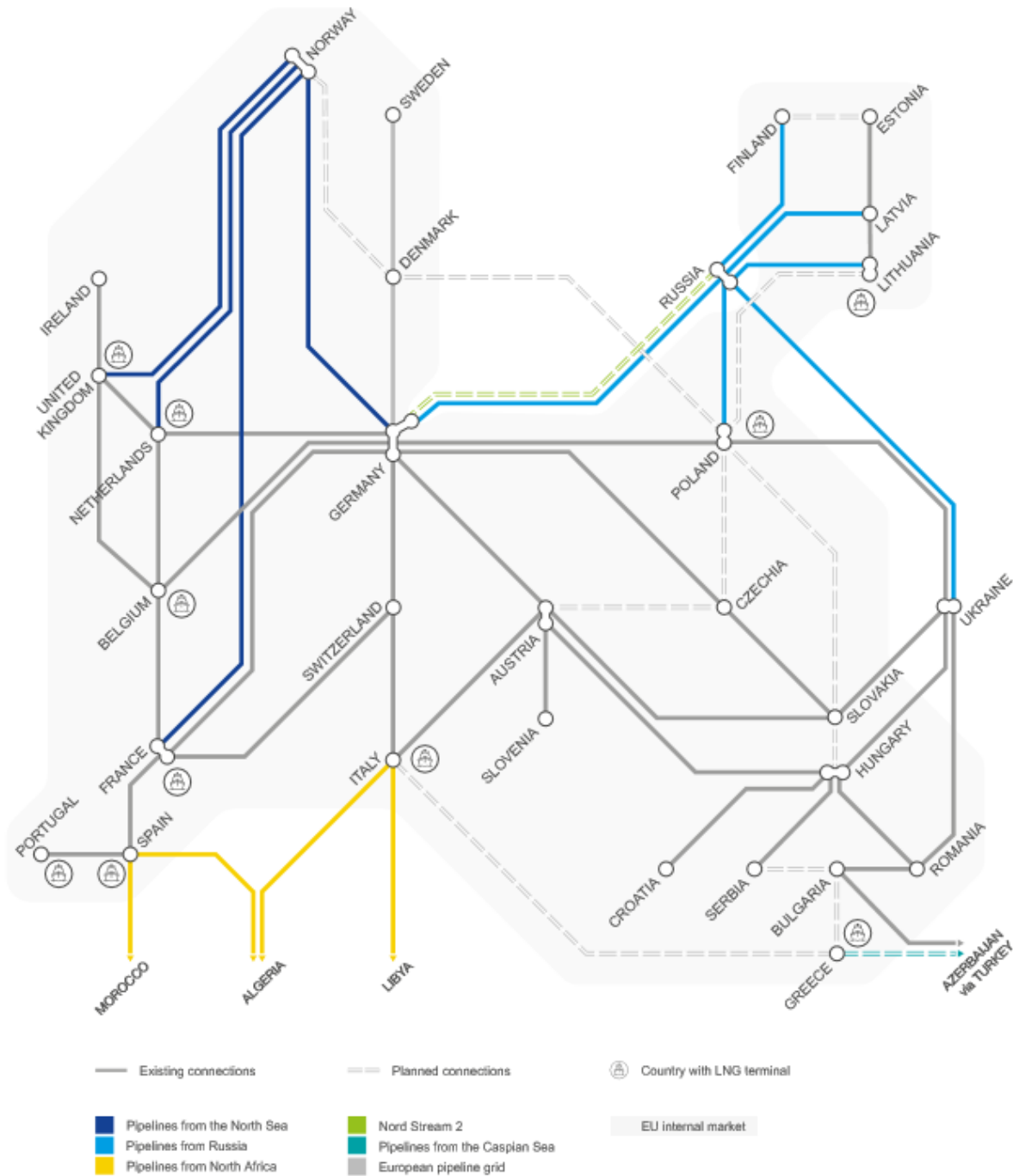
⁵ Estimater for 2017 er basert på tall fra (Eurogas, 2017).

2.1.3 Infrastruktur

Mesteparten av EUs import av naturgass har historisk sett kommet gjennom rørledninger fra Norge, Russland og Nord-Afrika. Forsyningssikkerhet og diversifisering av gassleveransene har vært et viktig tema for EU de siste årene, noe som har bidratt til en betydelig utbygging av LNG-terminaler og bedre gassinfrastruktur innad i Europa og mellom Europa og tilgrensende stater. Eksisterende og planlagte rørledninger til Europa er illustrert i Figur 9.

Figur 9: Gassforsyning til og mellom land i Europa

Europe's Interconnected Gas Network



Kilde: Nord Stream 2 (2017), Gas Market Outlook

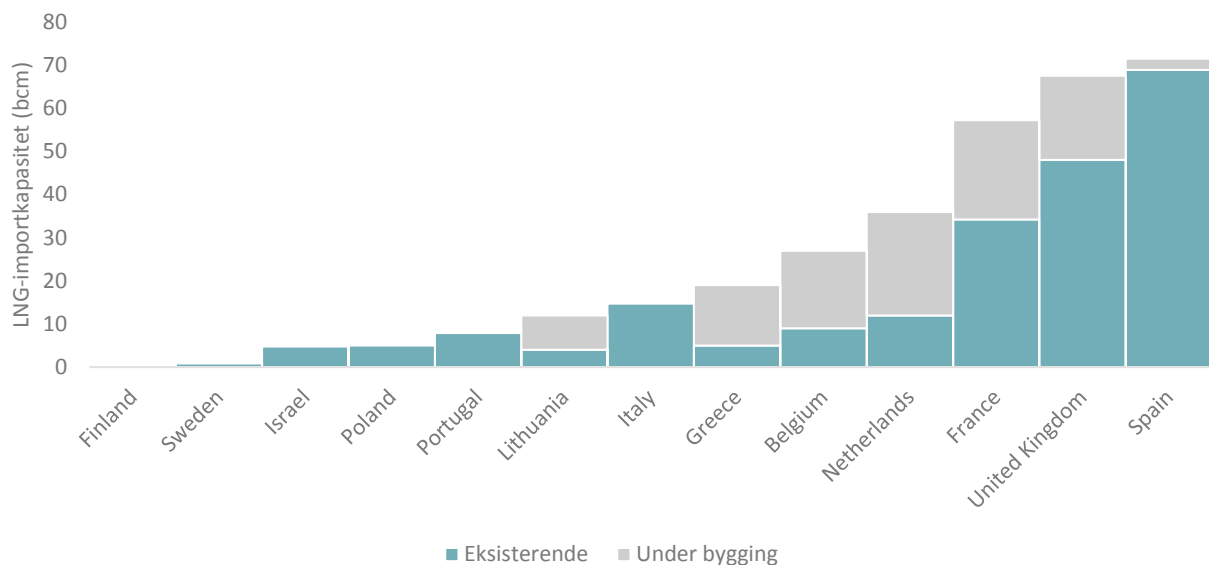
Alle de planlagte gassprosjektene, som er vist i Figur 9, vil ikke nødvendigvis bli bygd ut. I noen prosjekter står markedslogikk mot energisikkerhet, og det kan være uenighet mellom medlemsland når det gjelder hvordan disse to elementene skal veies mot hverandre. Under følger en liste over noen av de største prosjektene som er planlagt eller underveis.

North Stream II: En ny gassrørledning fra Russland til Tyskland som er planlagt å gå parallelt med North Stream I under Østersjøen. Rørledningen skal ha en årlig eksportkapasitet på rundt 55 bcm. Prosjektet har møtt motstand fra medlemsland som mener at det styrker Russlands dominerende rolle som gassleverandør i deler av EU og dermed reduserer forsyningssikkerheten. Andre medlemsland mener at prosjektet i mindre grad utgjør en forsyningssikkerhetsmessig utfordring og peker på at EU i størst mulig grad bør legge til rette for markedsbaserte investeringsbeslutninger. En endelig avgjørelse er fortsatt ikke tatt, og spørsmålet om North Stream II vil trolig fortsette å være et politisk diskusjonstema framover.

Baltic Pipe: Polske myndigheter ønsker å bygge en ny gassrørledning, Baltic Pipe, med en kapasitet på opptil 10 bcm fra Norge via Danmark og Østersjøen. Prosjektet har vært oppe til diskusjoner flere ganger i løpet av de siste 15 årene, men det har foreløpig ikke lyktes å komme til en enighet om finansieringen av prosjektet. En endelig investeringsbeslutning er p.t. ventet i 2018. Polen ønsker å redusere importavhengigheten av Russland som gassleverandør, samtidig man ønsker å gi Polen en mer sentral rolle i et europeisk gassnettverk som er tettere sammenknyttet om aksen nord-sør. Dersom Baltic Pipe ikke realiseres, vil Polen vurdere å øke importkapasitet fra LNG (EC, 2015).

Sørkorridoren: Southern Energy Corridor er et betydelig gassinfrastrukturprosjekt som skal åpne opp for import av naturgass fra Det kaspiske hav til Europa gjennom Tyrkia. Prosjektet skal frakte gass fra Shah Deniz II- feltet i den aserbajdsjanske delen av Kaspiahavet gjennom South Caucasus Pipeline til Tyrkia, gjennom Trans Anatolian Pipeline til Hellas, og videre til Italia gjennom Trans Adriatic Pipeline. Prosjektet ventes å kunne starte gassleveranser på rundt 10 bcm i 2019, men på sikt oppgir EU-Kommisjonen et potensial for å øke importvolumet fra regionen vesentlig ved å benytte andre gassressurser i Midtøsten, rundt Kaspiahavet og det østlige Middelhavet (EC, 2017a).

LNG: Så langt har rørledningseksporten til Europa holdt stand til tross for økt tilgjengelighet av LNG. Russland, Norge og Algerie har sørget for å opprettholde sine strategiske posisjoner som leverandører til det europeiske markedet. Når Europas importbehov øker og det kommer mer LNG på verdensmarkedet, vil også rørgass fra Norge kunne oppleve økt konkurranse om leveranser til det europeiske markedet. Figur 10 viser en oversikt over importkapasiteten fra eksisterende og planlagte importterminaler i Europa. King & Spalding skriver at ved utgangen av 2016 var samlet regassifiseringskapasitet i Europa på 216 bcm (King & Spaling, 2017).

Figur 10: LNG-importkapasitet utbygd og under bygging i EU pr. 15. april 2016. Bcm

Kilde: Gas Infrastructure Europe (2016).

2.2 Markedsutsiktene for gass i Europa på mellomlang og lang sikt

Etterspørselen etter naturgass i Europa over de neste tiårene avhenger i stor grad av framtidig politikkutforming. Naturgass har lavere klimagassutslipp enn kull og vil derfor kunne vinne markedsandeler blant annet innen kraftproduksjon dersom utslippskostnadene øker. Samtidig er naturgass fortsatt en fossil energibærer og i takt med at klimapolitikken strammes inn vil etterspørselen etter naturgass i økende grad utfordres av alternative energikilder og energieffektivisering. Innenlands produksjon er fallende i EU, noe som gjør at selv med en flat etterspørselsutvikling vil importbehovet øke.

2.2.1 EUs referansescenario 2016

EU-kommisjonen har utarbeidet et referansescenario for fremtidig energiproduksjon og -forbruk i EU28. Scenarioet er ment å tjene som grunnlag for å vurdere effekten av ulike politiske forslag, og tar kun høyde for politiske forpliktelser som er inngått forut for 2015.⁶ Forpliktelser knyttet til energieffektivisering og fornybar energi fram til 2020 er derfor inkludert, mens eventuelle forpliktelser fram mot 2030 og i henhold til Paris-avtalen derimot ikke er inkludert i referansescenarioet. Scenarioet er dermed ikke å betrakte som hva EU-Kommisjonen mener er den mest sannsynlige etterspørselsutviklingen på lang sikt, men snarere som et utgangspunkt for å vurdere konsekvensene av framtidige politiske tiltak.

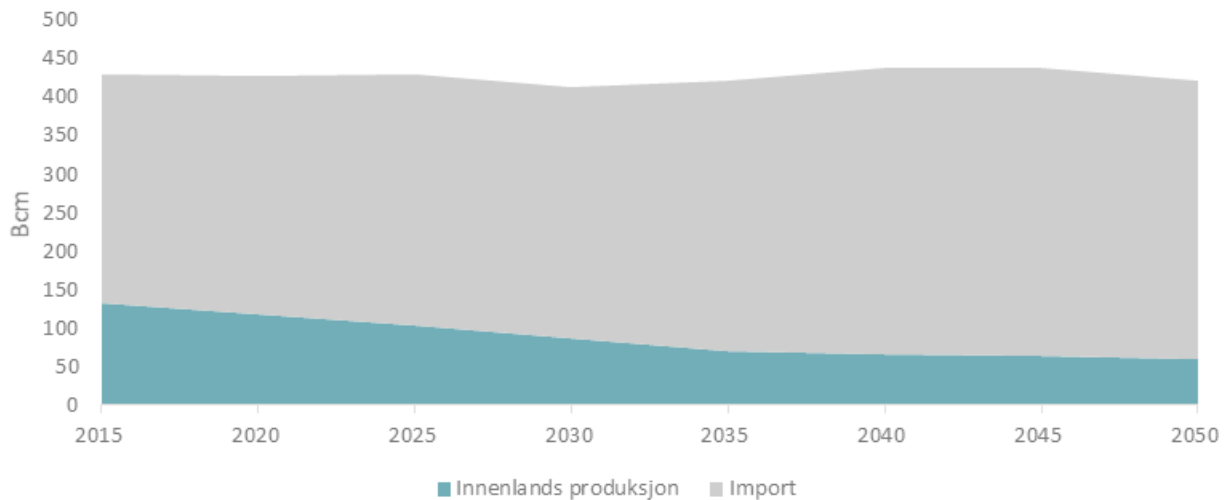
Prognos (2017) har med utgangspunkt i EUs referansescenario oppdatert produksjonsframskrivningene for Storbritannia, Tyskland og Nederland etter at referansescenarioet var ferdigstilt. I samtlige land ble de forventede produksjonstaktene redusert raskere enn det som var forutsatt i referansescenarioet, særlig frem til 2030.

Det justerte referansescenarioet er vist i Figur 11. EUs referansescenario legger til grunn begrensede endringer i primærforbruket av naturgass fram til 2050. Etter en liten nedgang rundt 2030 ventes en økning opp til 2015-nivået i 2050. Produksjonen av naturgass anslås derimot å falle med 62 bcm fra 2015 til 2035 og med ytterligere 10 bcm fram til 2050. Konsekvensen er at importen forventes å øke med 11 prosent fra 2015 til 2030, og med ytterligere åtte prosent fra 2030 til 2050.

⁶ Beskrivelse av EUs referansescenario 2016: http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bdc63bd-b7e9-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_4&format=PDF

Samlet er estimert reduksjon i innenlandsk produksjon fra 2015 til 2050 på omkring 70 bcm tilsvarende 57 prosent av produksjonsnivået i 2015.

Figur 11: Forbruk, produksjon og import av naturgass til EU28 2015-2050 – EU referansescenario 2016 justert for endringer funnet av Prognos. Bcm.



Kilde: EC (2016) og Prognos (2017)

Referansescenarioet brukes som utgangspunkt når EU vurderer politiske tiltak. Flere lovforslag, som diskuteres i Parlamentet, Rådet og Kommisjonen i 2017 og de kommende årene, vil kunne ha stor innvirkning på det framtidige forbruket av naturgass. Noen av de viktigste er en revidering av målsetningene for klimagassutslipp i kvotepliktig (ETS) og ikke-kvotepliktig (ESR) sektor i perioden 2021-2030 samt EU-Kommisjonens Vinterpakke⁷ som ble lagt frem i november 2016. Vinterpakken inneholder blant annet forslag til nye direktiver for fornybar energi, energieffektivisering og markedsdesign for kraftsektoren.

Et lovforslag som ser ut til å kunne ha særlig stor betydning for naturgassetterspørselen, er det reviderte energieffektiviseringsdirektivet. I en konsekvensutredning av direktivet anslår EU-Kommisjonen at en målsetning på 27 prosent energieffektivisering i 2030 vil redusere gassforbruket i 2030 med 22 bcm relativt til referansescenarioet, mens et mål om 40 prosent energieffektivisering vil gi en reduksjon på 155 bcm relativt til referansescenarioet. EU-kommisjonen skriver i konsekvensutredningen:

Natural gas is the fuel for which the reduction of consumption is most pronounced. The more ambitious the energy efficiency target, the higher are the reductions achieved as energy efficiency policies improve the thermal integrity of buildings which reduces gas consumption (EC, 2016c).

The analysis shows that a higher level of energy efficiency in 2030 would have a positive impact on economic growth, employment, competitiveness, a strong impact on security of supply and the level of gas imports in particular (EC, 2016d).

Lovforslagene i Vinterpakken behandles og diskuteres i 2017 i 2018 i Parlamentet, Rådet og Kommisjonen, og de endelige lovtekstene vil trolig ikke være klare før i 2019.

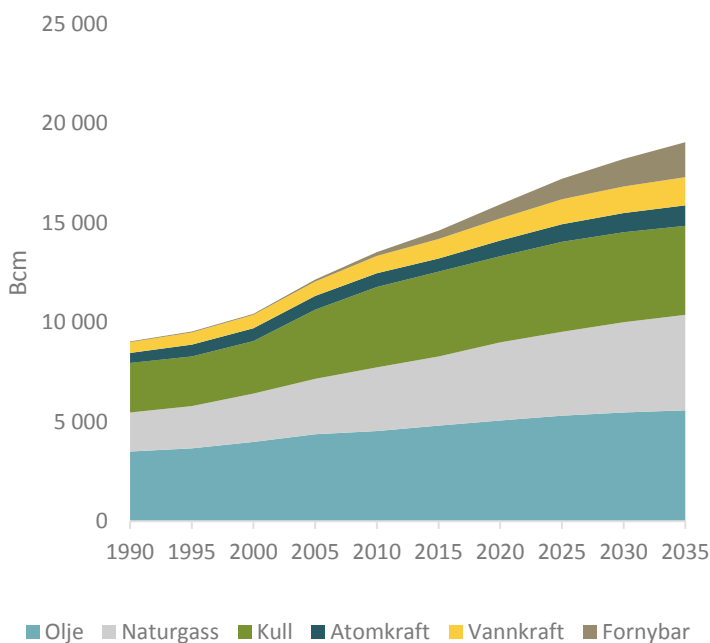
⁷ Clean Energy for all Europeans

2.2.2 BP

BP har i sitt *Energy Outlook 2017* lagt fram sine forventninger til det globale energimarkedet fram mot 2035. På tross av kraftig befolkningsvekst og velstandsøkning forventes det globale energiforbruket å øke med bare 30 prosent som følge av økt energieffektivisering. Fornybare energikilder og kjernekraft ventes å stå for halvparten av det økte energibehovet. Naturgassforbruket, drevet av den amerikanske skifergassproduksjonen, vokser raskere enn kull- og oljeforbruket.

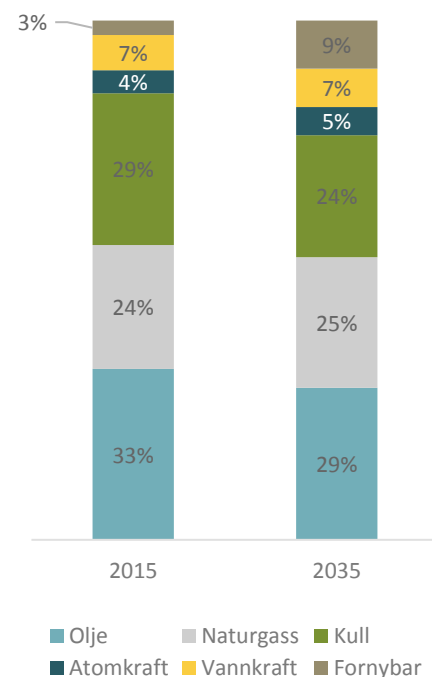
Figur 12 og Figur 13 viser at det globale gassforbruket forventes å øke med nær 1 315 bcm fra 2015 til 2035. Det er særlig kraftproduksjon og industri i Kina, Midtøsten og USA som fører til en økning på globalt nivå.

Figur 12: Global energimiks 1990-2035 i henhold til BP Energy Outlook 2017 referansescenario. Bcm.



Kilde: BP (2017)

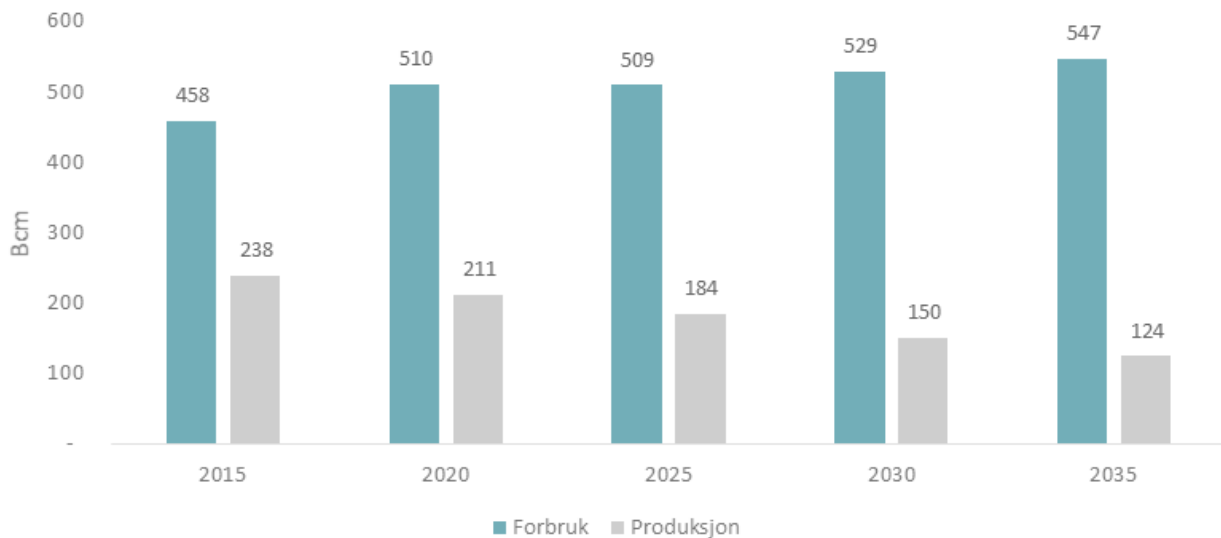
Figur 13: Energimiks 2015 og 2035 i henhold til BP Energy Outlook 2017 referansescenario. Prosent.



I BPs referansescenario forventes det at naturgassforbruket i Europa øker fra 458 bcm⁸ i 2015 til 547 bcm i 2035 som illustrert i Figur 14. Videre ventes den innenlandske produksjonen å falle og andelen importert gass å øke til nær 80 prosent i 2035. LNG og import fra Russland forventes å dekke en tredjedel av importøkningen hver.

⁸ Merk at BP benytter en videre definisjon av Europa enn både EU og OECD Europa. BP operer med tall for hele OECD Europa pluss de fleste landene på Balkan, i Baltikum, i Sør-Øst Europa samt Kypros, Georgia og Malta. Det er derfor ikke alltid mulig å sammenligne de absolutte tallene mellom EU, IEA og BP, men ettersom EU utgjør størsteparten av forbruket i alle de tre definisjonene, er det likevel interessant å sammenligne de ulike analysenes overordnede utviklingsforventninger.

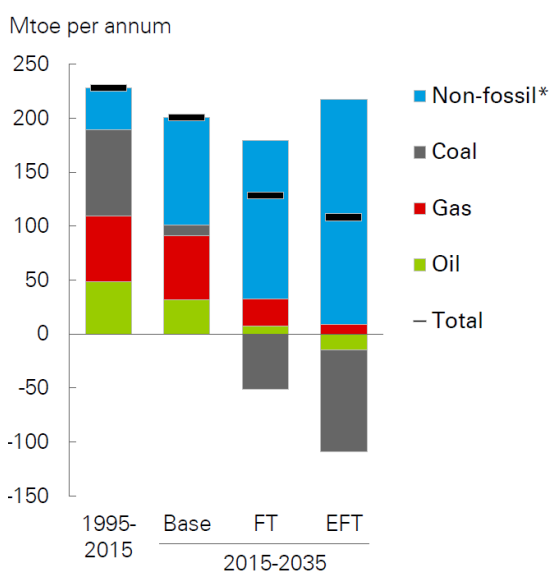
Figur 14: Primærforbruk og innenlands produksjon av naturgass i Europa 2015-2035 fra BP Energy Outlook referansescenario. Bcm.



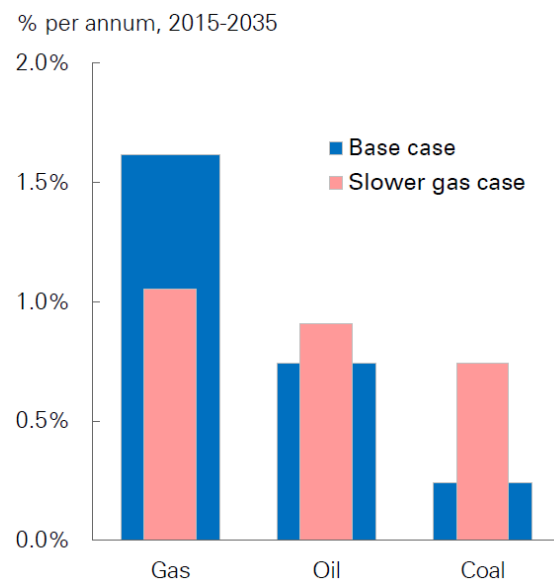
Kilde: BP (2017)

BP forventer at de globale karbonutslippene øker med 13 prosent over perioden 2015-2035. En slik utslippsbane er langt fra målet om å begrense den globale oppvarmingen til 2 grader, og BP har derfor også vurdert scenarier der den globale økonomien dekarboniseres raskere. I scenarioet *Fast transition* (FT) er det antatt en 12 prosent reduksjon i klimagassutslippene fra 2015 til 2035 og i *Even Faster Transition* (EFT) reduseres utslippene med 32 prosent. EFT bringer utslippene ned på et nivå som skal sikre at gjennomsnittstemperaturen ikke overstiger 2 grader. Som illustrert i Figur 15 vil FT føre til en betydelig reduksjon i gassens vekstrate. Under EFT har den globale veksten i gassetterspørselen nesten stagnert. I både FT og EFT er konsekvensene langt større for kulletterspørselen, og både kull og olje har en negativ etterspørselsvekst i EFT.

Figur 15: Årlig vekst i gassetterspørselen pr. scenario i BPs Energy Outlook 2017. Mtoe p.a..



Figur 16: Årlig vekst i gassetterspørselen i BPs RGD-scenario. Prosent vekst p.a.



Kilde: BP (2017)

BP poengterer likevel at den fremtidige gassetterspørselen er knyttet til i hvilken grad et skift fra kull til gass blir prioritert av verdens største økonomier. I scenarioet *Risks to gas demand* (RGD) illustrerer BP konsekvensene av en lavere vekstrate for naturgass som følge av en lavere prioritering (se Figur 16). Med en årlig vekstrate på 1,1 prosent i stedet for 1,6 prosent (som i referansescenarioet) vil det globale forbruket øke med 461 bcm mindre fram til 2035. BP ønsker å vise at den sterke veksten i den globale naturgassetterspørselen som er antatt i referansescenarioet, kan bli utfordret både av sterkere (EFT) og svakere (RGD) klimapolitiske virkemidler.

2.2.3 Det internasjonale energibyrået (IEA)⁹

Ifølge IEA sitt *World Energy Outlook 2016* er det globale vekstpotensialet for naturgass fram til 2040 betydelig, men preget av stor usikkerhet. Et sentralt usikkerhetsmoment er ambisjonsnivået for den globale klimapolitikken.

Siden naturgass har lavere klimagassutslipp pr. energienhet enn olje og kull, vil gassens konkurranseevne forbedres med økende pris på karbonutslipp. Samtidig er naturgass fortsatt en fossil energikilde med betydelige klimagassutslipp, noe som gjør at en høyere utslippskostnad setter fornybare energikilder i en sterkere posisjon overfor naturgass.

Fram mot 2040 forventer IEA at naturgass utvikler seg i retning av en global handelsvare som i større grad enn i dag er styrt av grunnleggende markedsmekanismer. De forventer en økende andel LNG, kortere kontrakter, full fleksibilitet for videresalg og svakere tilknytning mellom olje- og gasspriser.

Dagens lave priser og forventede overskuddstilbud som følge av ny produksjon i USA og Australia, kan føre til en mangel på investeringer i nye gassprosjekter. På grunn av de lange ledetidene knyttet til gassprosjekter, kan manglende investeringer i dag føre til tilbudsknapphet når den globale overkapasiteten ventes å minske utover 2020-tallet.

IEAs etterspørselsprognoser på mellomlang sikt

I sin *Gas 2017 – Analysis and forecast to 2022* går IEA mer i dybden på etterspørselsutviklingen på mellomlang sikt. I Europa forventer IEA en flat etterspørselsutvikling fram mot 2022, noe som skyldes en utflating av etterspørselsveksten fra kraftsektoren på grunn av sterk vekst i fornybar kraftproduksjon og lav etterspørselsvekst etter kraft. IEA forventer også svak vekst i europeisk industriproduksjon (IEA 2017a).

Globalt er bildet ganske annerledes. IEA forventer at den globale gassetterspørselen vil vokse raskere enn kull og olje de neste fem årene som følge av lave priser, god tilgang og dens rolle i kampen mot luftforurensing og klimagassutslipp. Den årlige etterspørselsveksten forventes å ligge på 1,6 prosent. Det er imidlertid viktig å påpeke at hele 90 prosent av etterspørselsveksten forventes å komme fra utviklingsland. Kina vil alene stå for halvparten av etterspørselsveksten. Industrisektoren forventes å være den store vekstmotoren og stå for halvparten av etterspørselsveksten i global gassetterspørsel. Økende bruk av gass i kjemisk sektor, sterk etterspørsel etter kunstgjødsel i land som India og Indonesia og erstatning av kull med gass i en rekke industrielle prosesser i Kina fører til at gassetterspørselen fra industrien vokser med nesten 3 prosent årlig fram til 2022. Gassetterspørselen fra transportsektoren vokser også raskt, om enn fra et mye lavere nivå. Kraftsektoren er den største gassforbrukeren globalt. Også her forventer IEA vekst i etterspørselen, men med en lavere takt enn i de andre sektorene. Dette skyldes at man i mange modne markeder ser en svært rask fremvekst av fornybar energi, samtidig som en beskjeden vekst i kraftetterspørselen begrenser veksten i gasskraftproduksjon.

Referansescenario til 2040

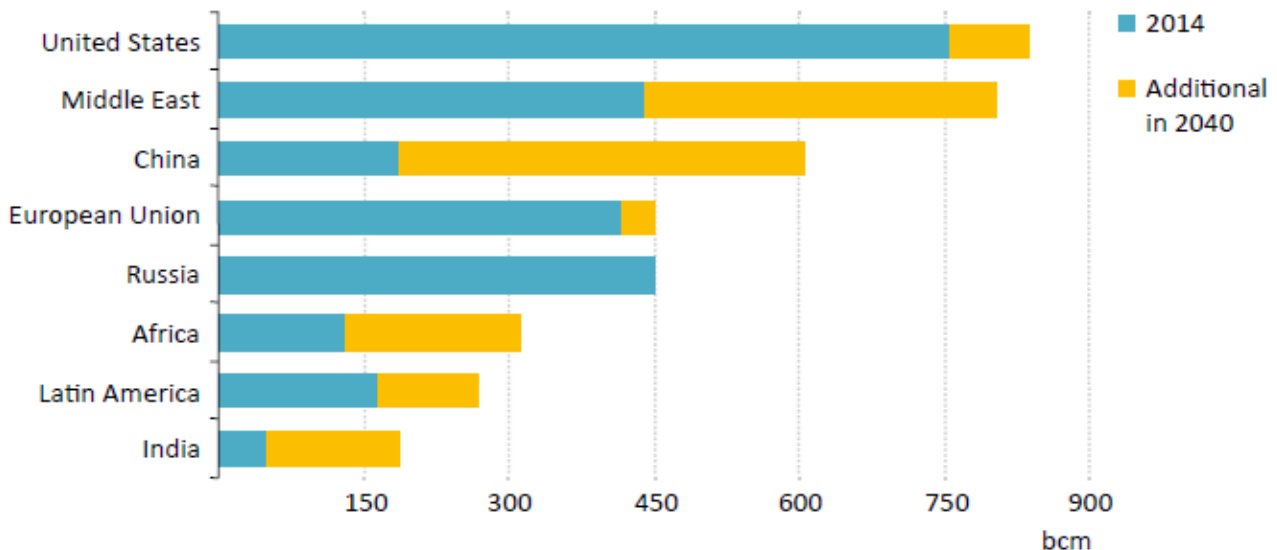
IEA sitt referansescenario, *New Policies Scenario* (NPS), tar helt eller delvis høyde for politiske målsetninger og intensjoner knyttet til energi- og klimapolitikk i tillegg til endringer som allerede er

⁹ Vi har gjennomgående benyttet en konverteringsfaktor fra Mtoe til bcm naturgass på 1 Mtoe = 1,11 bcm naturgass.

lovfestede. Intensjonene for reduksjon av klimagassutslipp som ble lagt fram fra enkeltland i forbindelse med Paris-avtalen, er sentral for å estimere forventet klima- og energipolitikk i NPS.

I NPS forventes gassetterspørselen i verden å øke med nesten 50 prosent fra 2015 til 2040, noe som tilsvarer en gjennomsnittlig årlig vekst på 1,5 prosent. Gass vokser raskere enn både olje (0,5 prosent p.a.) og kull (0,2 prosent p.a.) og øker sin andel i den globale energimiksen fra 21 til 24 prosent.

Figur 17: Endring i gassetterspørsel pr. region fra 2014 til 2040 i IEAs referansescenario. Bcm.



Kilde: IEA (2016)

Som det fremgår av Figur 17, forventes Asia og Midtøsten å stå for mesteparten av økningen i etterspørsel fram til 2040. Forventet etterspørselsutvikling i Europa i referansescenarioet kan sees i **Error! Reference source not found.** Etterspørselen vokser med ca. 13 prosent fram til midten av 2030-tallet før det faller noe mot 2040. For EU ventes etterspørselen å øke fra 381 bcm i 2014 opp til rundt 436 i 2030 før den igjen faller til rundt 418 bcm i 2040, det vil si en netto økning fra 2014 til 2040 på omkring 10 prosent.

Scenario med høyere utslippsreduksjoner til 2040

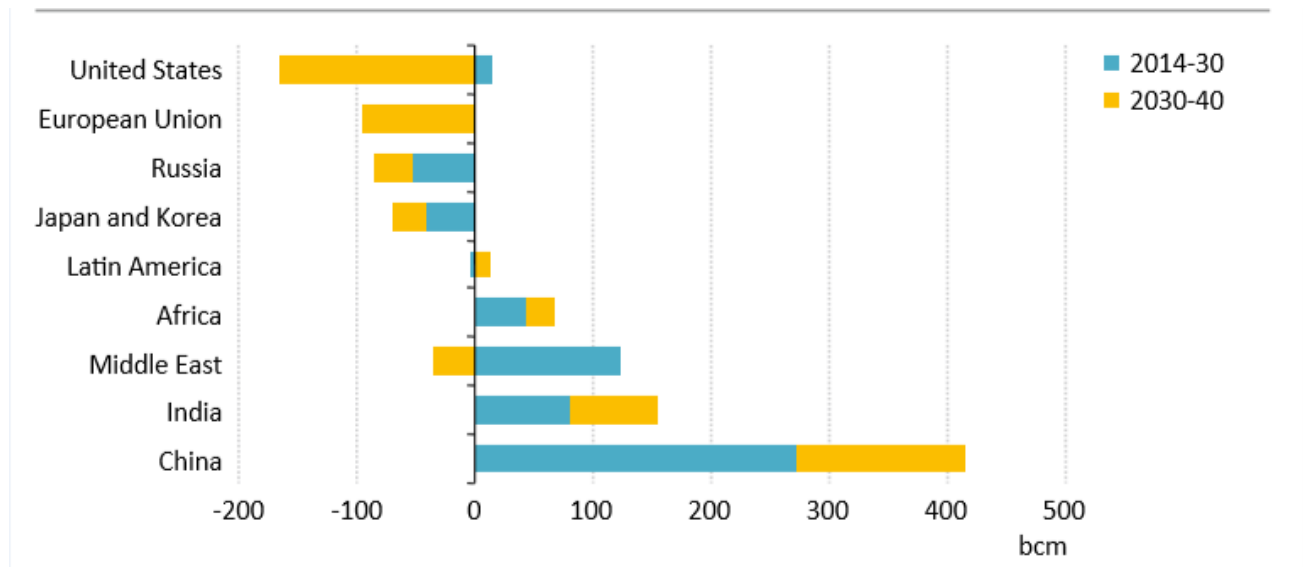
IEA peker på at forpliktelsene fra Paris-avtalen (som ligger til grunn i referansescenarioet) trolig ikke vil være tilstrekkelig for å begrense global oppvarming til godt under 2 grader, og enda mindre målet om kun 1,5 grader oppvarming. Dersom disse målsetningene skal nås, er det derfor trolig nødvendig med enda sterkere utslippsreduserende tiltak enn dem som er beskrevet i Paris-avtalen.

I scenarioet 450S estimerer IEA utviklingen i det globale energimarkedet gitt en klimapolitikk som med 50 prosent sjanse begrenser den globale temperaturstigningen til 2 grader i 2100 relativt til før-industriell tid. 450S-scenarioet gir en langt lavere veksttakt for naturgass globalt, med en årlig vekst på kun 0,5 prosent (mot 1,5 prosent i referansescenarioet). Brorparten av veksten ventes fram til 2025, før etterspørselen flater ut. Naturgass gjør det bedre enn olje (-1 prosent p.a.) og kull (-2,6 prosent p.a.), men er fortsatt for karbonintensiv for å kunne vokse i betydelig grad i en dekarbonisert verden.

Fram til 2025 erstatter gass kull i kraftsektoren som et komplement til fornybare energikilder, men forbruket i kraftsektoren faller deretter mot 2040. Forbruket i bygningssektoren flater ut på 2030-tallet, mens det fortsetter å øke noe i industri- og transportsektorene.

IEA forventer at 450D-scenarioet vil gi svært ulik etterspørselsutvikling i ulike regioner globalt (Figur 18). Det ventes en utfasing i gassforbruket i EU og USA i løpet av 2020-tallet, og det ventes at toppforbruket i kraftsektoren nås i 2025.

Figur 18: Endring i naturgassetterspørselen i ulike regioner i perioden 2014-2030 og 2030-2040 gitt IEA sitt 450 ppt-scenario. Bcm.



Kilde: IEA (2016)

For EU ventes det en svak økning i naturgassetterspørselen i EU fram til 2030 og en påfølgende reduksjon på 86 bcm fra 2030 til 2040 i 450S-scenariet. Samlet over perioden 2014-2040 forventes dermed et fall på 83 bcm og et forbruk på 298 bcm i 2040.

Scenario med mindre utslippsreduksjon til 2040

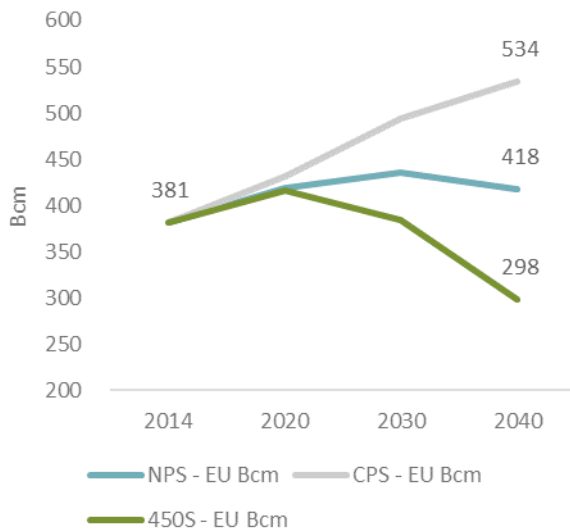
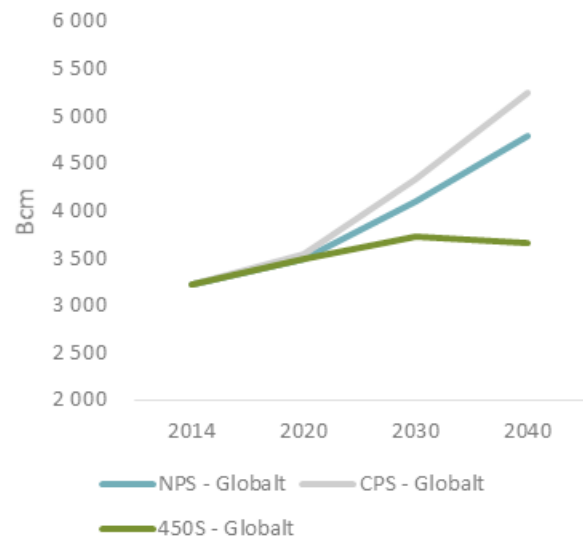
I *Current Policies Scenario (CPS)* er kun klima- og energipolitiske vedtak som allerede er lovfestede, medregnet fram til 2040. Lovvedtak som er tidsbegrenset, antas å fortsette ut hele perioden fram til 2040. CPS innebærer en langt mindre ambisiøs klimapolitikk enn både referansescenariet og 450-scenariet ettersom det blant annet ikke tar med intensjonserklæringene fra Paris-avtalen.

En mindre stram klimapolitikk øker etterspørselen etter naturgass globalt. Den årlige veksten anslås til 1,9 prosent p.a. (mot 1,5 prosent i referansescenariet). Naturgass vokser saktere enn kull, som tjener enda mer på redusert politisk motstand mot klimagassutslipp og lavere vekst innen fornybar energiproduksjon.

I EU ventes det at gassetterspørselen øker med 40 prosent fra 2014 til 2040, opp til 534 bcm.

Sammenstilling av IEAs scenarier

Figur 19 og Figur 20 viser etterspørselsutviklingen etter naturgass henholdsvis globalt og i OECD Europa for de tre IEA scenarioene. I EU er utfallsrommet særlig stort, med en estimert etterspørsel som varierer mellom litt over 300 bcm i 450S- scenariet og 530 bcm i CPS-scenariet. Globalt er utfallsrommet noe mindre, og varierer mellom noe under 4 000 bcm og litt over 5 000 bcm gitt de samme scenarioene.

Figur 19: IEAs forventninger til gassetterspørsel i EU 2014-2040 pr. scenario. Bcm**Figur 20: IEAs forventninger til gassetterspørsel globalt 2014-2040 pr. scenario. Bcm**

Kilde: IEA (2016)

2.2.4 Oppsummering

Tabell 1 gir en oversikt over etterspørselsutviklingen for naturgass i EU/Europa og globalt på tvers av de ulike gjennomgåtte scenarioene. Gjennomgående er det forventet en langt kraftigere vekst i naturgassetterspørselen globalt enn i Europa. Videre er både IEA og BP tydelige på at klimapolitikkenes utforming de neste tiårene vil være avgjørende for gassetterspørselen. Naturgassetterspørselen er tjent med en klimapolitikk som er ambisiøs nok til at gass erstatter kull, men vil selv kunne møte økende konkurranse fra fornybare energikilder og energieffektivisering hvis det settes krav til at klimagassutslippene skal reduseres tilstrekkelig raskt.

Tabell 1: Oppsummering av forventet etterspørselsutvikling for naturgass i EU/Europa og globalt i ulike langsiktige scenarioer.

	IEA New Policies scenario - scenario (2014-2040)	IEA Current Policies Scenario (2014-2040)	IEA 450 Scenario (2014-2040)	BP Referanse-scenario (2015-2035)	EU Referanse-scenario 2016 (2015-2050)
EU/Europa – endring (bcm)	+37 bcm	+153 bcm	- 83 bcm	+89 bcm	-10 bcm
EU/Europa – endring (%)	+10%	+40%	- 22%	+19%	-2,3%
Globalt – endring (bcm)	+1 577bcm	+2 027 bcm	+ 453 bcm	+1 315 bcm	NA
Globalt – endring (%)	+49%	+63%	+14%	+38%	NA

Kilder: IEA (2017), EC (2016a), BP (2017)

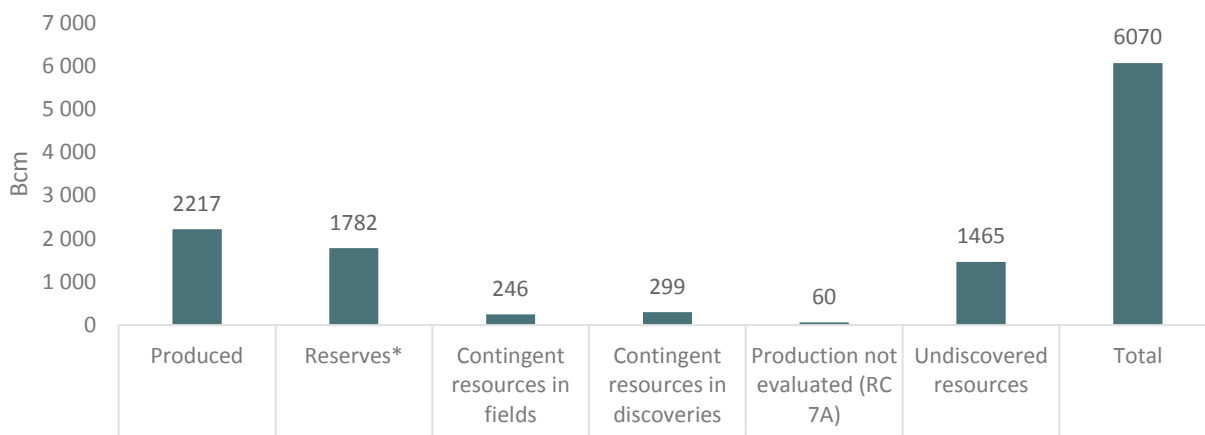
2.3 Norsk gasseksport til Europa

2.3.1 Gassreserver og eksportvolum

Oljedirektoratet anslår Norges gjenstående gassressurser ved utgangen av 2016 til 3 852 bcm, hvorav 38 prosent er «ikke-oppdagede ressurser». Oljedirektoratets ressursinndeling er illustrert i

Figur 21. Det er samlet sett produsert og solgt 2 217 bcm naturgass i Norge. Av de oppdagede ressursene er bare 1 782 bcm kategorisert som «reserver». Reserver inkluderer naturgass i felt som enten er i produksjon, godkjent for utvinning eller besluttet utbygd (ressursklasser 1, 2 og 3). De betingede ressursene er oppdagede ressurser hvor det foreløpig ikke er besluttet om de skal produseres eller ikke. Ikke oppdagede ressurser er ennå ikke påvist ved boring, men antas å finnes og kunne produseres (Oljedirektoratet, 2017).

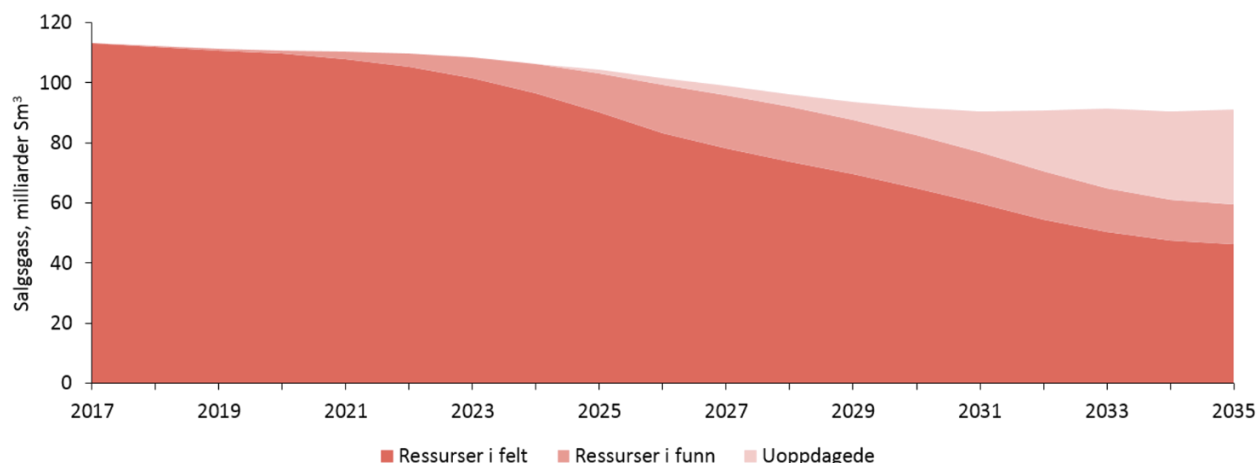
Figur 21: Totale gassressurser på norsk kontinentalsokkel per 31.12.2016. Bcm.



Kilde: Oljedirektoratet, 2017a

Samlet gasseksport fra Norge i 2016 var på omtrent 115 bcm, hvorav det aller meste går til europeiske kunder. Eksportvolumet er ventet å falle noe på sikt og å ligge på rundt 90 bcm i 2035 gitt at en del ressurser i funn og uoppdagede felt utvikles som vist i Figur 22. Med en gjennomsnittlig årsproduksjon på 95 bcm vil norske «reserver» være uttømt på rundt 19 år, mens norske «ressurser¹⁰» vil vare i omtrent 40 år.

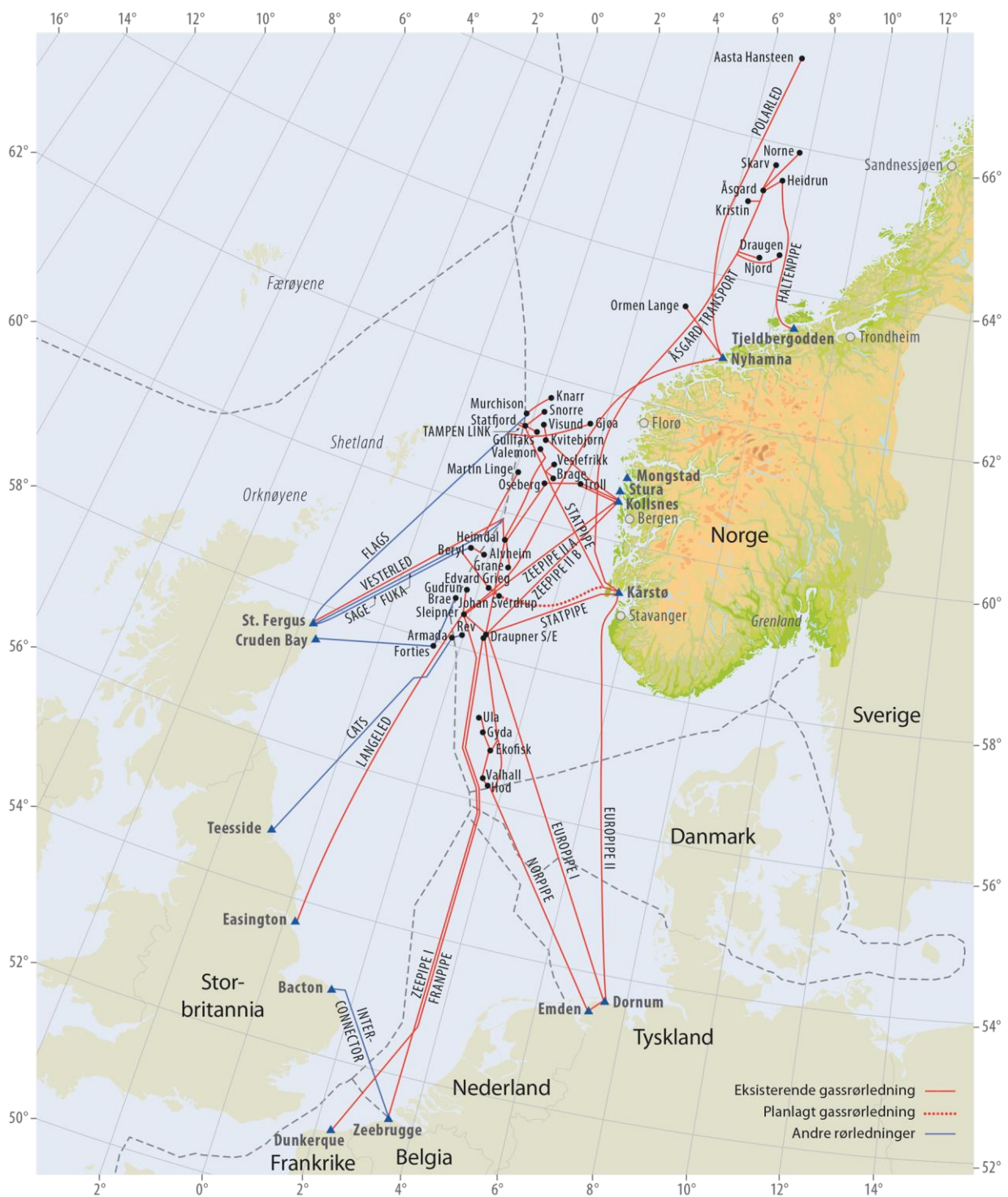
Figur 22: Norske naturgassressurser. Bcm.



Kilde: Oljedirektoratet (2017b)

Det meste av norsk gasseksport transporteres gjennom rørledninger til Europa. Figur 23 viser et kart over gassrørledninger som frakter norsk gass til Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike og Storbritannia.

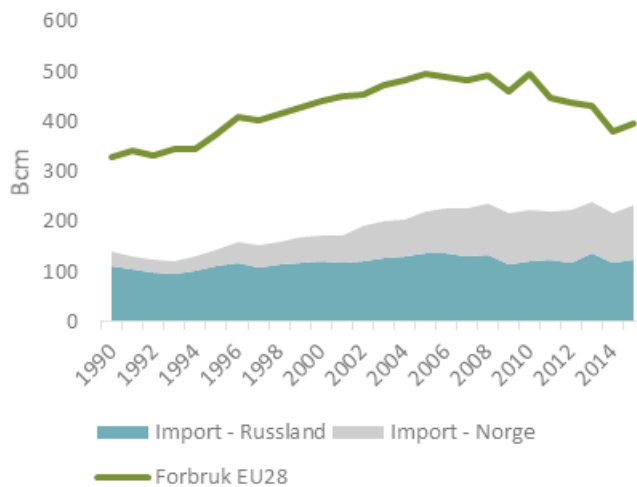
¹⁰ Inkludert ikke-oppdagede ressurser som definert av Oljedirektoratet.

Figur 23: Gassrørledninger til eksport fra norsk kontinentalsokkel

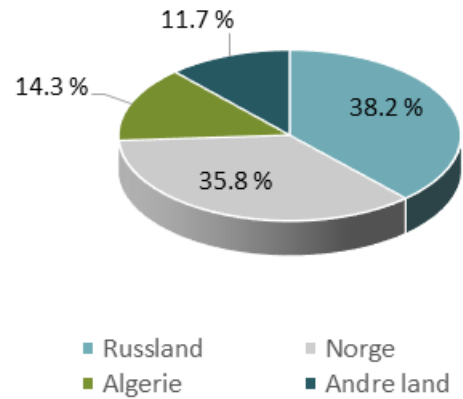
Kilde: Oljedirektoratet, 2017b

Norges relative betydning som gassleverandør til Europa sammenlignet med andre land framgår av Figur 24 og Figur 25. Norges andel av gassimporten til EU28 har nesten doblet seg, fra et nivå på litt under 20 prosent i 1990 til nær 36 prosent i 2016.

Figur 24: Norsk og russisk naturgassimport til EU28 og bruttoforbruk av naturgass i EU28 1990-2015.



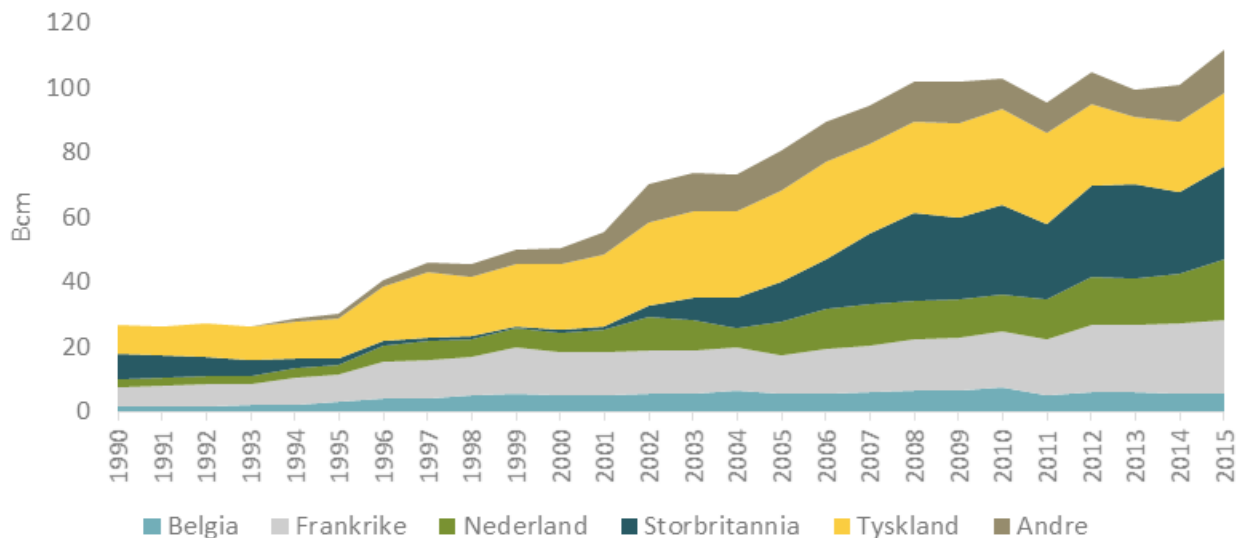
Figur 25: Andel av importvolum av naturgass til EU28 fordelt på opprinnelsesland 2016.



Kilde: Eurostat (tabell nrg124a og nrg100a) og Eurostat (2017a)

Som illustrert i Figur 26, økte norsk gass eksport til EU28 fra 25 til 104 bcm mellom 1990 og 2010, noe som tilsvarer en nær firedobling. De største mottagerlandene har historisk sett vært Tyskland og Frankrike, men siden starten på 2000-tallet har også Nederland og Storbritannia kjøpt store mengder norsk gass.

Figur 26: Norsk gass eksport til Europa fordelt på forbruksland 1990-2015. Bcm¹¹



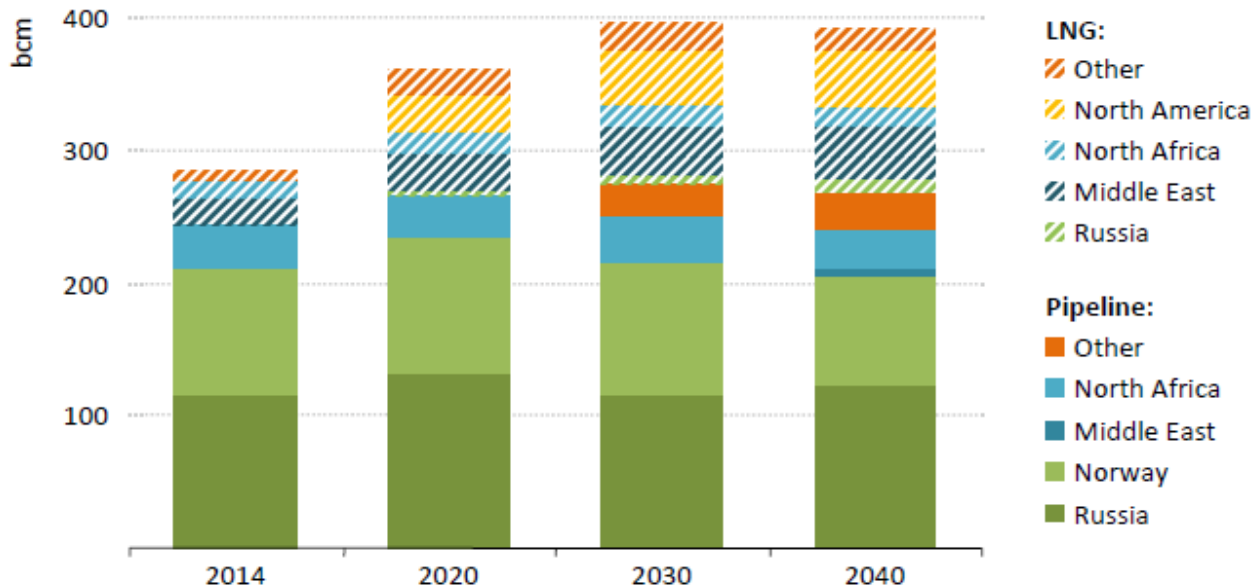
Kilde: Eurostat (tabell nrg124a)

Figur 27 viser forventet utvikling i naturgassimporten i IEA sitt referansescenario fra *World Energy Outlook 2016*. Som figuren viser, forvente IEA at det samlede importvolumet øker med omkring 100 bcm fra 2014 til 2030 for deretter å ligge noenlunde flatt til 2040. Fram mot 2040 er det særlig økt

¹¹ Figuren viser data fra Eurostat som tar høyde for videresalg innad i EU. Tallene avviker derfor en del av data fra Gassco som viser norsk eksport til Europa fordelt på første mottagerland, hvor Tyskland utgjør omkring 45 prosent av samlet eksport.

LNG-import som står for mesteparten av importveksten. Det norske eksportvolum reduseres noe mellom 2030 og 2040, men fortsetter å være en sentral naturgasskilde for EU i 2040.

Figur 27: Naturgassimport til EU 2014-2040 fordelt på opprinnelsesland i IEA sitt referansescenario fra WEO 2016. Bcm.



Kilde: IEA (2017)

2.3.2 Energisamarbeidet mellom Norge og EU

EU vedtok i 2015 å innføre den såkalte Energiunionen. Energiunionen kan sees på som det foreløpige siste steget i utviklingen av et integrert indre energimarked. Norge er en del av det indre energimarkedet gjennom EØS-avtalen og påvirkes derfor i stor grad av energipolitikken i EU.



Målet med Energiunionen er å utvikle et europeisk energisystem med høy forsyningssikkerhet, klima- og miljøvennlig produksjon og overkommelige priser på energiprodukter for industri og forbrukere. De sentrale virkemidlene er økt markedsintegrasjon, en diversifisert sammensetning av energikilder og -teknologier, redusert avhengighet av energiimport, økt vekt på energieffektivisering og en reduksjon av klimagassutslippene med 40 prosent innen 2030.

EU importerer en stadig større andel av naturgassforbruket sitt. Flere medlemsland mener at Russlands sentrale rolle som gassleverandør er problematisk med hensyn til forsyningssikkerheten, og tiltak for å diversifisere gassleveransene samt bedre beredskap i tilfelle av et forsyningsbrudd har stått høyt på EUs energipolitiske agenda de siste årene.

I 2014 ble det gjennomført en stresstest for alle EUs medlemsland. EU konkluderte med at særlig de østlige medlemslandene og EUs sør-østlige naboland var sårbare for et kutt i gasstilførselen, men at det lå et stort potensial i å øke samarbeidet mellom medlemsland når det gjelder beredskap og planlegging. I 2016 framla Kommisjonen et forslag til en forordning for gassforsyningssikkerhet. De viktigste momentene i forordningen er et skift fra nasjonale til regionale planer for energisikkerhet, innføring av et solidaritetsprinsipp der medlemsland plikter å prioritere sårbare grupper i andre medlemsland før mindre sårbare grupper i eget land, og økt transparens knyttet til viktige gasskontrakter¹². Lovforslaget er pr. i dag i trepartsforhandlinger mellom Parlamentet, Kommisjonen og Rådet.

Norsk gass spiller en viktig rolle når EU skal oppnå Energiunionens målsetninger. Norge ansees som en strategisk samarbeidspartner for EU på energiområdet¹³, og gassimport fra Norge rammes derfor ikke av et mål om å redusere importavhengighet for å øke forsyningssikkerheten¹⁴. Det er en tett dialog mellom EU-kommisjonen og norske energimyndigheter¹⁵, og på offisielt EU-hold legges det vekt på at gassinfrastrukturen utvikles slik at norsk gass kan leveres til alle regioner i det indre europeiske gassmarkedet¹⁶.

2.3.3 Gassimport fra Norge har lavere CO₂-utslipp enn andre importkilder

EU-kommisjonen har fått utført studier som viser at norsk gass har et lavt karbonavtrykk sammenlignet med alternative kilder for gassimport til Europa. Exergia/COWI (2015)¹⁷ gir en grundig gjennomgang av klimautslippene for de ulike kildene for gassimport til det europeiske gassmarkedet. Analysen viser det samlede utslippet av klimagasser gjennom verdikjeden helt fram til forbruker. Dataene i Figur 28 er hentet fra denne rapporten og gjelder gassimport til land i Sentral og Sørvest Europa. Figuren sammenligner rørtransport fra henholdsvis Norge, Russland og Algerie med LNG-import fra aktuelle kilder både i Midtøsten og Afrika. Figuren viser at de samlede klimautslippene er langt høyere for gass importert fra Russland enn for gass importert fra Norge. Av de aktuelle LNG-kildene har også norsk LNG blant de laveste utslippene. Det er betydelig usikkerhet knyttet til utslippstallene. Særlig er det vanskelig å måle utslipp av metan. Det er også en utfordring at det ikke alle steder foreligger målinger gjort av nøytrale aktører.

¹² Se http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-308_en.htm

¹³ Council conclusions on Energy Diplomacy - 20 July 2015: Norge er en etablert nøkkelpartner for Europas langsiktige forsyningssikkerhet.

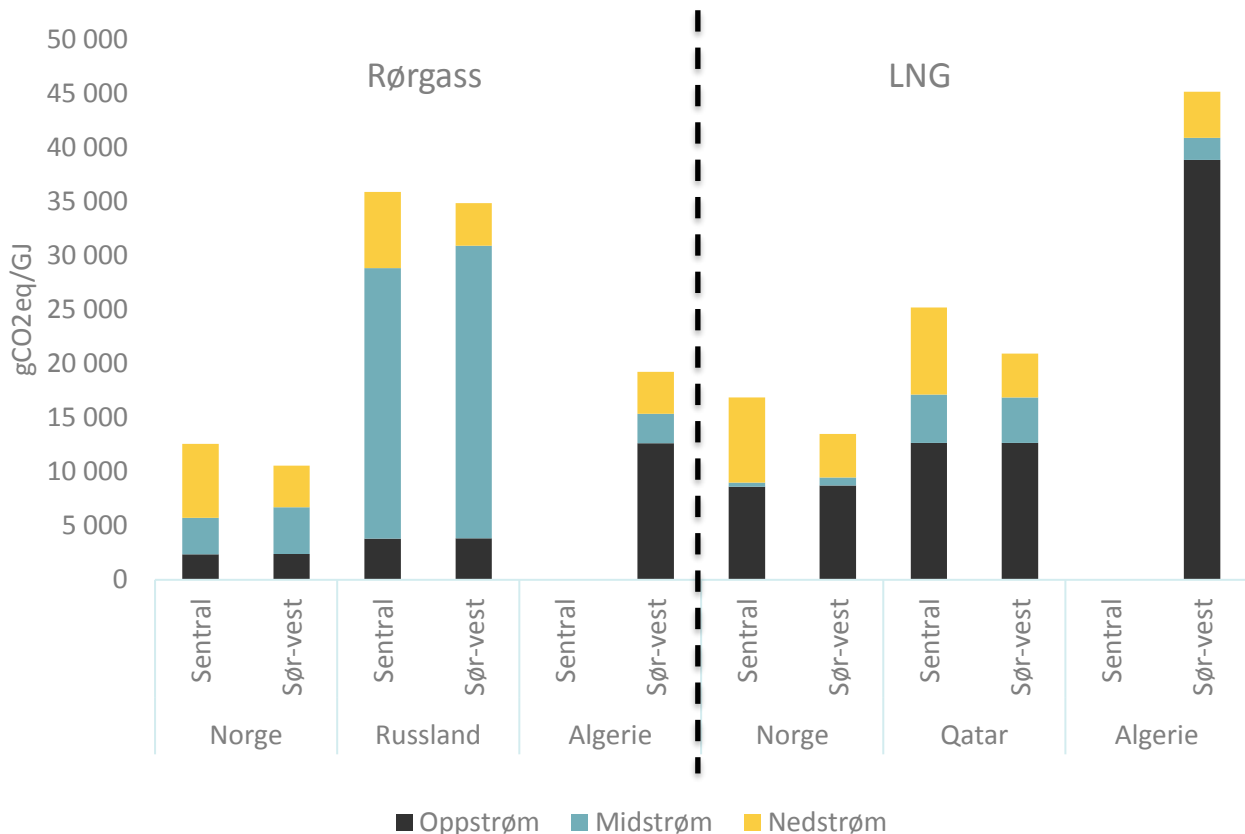
¹⁴ COM/2014/0330: "The Union must reduce its external dependency on particular suppliers by diversifying its energy sources, suppliers and routes. Notably, a reinforced partnership with Norway, the acceleration of the Southern Gas Corridor and the promotion of a new gas hub in Southern Europe should all be pursued".

¹⁵ Se for eksempel, den årlige energikonferanse mellom Norge og EU, den neste - Third EU-Norway Energy Conference.

¹⁶ COM/2014/0330

¹⁷ Exergia og COWI, Study on Actual GHG Data for Diesel, Kerosine and Natural Gas, Commissioned by EU-Commission, July 2015.

Figur 28. Utslipp av klimagasser målt i karbon-ekvivalenter for rørledningsgass importert til Sentral-Europa, sammenlignet med rørledningsgass fra Russland og LNG-import fra Afrika.



Kilde: Exergia og COWI (2015)

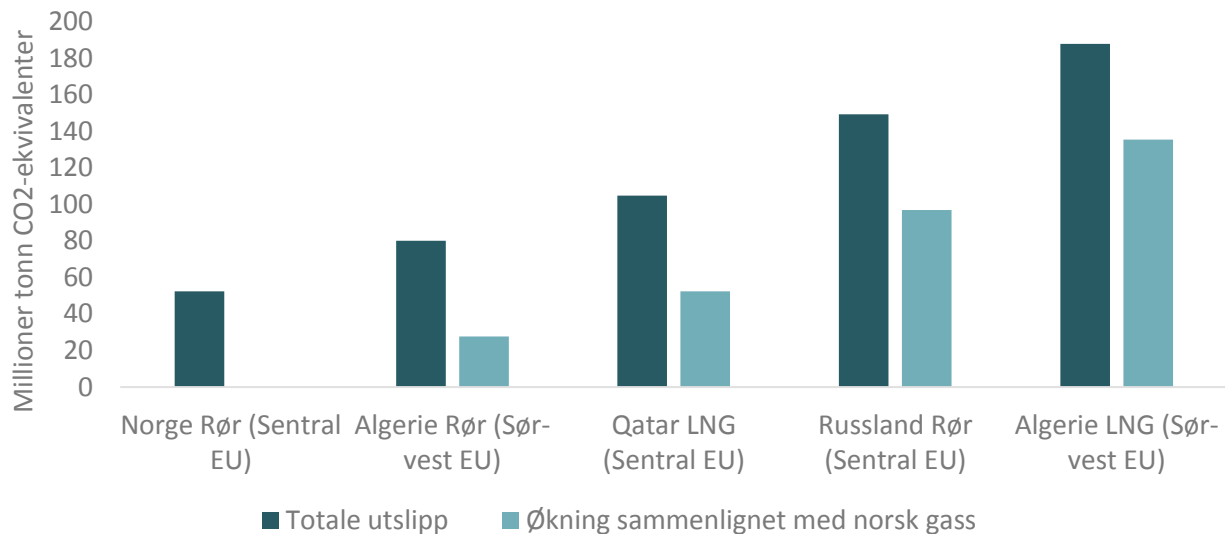
Norsk gass har et noe høyere karbonavtrykk enn gass produsert i Nederland og Danmark ettersom transportdistansen er lengre. Med fallende innenlandsk produksjon i EU, og dermed et økende importbehov, er det imidlertid sammenligning mellom ulike importalternativer som er mest relevant. Til Sentral-Europa importeres gass hovedsakelig fra Norge, Qatar (i form av LNG) og Russland.

LNG fra Algerie og Qatar har et langt høyere karbonavtrykk enn norsk gass, ettersom det kreves mye energi for å komprimere gassen til væske. Høyere faklingsgrad er også en del av forklaringen.

Rørgass fra Russland har langt høyere utslipp enn rørgass fra Norge. Det er bare LNG fra Algerie som har enda høyere utslipp.

Med utgangspunkt i studien fra Exergia og COWI har vi beregnet hvor mye de globale klimagass-utslippene ville økt dersom norsk gass ble erstattet enten av rørledningsgass fra Russland eller Algerie, eller med LNG fra Algerie eller Qatar. Resultatene vises i Figur 29. Vi har benyttet gassproduksjonen i Norge fra 2014 (108,8 bcm) i beregningene og for enkelhets skyld har vi antatt at all norsk gass leveres gjennom gassrørledninger til det sentrale EU. Å erstatte norsk gass med LNG fra Algerie vil ha de største negative virkningene på globale karbonutslipp. Utslippene økes med 135 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, som tilsvarer omtrent syv prosent av taket i det europeiske kvotemarkedet i 2014, eller over ti prosent av taket i 2030. Dersom hele volumet skulle erstattes med rørgass fra Russland, ville globale karbonutslipp øke med 97 millioner tonn CO₂-ekvivalenter, noe som tilsvarer nesten fem prosent av kvotetaket i 2014 og syv prosent av kvotetaket i 2030.

Figur 29. Årlige klimautslipp fra norsk gass (108,8 bcm) og gass fra andre aktuelle kilder til Europa.



Kilde: THEMA Consulting Group, Europakommisjonen (2015).

2.3.4 Markedsvirkninger av redusert gasseksport fra Norge

De viktigste importkildene til gass for EU har tradisjonelt vært rørgass fra Norge, Russland og Algerie, i tillegg til noe LNG. Skal vi tro referansescenariene fra IEA, BP og EUs referansescenario, vil det samlede gassforbruket i EU ligge noenlunde stabilt eller øke noe de kommende årene, mens innenlands produksjon er ventet å falle. Det er derfor ventet at EUs importbehov vil øke framover.

Importkapasiteten for LNG øker, og to større rørledningsprosjekter, North Stream II og Southern Gas Corridor vil kunne øke importkapasitet fra henholdsvis Russland og Det kaspiske hav. Redusert gassimport fra Norge vil kunne erstattes enten ved at naturgass hentes fra andre kilder; i form av økt LNG-import eller økt import fra nye rørledningsprosjekter, eller ved å ta i bruk andre fossile eller fornybare energikilder. Økt energieffektivisering vil også kunne redusere importbehovet.

Gass fra andre kilder

På kort og mellomlang sikt, inntil nye store rørledningsprosjekter eventuelt kan realiseres, er det trolig LNG som utgjør svingproduksjon for EU. Det kommer av at LNG antagelig er den importkilden som har høyest kostnader og som lettest kan økes på kort sikt. Uansett er det grunn til å anta at norsk gass vil bli erstattet av dyrere kilder. Som det fremgår av Figur 29 medfører LNG høyere CO₂-utslipp enn rørgass fra Norge. Kostnaden for gass fra LNG vil også påvirkes av kvoteprisen ettersom regassifisering omfattes i det europeiske kvotemarkedet.

Substitusjon fra gass til annen energi og energieffektivisering

Redusert gasseksport fra Norge vil føre til høyere priser i gassmarkedet, noe som igjen påvirker markedene der gass er en innsatsfaktor. Høyere gasspriser vil, alt annet like, dels føre til at gass til en viss grad blir erstattet av andre energikilder i disse sektorene og dels til at energiforbruket reduseres. Hvor store utslagene er, kommer an på hvor mye dyrere alternativene er og hvor lett forbruket kan reduseres.

Kraftproduksjon

I kraftmarkedet er *kullkraft* den nærmeste konkurrenten til gasskraft. Høyere gasspris trekker i retning av at produksjonen i eksisterende kullkraftverk vil øke. Det øker i sin tur etterspørselen etter kvoter, noe som trekker kvoteprisen i EU ETS opp. Både økt gasspris og økt kvotepris gir høyere

kraftpris. Marginalkostnaden i gasskraftverk øker pga. høyere gasspris og kvotepris, mens marginalkostnaden i kullkraftverk øker pga. høyere kvotepris.

På lang sikt øker prisene og dermed lønnsomheten av *fornybar kraftproduksjon*. Det trekker i retning av større utbygging av fornybar produksjonskapasitet. På lang sikt må bortfall av kullkraftproduksjon og vekst i kraftetterspørselen erstattes av en miks av fornybarproduksjon og gasskraft, der sammensetningen bestemmer prisstruktur og prisnivå. Høyere gasspris trekker da i retning av noe høyere fornybarproduksjon og høyere kraftpriser også på lang sikt.

Industri og transport

I industrien kan økt gasspris, økt kraftpris og økt kvotepris gi økt karbonlekkasje, noe som innebærer at konkurranseevnen til europeisk industri svekkes på grunn av prisøkningene relatert til klimagassutslipp eller at disse bedriftene flytter ut til land med svakere rammebetingelser for utslipp. I varmemarkedet kommer virkningen an på hvilke alternativer som er tilgjengelige. Dersom alternativene er fornybare energikilder, energieffektivisering eller redusert produksjon i industrien (karbonlekkasje), gir det lavere kvoteetterspørsel. Er alternativene fossile brensler, øker kvoteetterspørselen. Nettovirkningen på europeisk kvoteetterspørsel er til syvende og siste et empirisk spørsmål.

Konsekvensene i transportsektoren er mer usikker fordi både gass og kraft spiller en mindre rolle der, og utviklingen antagelig først og fremst er avhengig av teknologiutviklingen.

Virkninger på CO₂-utslippene

Så lenge det er et stort overskudd av kvoter, vil ikke prisvirkningen i kvotemarkedet nødvendigvis være så stor selv om etterspørselen etter kvoter øker, men prisen styres også av forventningene til prisutviklingen på lengre sikt, og høyere kullkraftproduksjon alt annet likt trekker i retning av tidligere knapphet i kvotemarkedet. Hvis mengden kvoter over tid er gitt, blir ikke utslippene høyere, men en del av utslippene kommer tidligere. Karbonlekkasje innebærer at utslippene øker utenfor EU ETS. Erstatning av norsk gass med alternative gassressurser vil også kunne gi økte karbonutslipp i form av høyere utslipp i produksjons- og transportleddene som diskutert i avsnitt (2.3.3).

3 ANVENDELSER OG KONKURRANSEFLATER FOR GASS I EUROPA

Naturgass er en viktig energikilde både i alminnelig forsyning, i industrien og i kraftproduksjon i EU. I transportsektoren spiller gass foreløpig en relativt beskjeden rolle, men det er i denne sektoren veksten antas å bli prosentvis sterkest fremover. Konkurransesflatene for gass varierer både mellom sektorene og innenfor hver sektor. Hvor godt naturgassen hevder seg i konkurransen med alternativene avhenger av prisutviklingen for naturgass og aktuelle substitutter, CO₂-prisenivået, utbygging av infrastruktur, innretningen på energi- og klimapolitikken og den teknologiske utviklingen.

3.1 Naturgass brukes til en rekke ulike formål i EU

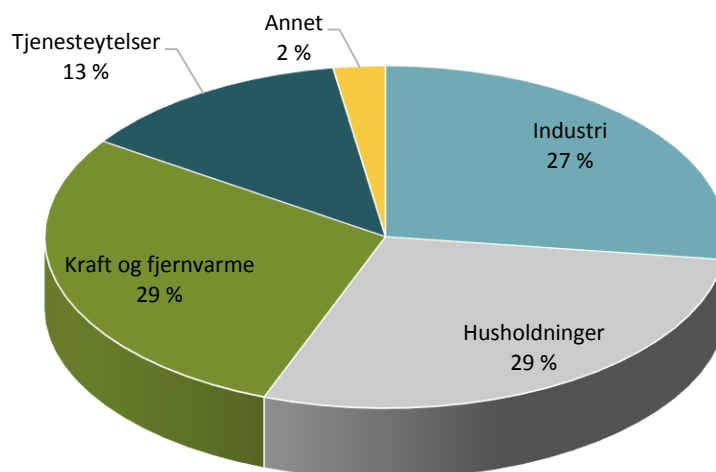
Naturgass brukes i hovedsak som energikilde i kraft- og varmeproduksjon, i husholdningene i en rekke industrielle prosesser i EU.

På kontinentet og i Storbritannia brukes naturgass til direkte oppvarming av rom og tappevann og til matlaging på gasskomfyrer, og det eksisterer derfor et velutviklet gassdistribusjonssystem til sluttbrukere i store deler av Europa.

I industrien brukes naturgass som innsatsfaktor i ulike prosesser. Blant annet brukes den som råmateriale for fremstilling av kjemikalier og til å ekstrahere gasser som butan, etan og propan, som anvendes til produksjon av kunstgjødsel og farmasøytiske produkter. En rekke industrispesifikke prosesser benytter seg også av naturgass. Et eksempel er avfukkingssystemet *Natural gas dissicant systems* som blir stadig vanligere i produksjon av plast, farmasøytiske produkter, søtsaker og andre prosesser hvor fuktig luft kan ødelegge sluttproduktet. Naturgass brukes også til energiformål i industrien i form av direkte energiproduksjon, avfallsbehandling og forbrenning, forvarming av metaller (spesielt jern og stål), tørking og avfukking, og til smelting av glass og i ulike prosesser i matvareindustrien.

Som vist i Figur 30, fordelte gassforbruket i EU28 seg i 2015 med 29 prosent til kraft- og fjernvarmeproduksjon, 29 prosent til direkte bruk i husholdningene, 13 prosent til næringsliv og 27 prosent til industrien.

Figur 30 Sluttforbruk av naturgass i EU28 i 2015 fordelt på hovedsektorer. Prosent¹⁸



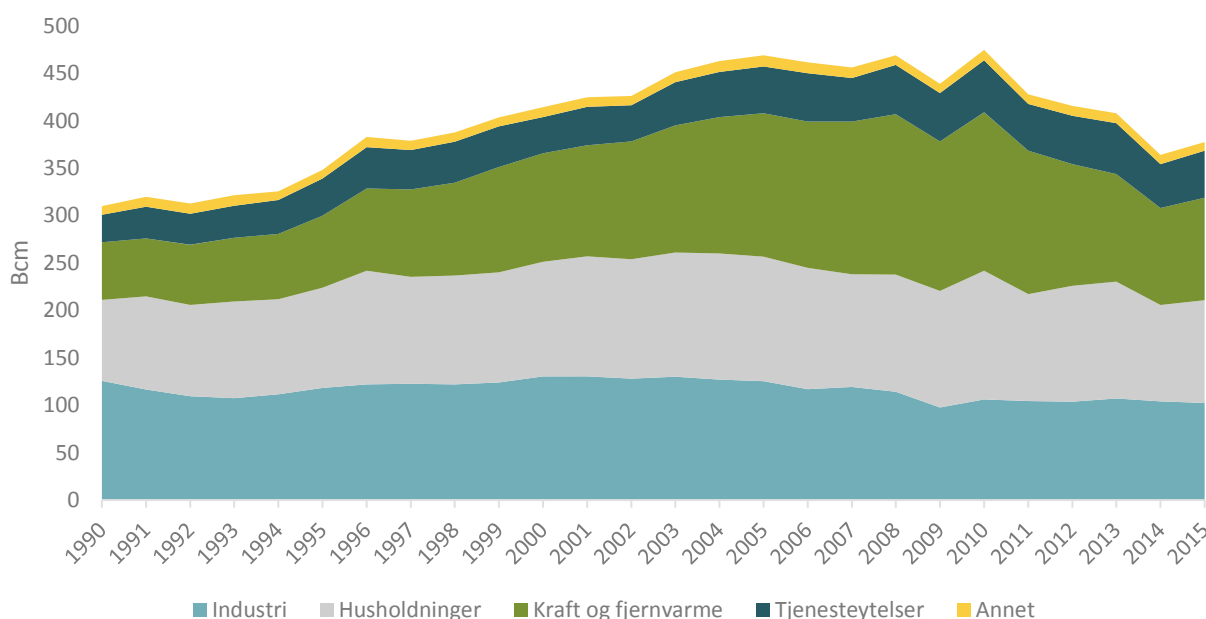
Kilde: Eurostat (Tabell nrg103a)

¹⁸ Som sluttforbruk av naturgass har vi her antatt alt endelig forbruk i tillegg til naturgass som forbrukes til omforming til elektrisk energi og varme i kraftstasjoner. Forbruk av naturgass i forbindelse med utvinning av petroleumsprodukter er ikke inkludert.

Figur 31 gir et overordnet bilde på hvordan forbruket av naturgass i Europa har fordelt seg mellom kraftproduksjon, industri, husholdninger og øvrig forbruk fra 1990 til 2015. Gassforbruket i husholdninger har økt med 23 prosent i perioden, mens det har gått ned ca. 13 prosent i industrisektoren. Gassforbruket i kraftsektoren har variert betydelig: Det steg jevnt fra rundt 61 bcm i 1990 til 167 bcm i 2010 før det falt til omkring 102 bcm i 2014. Fra 2014 til 2015 økte forbruket noe, til 108 bcm. Fallet i naturgassforbruket til kraft- og varmeproduksjon i 2010-2014 skyldtes en kombinasjon av fallende kullpriser, lave CO₂-priser, kraftig økning i subsidiert fornybarproduksjon og lav økonomisk vekst.

De ulike segmentene har noe ulike drivere. Etterspørselen etter naturgass til kraft- og varmeproduksjon vil ofte kunne variere avhengig av den relative kostnaden på gass versus substitutter som f.eks. kull. Husholdningene har i mindre grad mulighet til å substituere til andre energibærere, og ettersom naturgass i stor grad går til oppvarming, vil etterspørselen derfor hovedsakelig variere som en følge av temperaturendringer.

Figur 31: Sluttforbruk av naturgass i EU28 1990-2015 fordelt på hovedsektorer. Bcm.



Kilde: Eurostat (Tabell nrg103a)

3.2 Husholdningenes bruk av naturgass

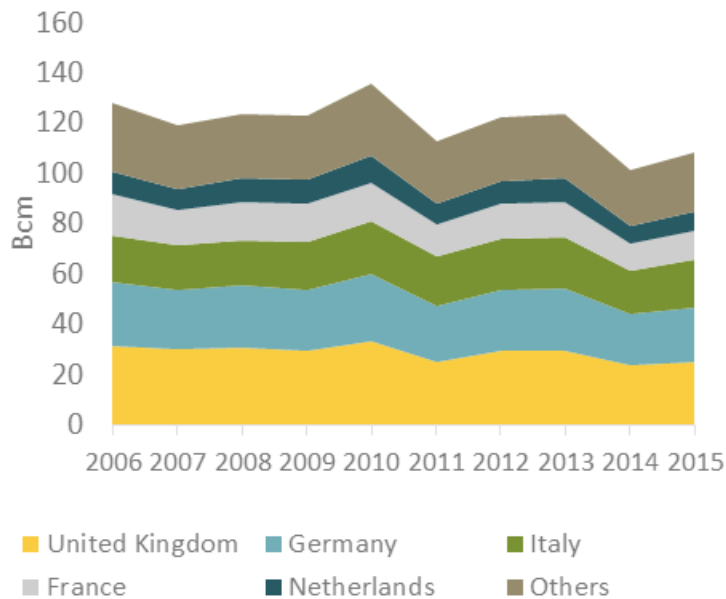
3.2.1 Status og historisk utvikling

I husholdningssektoren brukes naturgass i all hovedsak til romoppvarming, oppvarming av vann og matlaging. Bruken av naturgass til oppvarming gjør at forbruket i denne sektoren er temperatur-sensitivt og varierer både fra år til år og mellom sesonger (se Figur 32). Utviklingen i gassforbruket fremover vil avhenge både av befolkningsutvikling og bosettingsmønster og graden energi-effektivisering.

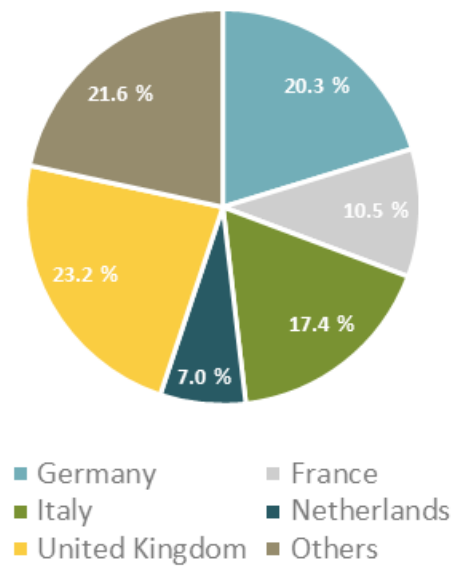
Storbritannia har i dag det største markedet for gass til husholdningsforbruk i Europa, jfr. Figur 33 og Figur 34. Den omfattende bruken av naturgass i husholdningssektoren medfører også at UK står for nesten 24 prosent av europeiske husholdningers gassforbruk. Gassens rolle i det britiske husholdningssegmentet er delvis historisk betinget ettersom Storbritannia har vært, og fortsatt er, en stor produsent av naturgass, og derfor tidlig utviklet et godt distribusjonssystem.

Som det fremgår av Figur 33 står fem EU-land – Tyskland, Italia, Storbritannia, Frankrike og Nederland – til sammen for over tre fjerdedeler av det samlede gassforbruket i EUs husholdninger.

Figur 32. Utviklingen i husholdningenes gassforbruk i EU 2006-2015. Bcm.



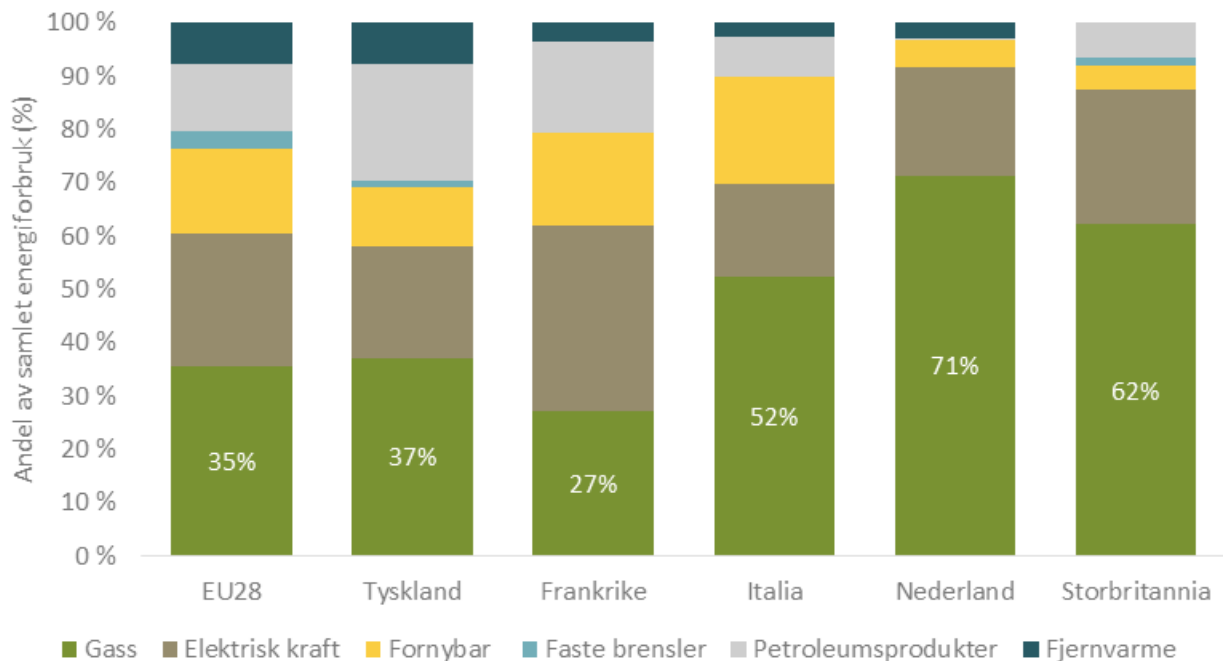
Figur 33: Prosentvis fordeling av EUs samlede forbruk av naturgass i husholdningssektoren i 2015. Prosent.



Kilde: Eurostat (Tabell nrg_103a)

Figur 34 viser energiforbruk i husholdningene fordelt på energibærere for landene i EU28 som har det største gassforbruket i husholdningssektoren. Særlig nederlandske, britiske og italienske husholdninger utmerker seg med en gassandel på over 50 prosent. For den gjennomsnittlige husholdningen i EU står gass for 35 prosent av det samlede energiforbruket.

Figur 34: Direkte energiforbruk i husholdningene i utvalgte EU-land pr. energikilde i 2015. Prosent.



Kilde: Eurostat tabell nrg_100a

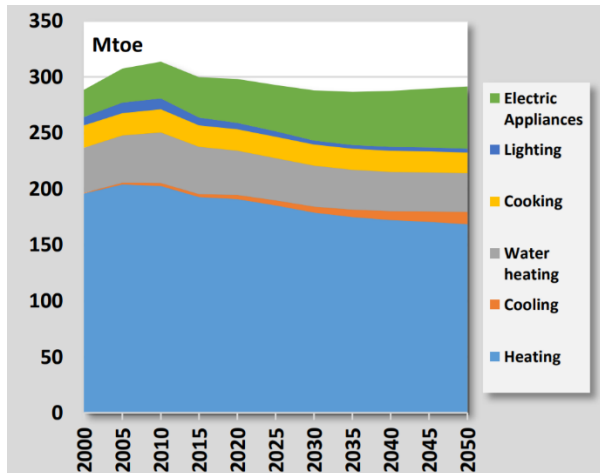
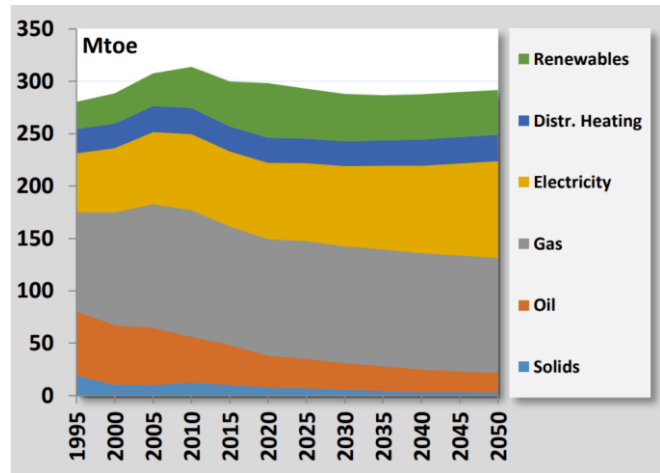
3.2.2 Stabilt forbruk på mellomlang sikt. Økende konkurranse fra lavutslippsalternativer

EU: Stabil forbruksutvikling, men usikker effekt av framtidige klima- og energitiltak

Figur 35 og Figur 36 viser henholdsvis forventet samlet energiforbruk pr. aktivitet og energiforbruk pr. energibærer i husholdningene i EU fram til 2050 i EUs referansescenario fra 2016. Det samlede energiforbruket er ventet å synke noe fram mot 2030 før det igjen stiger opp mot dagens nivå i 2050. Det er antatt at energiforbruket frakobles inntektsveksten i EU takket være energieffektiviserings-tiltak. Bruken av faste brensler og olje ventes å falle mot 2050 og erstattes særlig av elektrifisering og fornybare kilder. Det er ventet en nokså stabil utvikling i gassforbruket. Oppvarming vil fortsatt utgjøre brorparten av energiforbruket i husholdningene. Andelen synker likevel fra 65 prosent i 2010 til 58 prosent i 2050 som følge av energieffektivisering i renoverte bygninger.

Referansescenarioet som er illustrert i figurene under, tar ikke høyde for potensielle politiske grep utover dem som var bestemt i 2015. De foreslåtte tiltakene i EU-Kommisjonens Vinterpakke knyttet til fornybar energi og energieffektivisering er derfor ikke medregnet. Det samlede energiforbruket vil derfor trolig ligge noe lavere, og andelen fornybare energikilder/kraft noe høyere enn det som er skissert i referansescenarioet. For husholdningssektoren vil også EUs strategi for økt andel fornybar energi i varme- og avkjølingssektoren kunne spille en viktig rolle.¹⁹

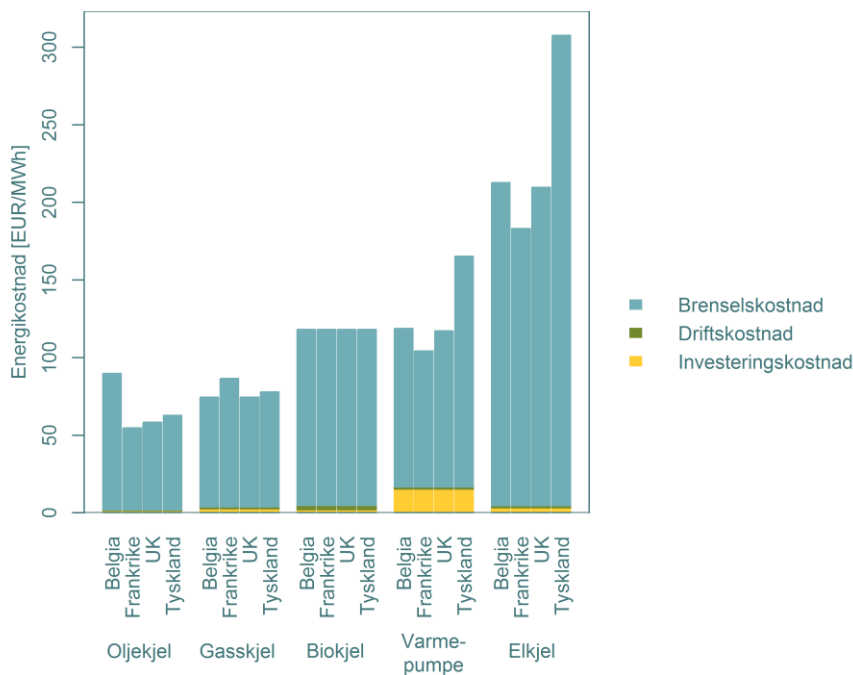
¹⁹ [European Commission Fact Sheet - Smart, efficient and sustainable heating and cooling sector](#)

Figur 35: Energiforbruk i husholdningene pr. aktivitet 2000-2050 i EU. Mtoe**Figur 36: Energiforbruk i husholdningene i EU etter energibærer 1995-2050. Mtoe.**

Kilde: EC 2016a

Oppvarming med naturgass fortsatt rimeligere enn kraft og varmepumper

Brenselkosten utgjør den klart største delen av kostnadene forbundet med varmeproduksjon (jfr. Figur 37).¹ Endringer i gassprisene kan derfor føre til omlegging av oppvarmingsløsninger over relativt kort tid i tilfeller hvor slike overganger ikke medfører store investeringskostnader. En EU-støttet studie estimerer små kostnadsforskjeller mellom biofyring, elkjel og varmepumpe i 2050. En annen viktig kostnadsfaktor er ulike avgifter på klimagassutslipp som for eksempel prisene på CO₂-kvoter i ETS-ordningen. Skatte- og avgiftssystemets utforming kan påvirke gassens konkurranseevne som oppvarmingskilde. Det blir stadig mer utbredt å ilegge brenselsspesifikke skatter (EEA, 2016).

Figur 37. Total energikostnad for oppvarming fordelt på land og energibærer

Kilde: investeringskostnad og driftskostnad: NVE (2015), Kostnader i energisektoren; (brenselpriser: Eurostat.)

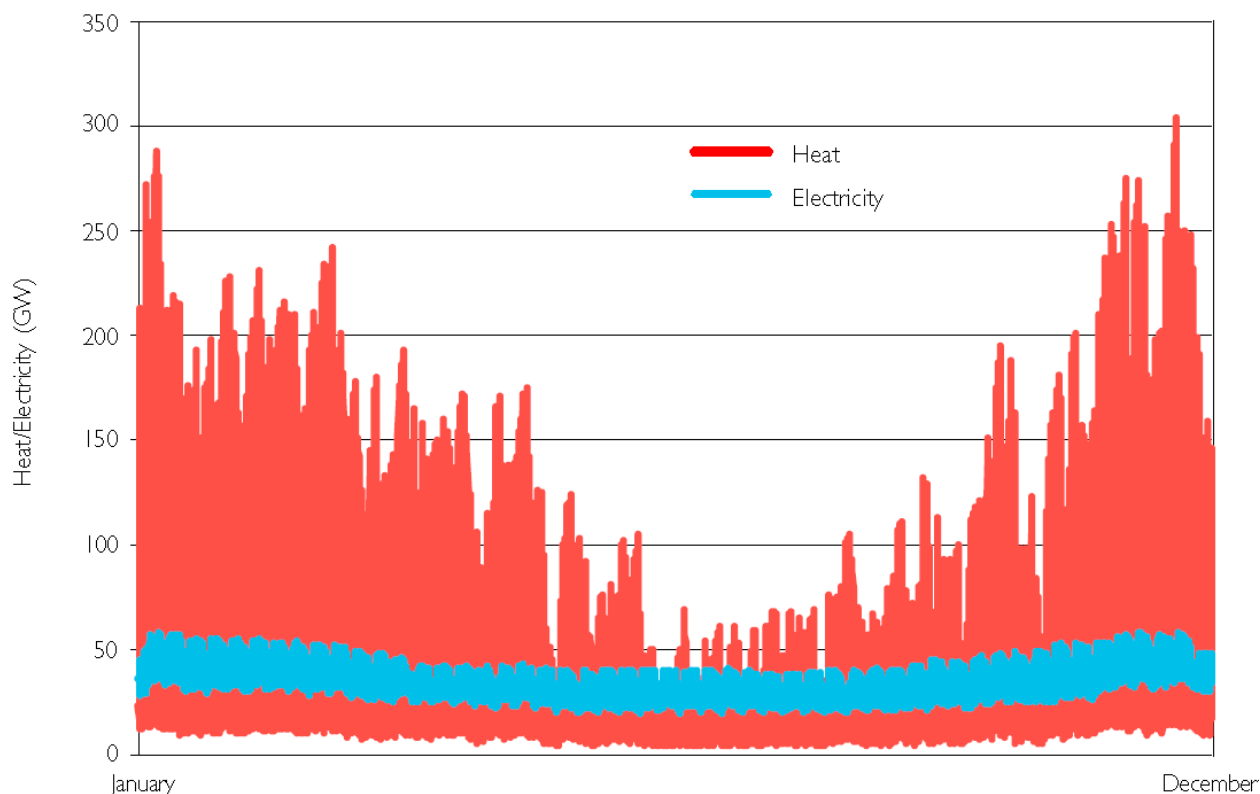
Oppvarming med naturgass vil trolig komme bedre ut ved en strammere energi- og miljøpolitikk enn oppvarming med oljekjel, men er sårbar for lavutslippsalternativer som fyring med bioenergi, elektriske varmepumper og fjernvarme dersom kostnadene knyttet til klimagassutslipp øker mye. Energisikkerhetsmessig er EU også tjent med å redusere avhengigheten av naturgass og olje som i veldig stor grad må importeres utenfra.

Det er imidlertid ikke gitt at gassforbruket påvirkes av en økende andel fjernvarme. Blant annet viser EU-studien *Heat Roadmap Europe 2050, Second pre-study for the EU27* at større sentraliserte investeringer i fjernvarme gir lavere samfunnsøkonomiske kostnader. Studien viser at en høyere andel fjernvarme fører til at mesteparten av energieffektiviseringen skjer sentralt, og ikke hos sluttbrukere. Gassforbruket som går til oppvarming, forblir dermed relativt høyt. Analysen antar også en høy andel varmepumper der det ikke installeres fjernvarme.

Elektrifisering vil by på utfordringer for kraftnettet

Som det fremgår av Figur 38, varierer etterspørselen etter varme i alminnelig forsyning i Storbritannia i svært stor grad gjennom året, mens kraftetterspørselen er relativt stabil. Varmetterspørselen er hovedsakelig dekket av gass. Dersom store deler av varmeproduksjonen skal flyttes fra naturgass til elektrisk kraft i alminnelig forsyning, vil behovet for investeringer i kraftnettet og annen relevant infrastruktur trolig øke.

Figur 38. Etterspørselen etter strøm og varme i alminnelig forsyning i UK (2010)



Kilde: Marcogaz

3.3 Naturgassforbruk i industrien

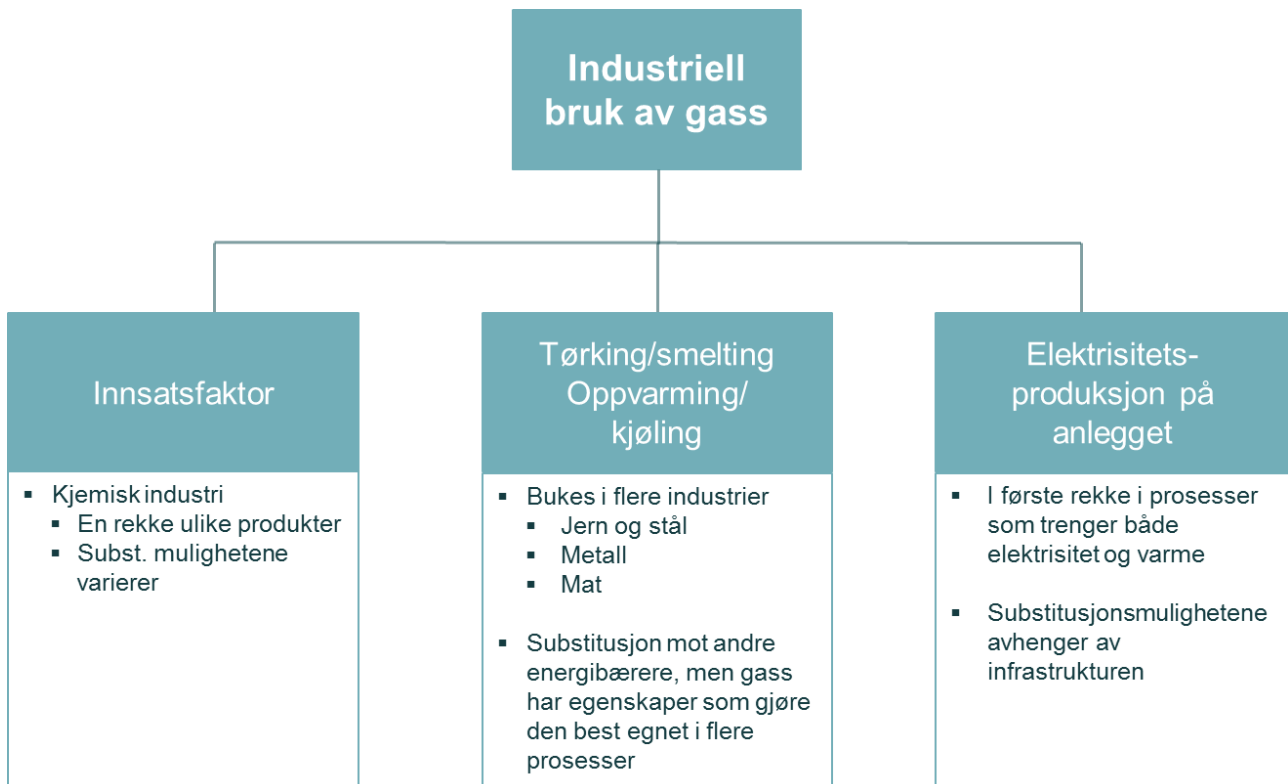
3.3.1 Naturgass har en rekke ulike bruksområder i industrien

Naturgass har tre viktige anvendelsesområder i industrien; som direkte innsatsfaktor i industrielle prosesser, til bruk i prosesser knyttet til tørking, smelting, oppvarming og kjøling, samt til elektrisitetsproduksjon på industrianleggene (se Figur 39). Innenfor hvert markedssegment finnes det ulike substitusjonsmuligheter mot andre energibærere.

I kjemisk og petrokjemisk industri brukes gass i stor grad som direkte innsatsfaktor i produksjonen, og substitusjonsmulighetene varierer i stor grad mellom ulike produkter. Det finnes substitusjonsmuligheter i prosesser knyttet til tørking, smelting, oppvarming og kjøling, men naturgass har en rekke egenskaper som gjør at den er spesielt godt egnet i mange av prosessene. Naturgass kan derfor være å foretrekke selv om den er priset høyere enn alternativene.

Naturgass brukes også til elektrisitetsproduksjon på industrianlegg, særlig i anlegg der man også trenger varme til produksjonsprosessen, og elektrisitetsproduksjonen foregår i såkalte *Combined Heat and Power plants (CHP)*. Hvorvidt man kan substituere seg bort fra gassbruk avhenger av det enkelte anleggets oppbygning.

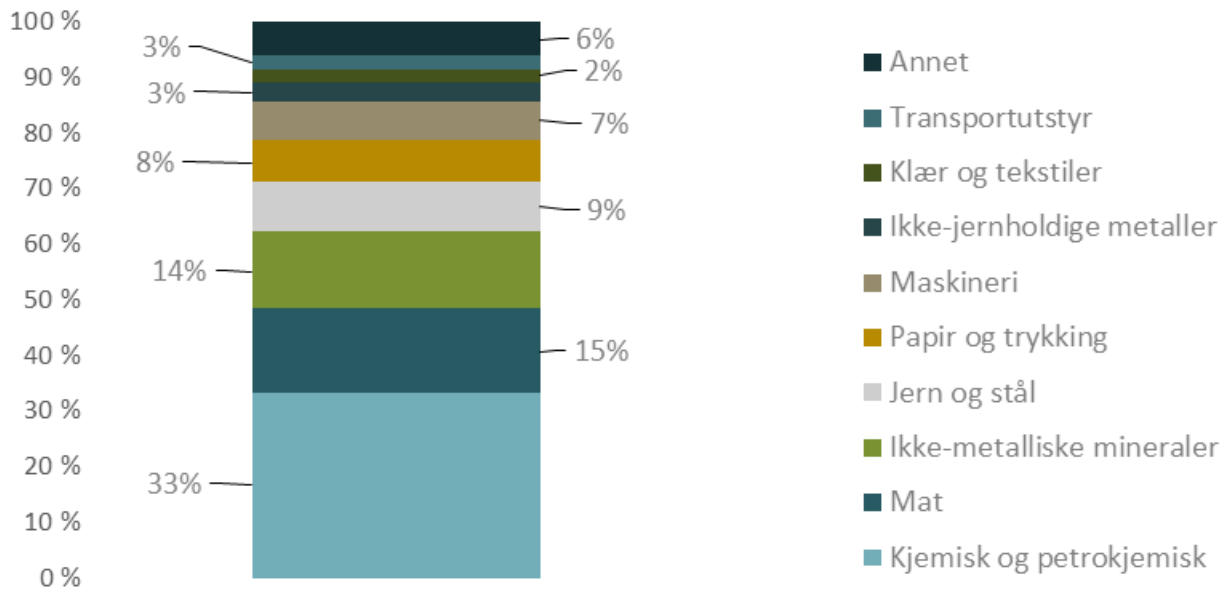
Figur 39. Industriell bruk av naturgass



Som det fremgår av Figur 40, er kjemisk og petrokjemisk industri den klart største industrielle gassbrukeren i EU. Her anvendes gass både som innsatsfaktor og til energiproduksjon. Det nest største forbruket av naturgass i industrien er forbundet med utvinning og raffinering av petroleumsprodukter²⁰, fulgt av matindustrien, ikke-metalliske mineraler og jern- og stålindustrien. Samlet stod disse fem industriene for tre fjerdedeler av det industrielle naturgassforbruket i EU i 2015.

²⁰ Merk at kategorien "utvinning og raffinering av petroleumsprodukter" er den eneste kategorien som ikke dreier seg om endelig forbruk.

Figur 40. Ulike industrisektors andel av endelig forbruk av naturgass i industrien i EU28 i 2015. Prosent.

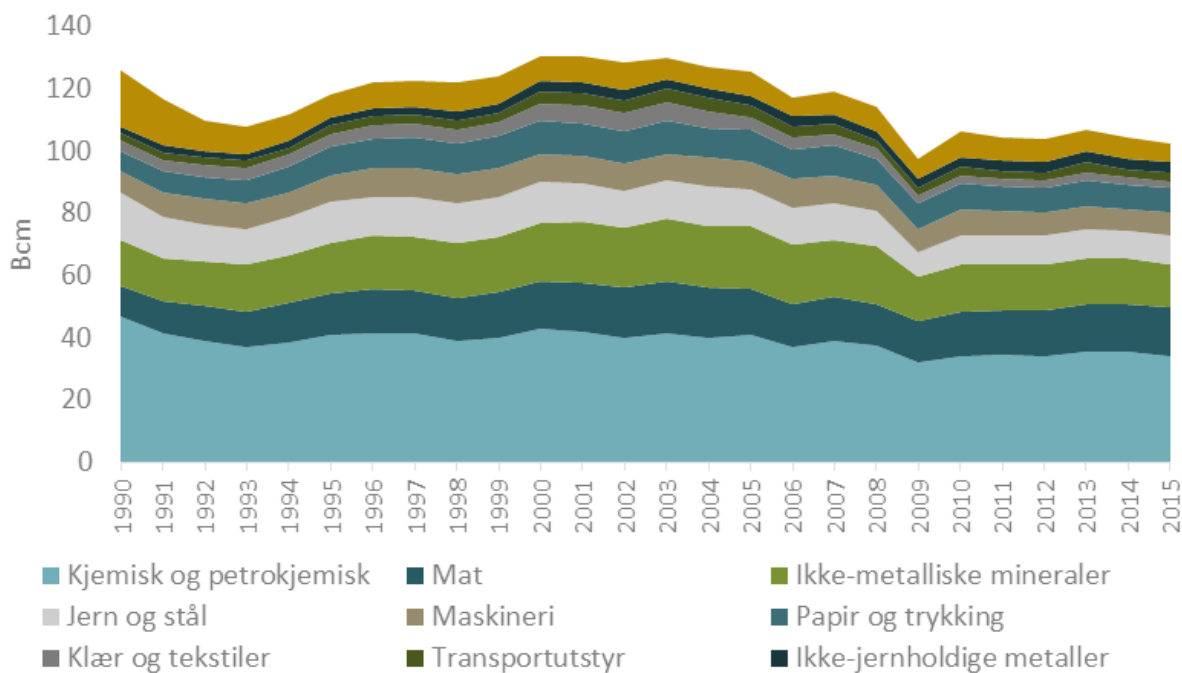


Kilde: Eurostat (Tabell nrg103a)

3.3.2 Fallende industrietterspørsel etter naturgass i EU de siste 15 årene

Industriens gassbruk i Europa har vist en fallende trend siden begynnelsen av 2000-tallet, jfr. Figur 41. Fra toppåret i 2003 til 2015 har gassforbruket i industrien falt med 17 prosent. Tabell 2 viser den prosentvise utviklingen i gassforbruket pr. industrisegment fra 1990 til 2015. Som det fremgår er det kun innen ikke-jernholdige metaller at naturgassforbruket har økt siden 2003, men innen samtlige andre industrisektorer har det falt. Innen de tre største industrisegmentene for naturgass – Kjemisk og petrokjemisk, mat og ikke-metalliske mineraler – har forbruket sunket med henholdsvis 17, 25 og 30 prosent siden 2003.

Figur 41: Endelig forbruk av naturgass pr. industrisektor i EU28 1990-2015. Bcm.



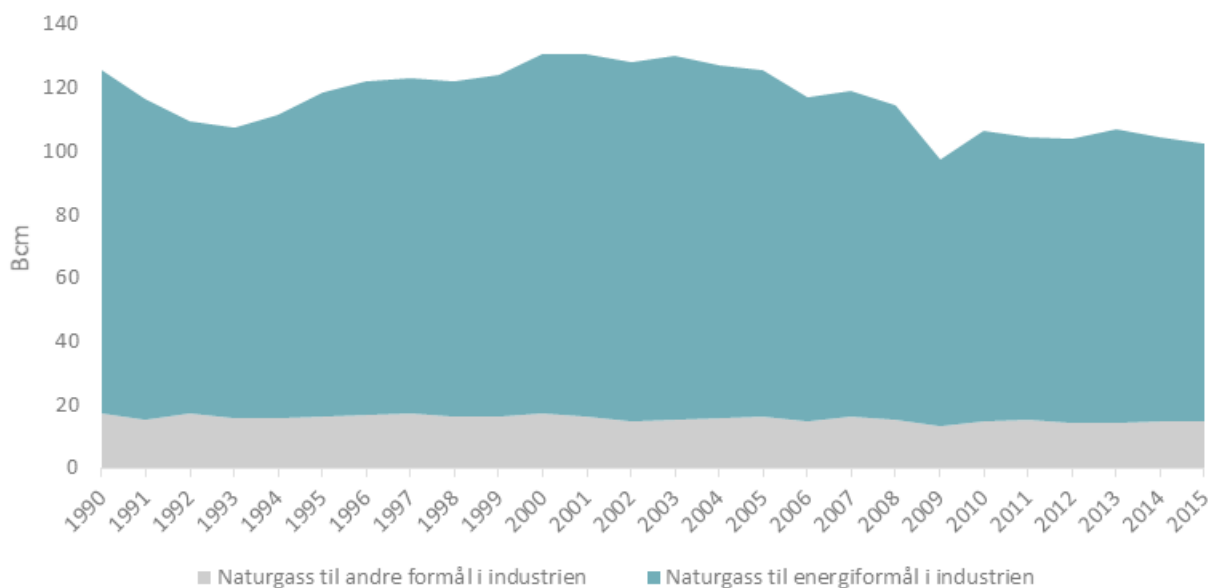
Kilde: Eurostat (tabell nrg103a)

Tabell 2: Prosentvis endring i naturgassforbruk i EU28 pr. industrisektor 1990-2015.

Industrisektor	Endring 1990-2015	Endring 1990-2003	Endring 2003-2015
<i>Kjemisk og petrokjemisk</i>	-27 %	-12 %	-17 %
<i>Jern og stål</i>	-39 %	-19 %	-25 %
<i>Ikke-metalliske mineraler</i>	-4 %	37 %	-30 %
<i>Mat</i>	55 %	69 %	-8 %
<i>Maskineri</i>	3 %	23 %	-16 %
<i>Papir og trykking</i>	21 %	69 %	-28 %
<i>Klær og tekstiler</i>	-25 %	87 %	-60 %
<i>Transportutstyr</i>	8 %	74 %	-38 %
<i>Ikke-jernholdige metaller</i>	49 %	39 %	7 %
<i>Annet</i>	-66 %	-61 %	-12 %

Kilde: Eurostat (tabell nrg103a)

Som det fremgår av Figur 42, er bruken av naturgass til energiformål dominerende og utgjorde nær 80 prosent av det samlede forbruket i industrien i 2002. Det er også forbruket av naturgass til energiformål som har falt mest siden tidlig 2000-tall, med 24 prosent fram til 2015, mot 4 prosent fall i forbruket av naturgass til andre formål.

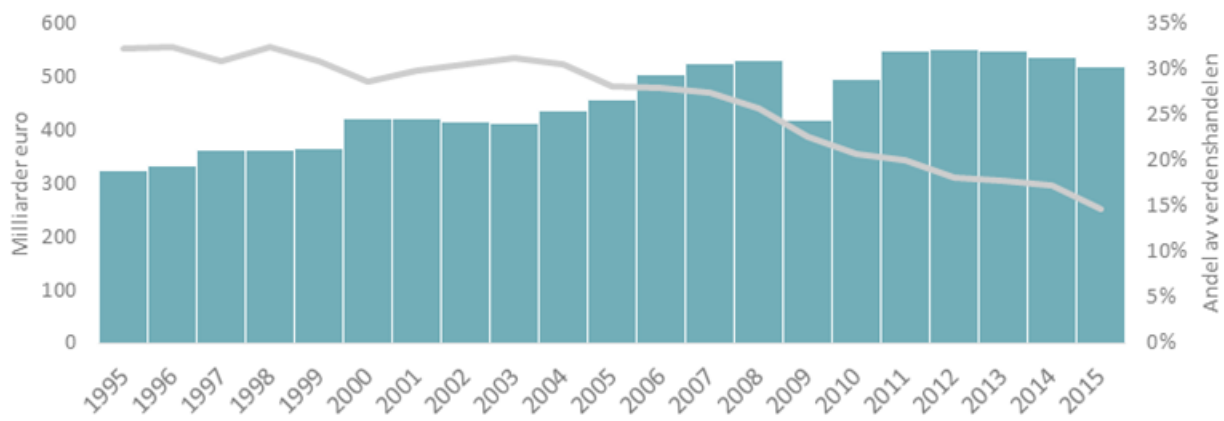
Figur 42: Naturgassforbruk og -produksjon i industrien i EU28 fordelt på forbruk til energiformål og andre formål 1990-2015. Bcm

Kilde: Eurostat (tabell nrg103a)

Veksten skjer utenfor Europa

Som illustrert i Figur 43, har EUs andel av det globale salget av kjemiske produkter halvert seg siden 1995 på tross av at salget i absolutte tall økte over perioden. Fra 2011 til 2015 falt også salget i absolutte tall. Produksjonsveksten innen kjemisk industri har hovedsakelig funnet sted utenfor Europa fordi energiprisene er lavere andre steder i verden og fordi produsentene ønsker nærhet til andre innsatsfaktorer som f.eks. jernmalm og nærhet til vekstmarkedene for sluttproduktet.

Figur 43. Salgsinntekter fra kjemisk industri i Europa og Europas andel av kjemisk industris salgsinntekter i verden

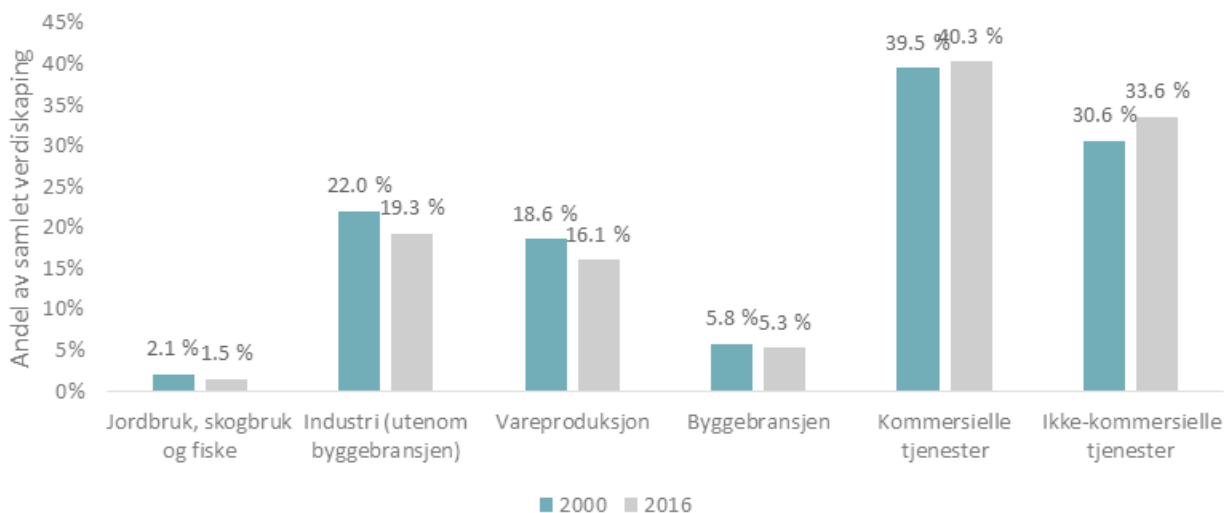


Kilde: Cefic (2017)

Endring i næringsstrukturen i Europa

Vi har de siste årene sett en utvikling med lavere vekst i industriproduksjonen i Europa til fordel for økt tjenesteproduksjon. Mellom 2000 og 2016 falt industriens andel av verdiskapingen i EU med 2,7 prosentpoeng som vist i Figur 44.²¹

Figur 44: Verdiskaping pr. sektor i EU28 i 2000 og 2016. Prosent



Kilde: Eurostat (tabell nama_10a_10)

Lave kullpriser

Som vist i Figur 45, har kullprisen vært i kontinuerlig fall siden den nådde en topp på over 130 USD/tonn i 2011. Den lave og fallende kullprisen har medført at det i dag er mest attraktivt å bruke kull der det er mulig å substituere mellom kull og gass. En lav CO₂-pris i Europa forsterker dette bildet for kvotepliktige sektorer.

Figur 45. Utviklingen i kullprisen

²¹ Merk at "Vareproduksjon" inngår i kategorien "Industri".



Kilde: THEMA Consulting Group, ICE

Energieffektivisering

De siste 10-15 årene har industrien i Europa hatt et sterkt fokus på energieffektivisering. Mellom 2000 og 2013 falt gassforbruket fra europeisk industri med 15 prosent samtidig som industriproduksjonen økte med 2 prosent.²²

Utviklingen skyldes både at industriproduksjonen har skiftet til mindre gassintensive sektorer, særlig i Storbritannia og Italia, og at store deler av industrien har blitt mer energieffektiv. Dette fremkommer blant annet i *Energy Trends to 2050* der EU-kommisjonen fant en kraftig energieffektivisering innenfor alle industrisektorer med unntak av papir- og celluloseproduksjon. Tabell 3, som er hentet fra denne studien, viser den gjennomsnittlige endringen i energiforbruket i europeisk industri i perioden 2000 – 2010.

Tabell 3: Gjennomsnittlig årlig endring i energiforbruk per produserte enhet i europeisk industri for perioden 2000-2010

Type industri	Endring per år
Jern og stål	-1.42 %
Ikke-jernholdige metaller	-2.02 %
Kjemikalier	-3.30 %
Ikke-metalliske mineraler	-0.88 %
Papir og cellulose	+0.50 %
Mat	-0.60 %
Prosjektering	-1.40 %
Tekstiler	-3.22 %

Kilde: EU-kommisjonen, *Trends to 2050*

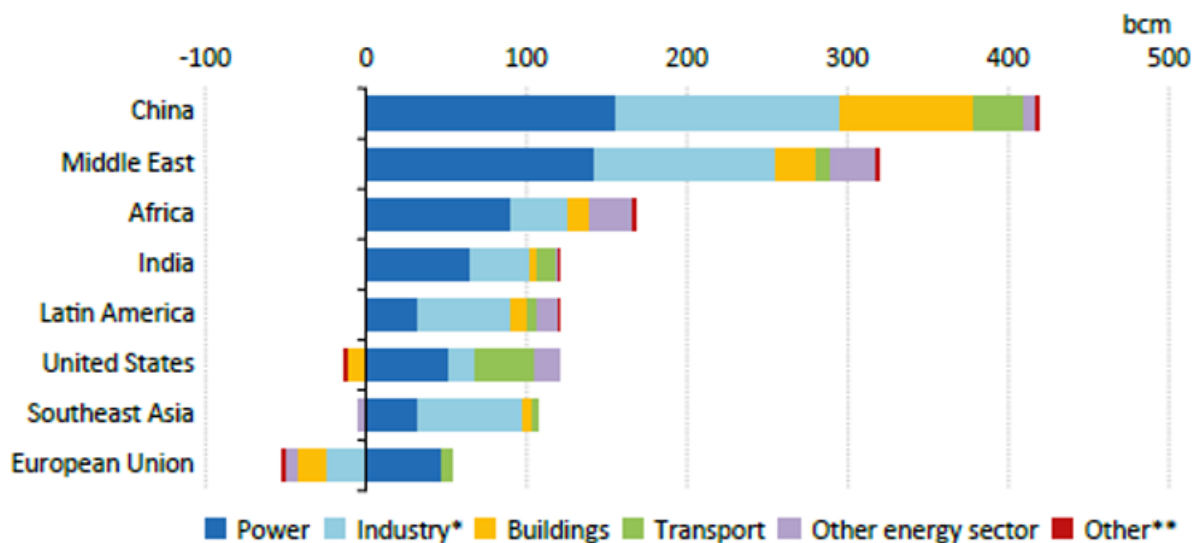
²² Source: E3G - *Europe's Declining Gas Demand Trends And Facts On European Gas Consumption*

3.3.3 Forventet begrenset vekst i industriens naturgassetterspørsel i EU framover

Fram mot 2022 forventer IEA lav etterspørselsvekst for naturgass fra europeisk industri, samtidig som den globale etterspørselen vokser kraftig (IEA, 2017a). Det samme bildet tegnes av Cefic (2017), som peker på at de viktigste markedene for europeisk kjemisk industri, Europa og Nord-Amerika, er ventet å ha lav etterspørselsvekst framover, noe som gir seg utslag i en lavere etterspørsel etter naturgass i fra europeisk industri.

På lenger sikt forventer IEA en kraftig økning i industriens etterspørsel etter naturgass globalt. I referansescenariot ventes en økning på omkring 622 bcm fra 2014 til 2040. Som illustrert i Figur 46, forventes mesteparten av denne veksten å finne sted i Kina og Midtøsten, mens industriens gassforbruk i Europa forventes å synke noe.

Figur 46. Endring i naturgassetterspørsel pr. region og sektor 2013-2040 i IEAs referansescenario 2015. Bcm.



* Industry includes gas used as petrochemical feedstocks and energy consumption in coke ovens and blast furnaces.

** Other includes agriculture and any other non-energy use.

Kilde: IEA 2015

Roland Berger (2015) skriver at de forventer 1,5 prosent årlig vekst i europeisk kjemisk industri fram til 2035. På tross av veksten forventes det at Europas andel av det globale markedet synker til 13 prosent i 2035 som følge av svært kraftig vekst i Asia. Den europeiske kjemiindustrien sliter med høye gass- og energikostnader, streng miljølovgivning, lav etterspørsel fra europeisk vareproduksjon og sterk konkurranse fra Asia.

I en studie fra 2014 forventer *Oxford Institute for Energy Studies* (OIES, 2014) en beskjeden økning i den europeiske industriens gassforbruk frem mot 2030. Nøkkelland som Tyskland, UK og Frankrike forventes å få en utflating i gassforbruket, mens Tyrkia står for den kraftigste veksten. OIES peker som IEA på den svake utviklingen i industriproduksjonen og utflytting av industrien som faktorer som tilsier at sannsynligheten for å få en markant oppgang i den europeiske industriens gassforbruk er lav.

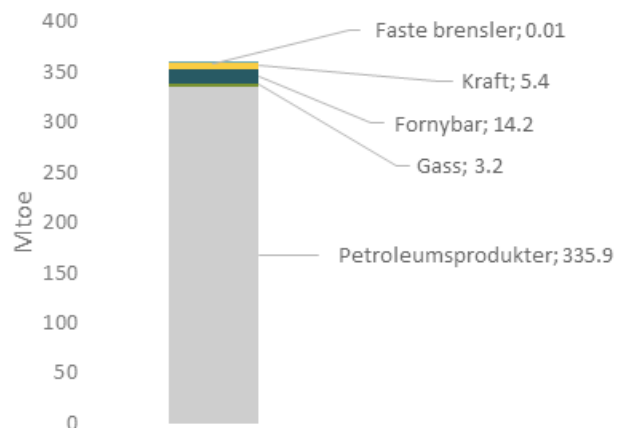
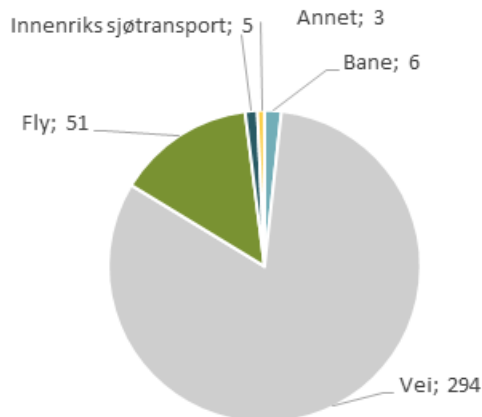
3.4 Transport

Transport utgjør omkring en tredjedel av det endelige energiforbruket i EU28, men av det samlede energiforbruket i transportsektoren utgjør naturgass under én prosent (se Figur 48). Omtrent halvparten av naturgassforbruket er knyttet til veitransport og halvparten til rørtransport. Innen transportsektoren bør det nevnes at propangass, som også er et produkt fra norsk

petroleumsindustri, har et stort marked i Europa i form av LPG (flytende petroleumsgass). Inkludert Tyrkia er det omkring ti millioner personbiler som er drevet med LPG i Europa²³.

EU har som mål å endre på dette, blant annet gjennom EU-pakken *The Clean Power for Transport*, som har som mål å skape en infrastruktur for alternative drivstoff i transportsektoren. Både komprimert naturgass (CNG), flytende naturgass (LNG) og hydrogen fra naturgass kan brukes som drivstoff i transportsektoren.

Figur 47: Energiforbruk i pr. segment i transportsektoren i EU28 i 2015. Mtoe. **Figur 48: Endelig energiforbruk i transportsektoren i EU i 2015 pr. energibærer. Mtoe.**



Kilde: Eurostat (tabell nrg_100a)

3.4.1 Veitrafikk

Veitrafikk står for over 80 prosent av energiforbruket i transportsektoren (se Figur 47). Naturgass står foreløpig for kun 0,6 prosent av energiforbruket i veitransporten i form av CNG-kjøretøy. Antallet kjøretøy i Europa med gass som drivstoff har vist en jevn økning, fra rundt 400 000 i 2004 til 1,3 millioner i 2016 (NGVA, 2017a). I tillegg til naturgass kan det nevnes at omkring 6 millioner personbiler i EU og ytterligere 4 millioner personbiler i Tyrkia drives av flytende petroleumsgass (LPG). Propan, som er en annen gass fra norsk petroleumsvirksomhet, brukes i LPG, og har dermed et betydelig marked innen transportsektoren.

I de landene hvor gassbilene er mest utbredt, har myndighetene tatt i bruk sterke virkemidler for å promotere overgang til gassdrevne kjøretøy. Italia er i en særstilling i Europa med over 900 000 naturgassdrevne biler i 2016, noe som skyldes subsidier fra myndighetene. Incentivordningen har blitt skalert ned de siste årene.

Project Equilibre har sammenlignet drivstofforbruk og utslipp av CO₂ og nitrogenoksider fra naturgass- og dieselskjøretøy. Som illustrert i Figur 49, finner de at bruk av naturgass er svært fordelaktig når det gjelder utslipp av nitrogenoksider, mens fordelene er mindre på de andre faktorene (NGVA, 2017b).

²³ Eurostat – Personbiler etter motortype (tabell road_eqs_carpda)

Figur 49: Sammenligning av utslipp og forbruk mellom gass- og dieseldrevne kjøretøy

Kilde: NGVA (2017b)/Project Equilibre, 2017

Det er et potensial for økt bruk av naturgass i både små og store kjøretøy. CNG-kjøretøy har lavere klimagassutslipp enn bensindrevne biler og lavere lokale utslipp av NO_x enn både diesel- og bensinbiler. På den annen side får CNG-kjøretøy konkurranse fra elbiler, som har lavere lokale utslipp og stadig lavere klimagassutslipp i takt med at fornybarandelen øker i europeisk kraftproduksjon.

Pr. i dag er det fortsatt få steder i Europa der man kan fylle naturgass på kjøretøyer, og det er et begrenset antall bilmodeller som tilbys med CNG som drivstoff. Et kraftig løft på infrastrukturen vil være nødvendig for å gjøre teknologien mer utbredt.

Totalt sett er det flere faktorer som trekker i retning av at transportsektoren ikke vil utgjøre en stor del av total gassetterspørsel. Dette henger sammen med at andre drivstoff er enklere å håndtere.

Gjennom et direktiv for utbygging av infrastruktur for alternative drivstoff (2014/94/EU) legger EU opp til at det skal bygges ut mer CNG-infrastruktur. Direktivet fastslår blant annet at medlemsstatene skal bygge ut «an appropriate number of CNG refuelling points» innen utgangen av 2020 (artikkel 7) og langs de sentrale gjennomfartsårene i TEN-T- nettverket innen utgangen av 2025 (artikkel 8).

3.4.2 Skipstrafikk

Energibruk og utslipp av klimagasser og andre skadelig partikler fra maritim transport får stadig mer oppmerksomhet i EU. En overgang fra marin gassolje til naturgass i form av LNG ansees for å være

et sentralt virkemiddel for å redusere utslipp fra sektoren. I et dokument fra EU-Kommisjonen fra 2013²⁴ står det:

LNG is the most promising alternative shipping fuel technology in the short to medium term, at least for short sea (and possibly inland waterway transport), but also for maritime activities outside transport, e.g. fisheries and offshore services. Nearly a decade of small scale LNG driven ships experience has proven the reliability of the technology (COM (2013) 17).

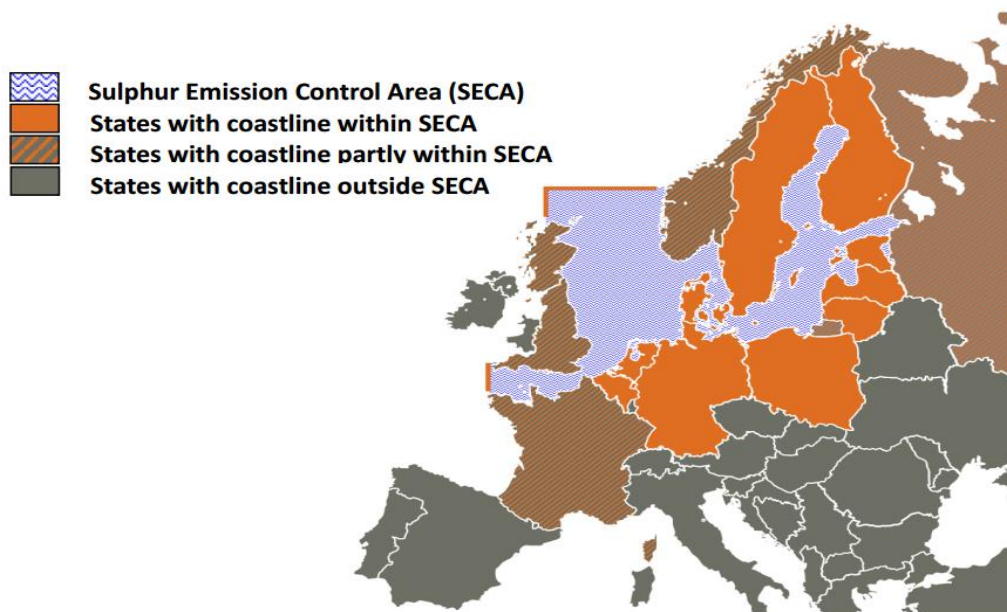
Det trekkes fram at LNG-skip nesten ikke har utslipp av støvpartikler, har 90 prosent lavere utslipp av NO_x, nær null svovelutslipp og 20-25 prosent lavere CO₂-utslipp enn dagens oljebaserte drivstoff i maritim sektor. Kommisjonen poengterer samtidig at den begrensede reduksjonen i klimagassutslipp gjør at energieffektiviseringstiltak for LNG-skip vil være nødvendige på lang sikt for at EUs langsiktige klimamålsetninger skal oppnås.

EU-direktivet for utbygging av infrastruktur for alternative drivstoff (2014/94/EU) fastsetter også krav om at infrastruktur for LNG-bunkring skal være på plass i sjøhavner og innenlandske havner innen henholdsvis 2025 og 2030.

Et annet sentralt direktiv som vil gjøre LNG-drevne skip mer attraktive, er det såkalte svoveldirektivet som trådte i kraft fra 1. januar 2015. Direktivet fastslår at skip som seiler innenfor det europeiske SECA-området, ikke kan bruke drivstoff som inneholder mer enn 0,1 prosent svovel. Det europeiske SECA-området omfatter Nordsjøen, Østersjøen og Den engelske kanal, som vist i Figur 50. Studier viser at en svært stor andel av flåten som i dag betjener SECA-områder, vil fortsette å bruke oljeprodukter som drivstoff på kort sikt. En liten andel vil investere i skrubbere som fjerner svovelen fra drivstoffet. På sikt kan en forvente investeringer i flere skip med alternativt drivstoff, hovedsakelig LNG.

Også utenfor EU arbeides det med lovgivning som kan gjøre LNG-skip mer attraktive. FNs Internasjonale sjøfartsorganisasjon (IMO) bestemte i 2016 å innføre en tilstramming av kravene til svovelinholdet i maritimt drivstoff fra 3,5 prosent til 0,5 prosent fra og med 2020 (EU-kommisjonen, 2016b).

Figur 50. SECA-området som er omfattet av EUs svoveldirektiv



Kilde: Malmqvist og Alden (2013)

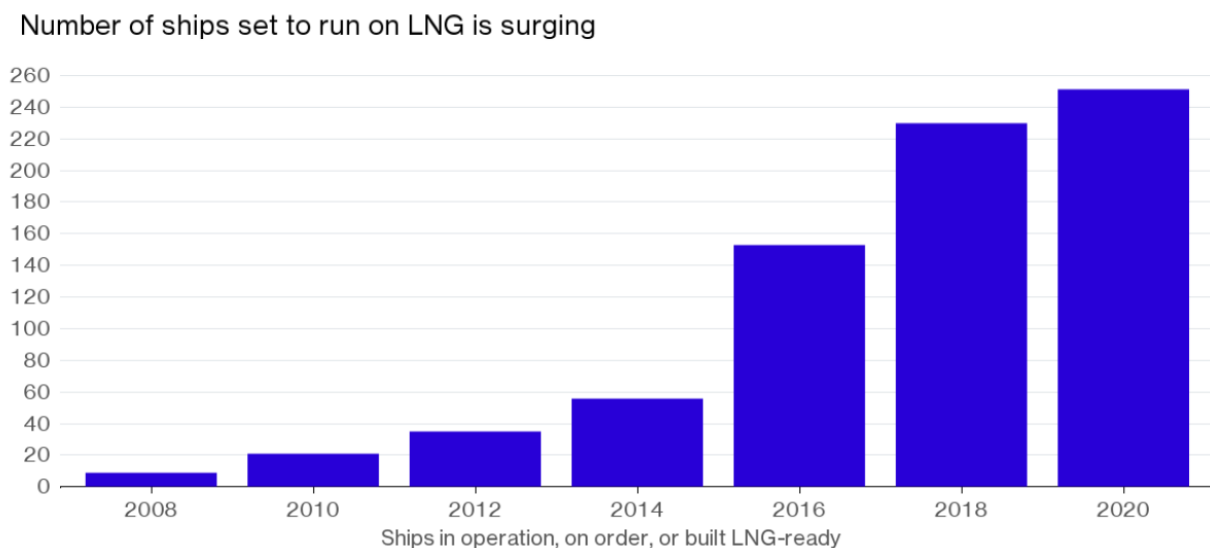
²⁴ [COM\(2013\) 17](#)

I hvilken grad og hvor hurtig EUs politikk fører til en økning i forbruket av LNG til maritim transport er usikkert. *DNV GL* mener at en overgang til oljebasert drivstoff med lavt svovelinnhold (marin diesel) og investering i skrubbere som kan få skipene under svovelgrensen, vil være de viktigste tilpasningene på kort sikt. På lang sikt mener *DNV GL* at bygging av LNG-skip vil være et sentralt virkemiddel for å redusere utslipp. *Exxon Mobil* forventer også økt etterspørsel etter LNG som maritimt drivstoff globalt sett. Selskapet forventer at LNG skal gå fra å utgjøre en prosent av det maritime drivstofforbruket i 2016 til ti prosent i 2040 (Bloomberg, 2017).

EU-kommisjonen forventer en overgang til oljebasert drivstoff med lavt svovelinnhold og LNG. I referansescenarioet fra 2016 ble det beregnet at etterspørselen etter LNG brukt som maritimt drivstoff, vil utgjøre omkring ti prosent av totalen for internasjonale maritime bunkere innen 2050, tilsvarende 8,1 bcm.

På verdensbasis finnes det i 2017 rundt 97 skip som går på LNG, i tillegg til at 91 er bestilt (se Figur 51). Innen 2020 vil antallet skip øke til rundt 250 (Bloomberg, 2017).

Figur 51: Antall LNG-skip eksklusiv LNG-frakteskip og innenlands skip



Kilde: Bloomberg (2017)

Det kan nevnes at Norge er et av landene i verden som er lengst fremme når det gjelder bruk av LNG i skipsfarten, blant annet gjennom NO_x-fondet som gir tilskudd til ombygging og nybygging av LNG-fartøy. Bunkringsstasjonen for LNG som ble åpnet i Stavanger i 2015, var den første land-baserte bunkringsstasjonen i sitt slag i verden.

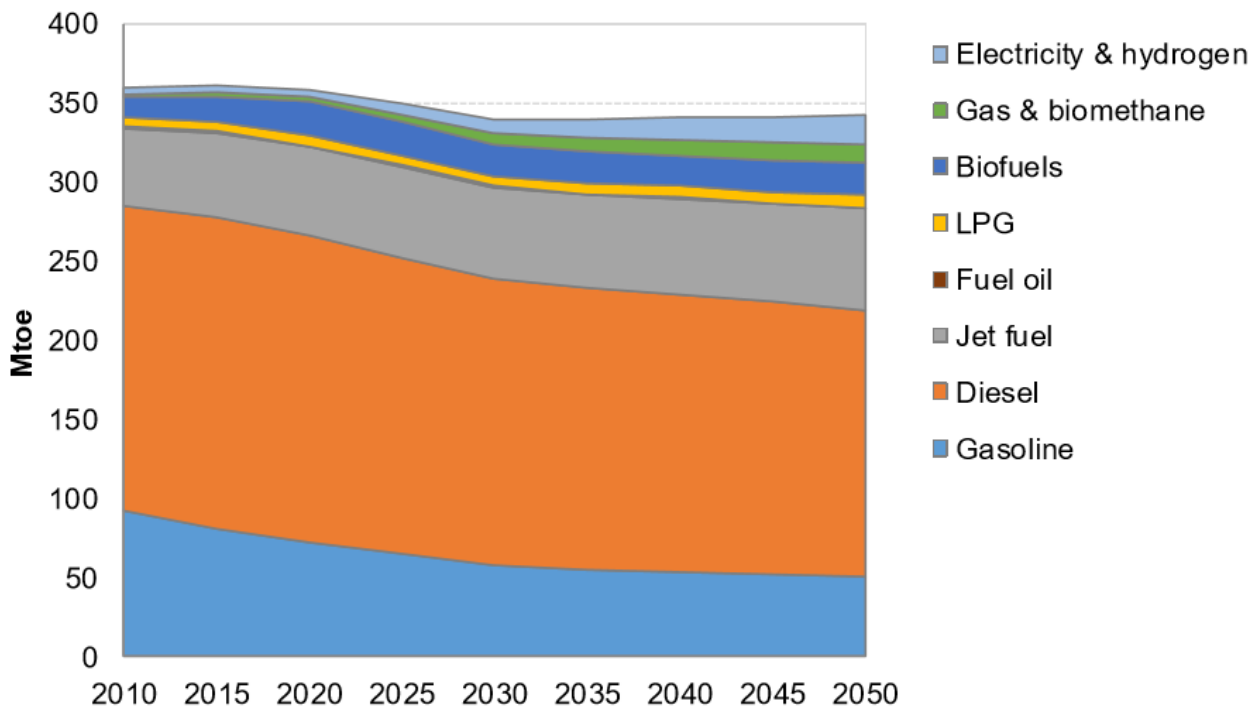
3.4.3 Forventet stor prosentvis vekst i gassforbruket til transport, men fra et lavt nivå

På globalt nivå forventer IEA at det er transportsektoren som vil få den største prosentvise økningen i naturgassforbruk framover, men fra et lavt nivå. Fra et globalt forbruk på 160 bcm i dag ventes 75 prosent vekst til 280 bcm i 2040. To tredjedeler av veksten ventes innen veitransport og mesteparten av den resterende veksten kommer innen maritim transport. Det er særlig i USA, Kina og India at IEA venter en økende bruk av gass i veitransporten. Selv om naturgass venter å øke sin andel av energiforbruket i transportsektoren til omkring 5 prosent forblir gassdrevne kjøretøy et nisjesegment i de aller fleste land i verden (IEA, 2017).

Oxford Institute of Energy Studies (OIES, 2014) ser for seg en vekst i det europeiske forbruket av gass i transportsektoren på omkring 30 bcm frem mot 2030. Likevel vil sektoren bare representere 5-6 prosent av det totale gassforbruket.

EU-Kommisjonen (2017b) kommer med trendbaserte prognoser i sitt *Baseline scenario*²⁵ som tilsier at oljebasert drivstoff kommer til å stå for en gradvis lavere andel av energiforbruket i transportsektoren i EU, til 90 prosent i 2030 og 85 prosent i 2050. Dette er illustrert i Figur 52. Miljøpolitikk og tilrettelegging av infrastrukturen for bruk av alternative drivstoff fører til substitusjon mot biodrivstoff, elektrisitet, hydrogen og gass. LNG vil bli brukt til godstransport og i innenlands navigasjon, altså i kanaler, elver og innsjøer. Andelen LNG som brukes i tunge lastebiler, vil øke fra 2,8 prosent i 2030 til 8,2 prosent i 2050. For innenlands navigasjon øker andelen fra 3,7 prosent i 2030 til 7,1 prosent i 2050.²⁶

Figur 52: Utvikling i endelig energiforbruk i transportsektoren etter drivstofftype



Kilde: Europakommisjonen 2017, *Baseline scenario*, PRIMES-TREMOVE transport model (ICCS-E3MLab)

3.5 Kraftproduksjon

3.5.1 Gasskraftproduksjon i Europa er beskjedent i dag

Et viktig anvendelsesområde for naturgass er kraftproduksjon. Omfanget av gasskraft er relativt lite i Europa i dag, ettersom lave kull- og CO₂-priser gjør gasskraft dyrere enn kullkraft. I tillegg er mye fornybar kraftproduksjon fasett inn ved hjelp av subsidier. Det er stor variasjon i andelen gasskraft i ulike land. Figur 53 viser gasskraftens markedsandeler i Belgia, Frankrike, Storbritannia og Tyskland. Figuren viser både andelen av energiproduksjonen (MWh), og andelen av installert kapasitet (MW).

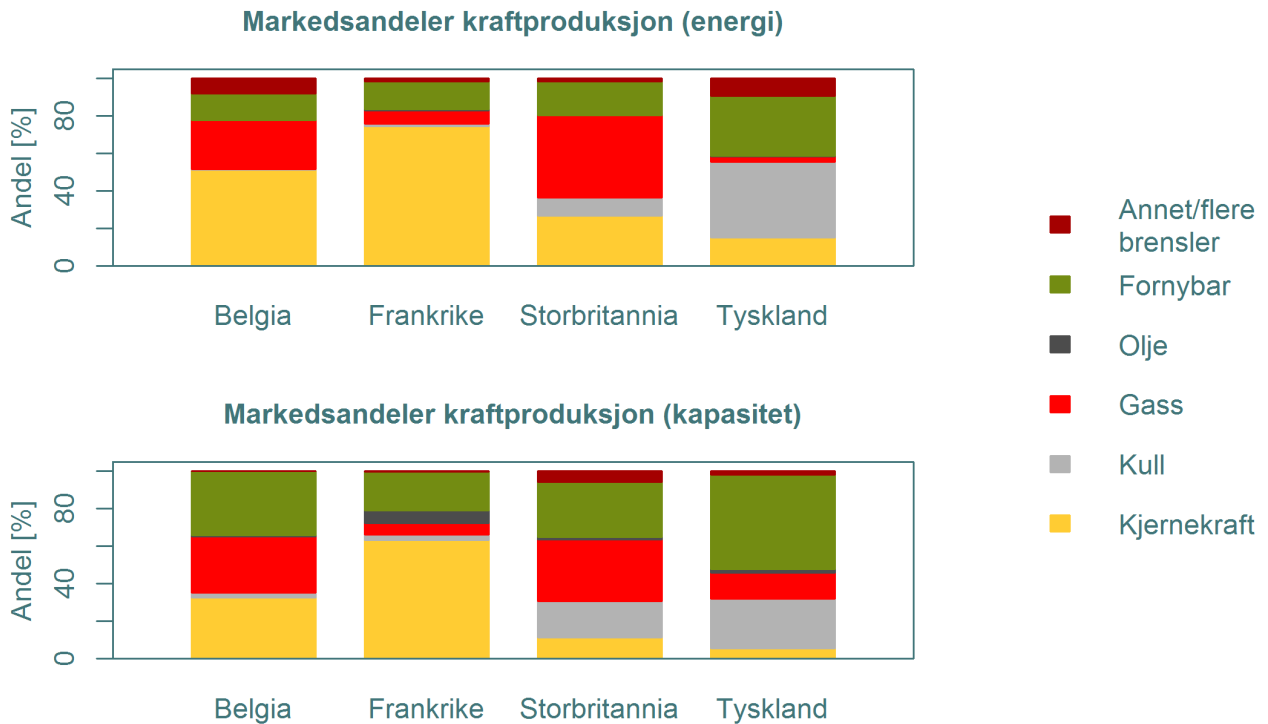
- I Belgia er størstedelen av kullkraften fasett ut, og gasskraften utgjør nesten en tredjedel av energiproduksjonen.
- I Frankrike produseres mesteparten av kraften ved hjelp av kjernekraft og vannkraft, og gasskraft har derfor en liten rolle.

²⁵EU-kommisjonens *Baseline scenario* bygger på deres *EU Reference scenario* fra 2016 med utvidelser av nylig implementert politikk og oppdaterte antagelser om teknologikostnader.

²⁶ Det legges til grunn at utviklingen er drevet av implementeringen av *Directive on the deployment of alternative fuels infrastructure* og reviderte *TEN-T guidelines*.

- I Storbritannia har myndighetene innført tilleggsavgift på CO₂-utslipp, såkalt «carbon price support», som innebærer at CO₂-prisen i kraftsektoren er høyere enn i resten av Europa. Dette bidrar til at gasskraft utkonkurrerer kullkraft i større grad enn i resten av Europa. Dette er en av grunnene til at andelen gasskraft i Storbritannia er relativt høy.
- I Tyskland er det i dag et overskudd av kraft, med mange gamle kullkraftverk og subsidiert ny fornybarproduksjon, som gjør gasskraftverkene ulønnsomme. Mange tyske gasskraftverk er derfor midlertidig tatt ut drift, som gir en beskjeden andel gasskraftproduksjon.

Figur 53: Markedsandeler fordelt på brensel i kraftproduksjon (2016).

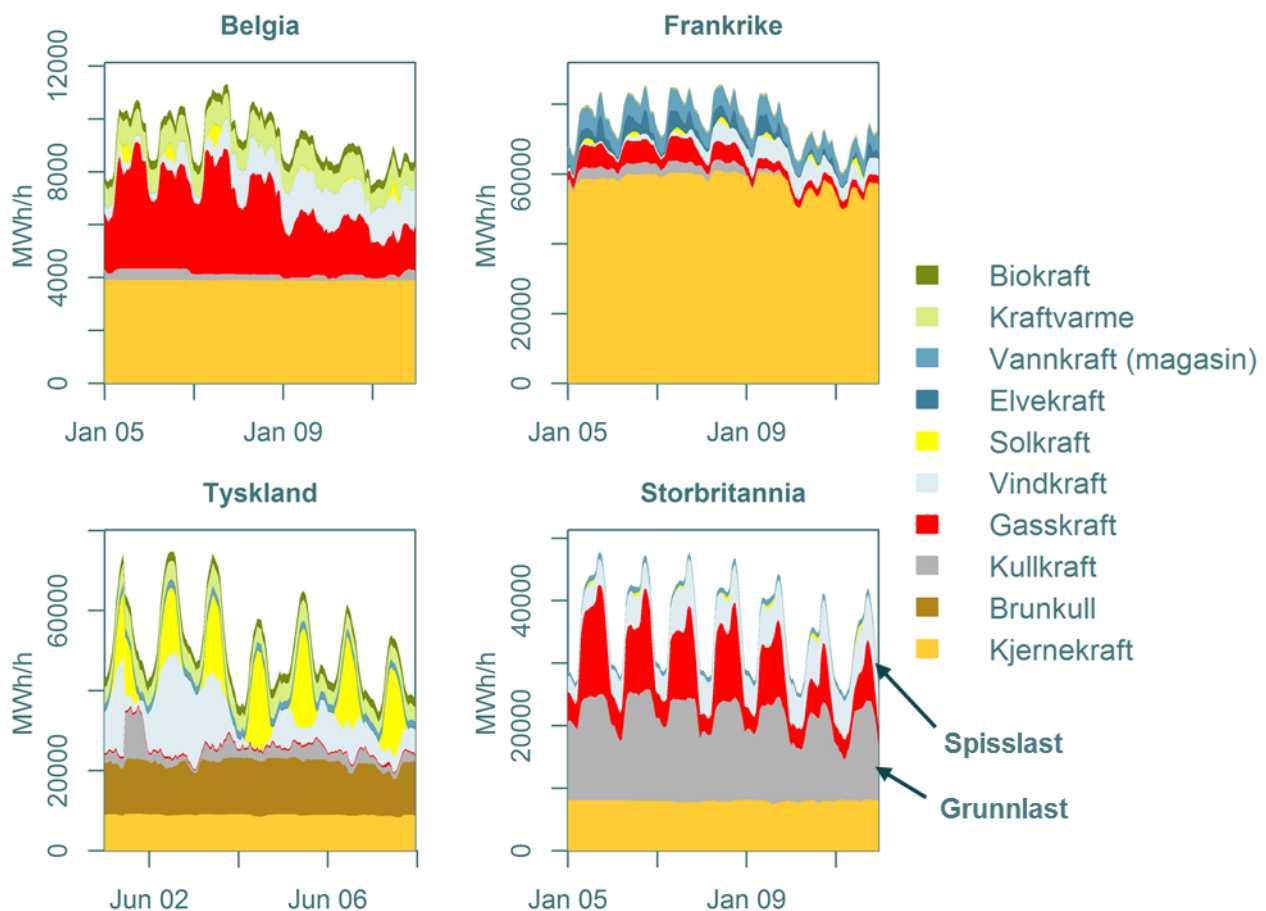


Kilde: ENTSO-E.

Figur 53 viser også at utnyttelsen av kapasiteten varierer på tvers av brenslar. Selv om fornybare energikilder utgjør eksempelvis halvparten av installert kapasitet i Tyskland, står de ikke for mer enn omtrent 20 prosent av energiproduksjonen. Den lave utnyttelsesgraden skyldes at energi-produksjonen begrenses av hvor mye sol og vind som er tilgjengelig. Termisk produksjonskapasitet har langt større fleksibilitet, og en enhet produksjonskapasitet (MW) kan derfor produsere mer energi (MWh) enn en enhet fornybarkapasitet.

3.5.2 Gasskraft brukes hovedsakelig som spisslast

Gasskraft er en svært fleksibel teknologi, og kan raskt endre produksjonen for å tilpasses endringer i forbruk og fornybarproduksjon. Figur 54 viser timesproduksjon fordelt på brenslar en uke i 2015 i ulike land. Figuren viser at gasskraftproduksjonen er høyest på dagtid, når lasten er høy, og at den reduseres om natten og i helgene, når lasten er lavere. Vi sier derfor at gasskraft benyttes som *spisslast*, dvs. når forbruket er høyest. Figuren viser også at produksjonen av både kjernekraft (i Frankrike) og kullkraft til en viss grad også varierer mellom natt og dag. Gasskraft kan også benyttes som *grunnlast*, det vil si en produksjon som ikke varierer mye over tid. Det er produksjonskostnadene og kostnadene ved å variere produksjonen som avgjør hvilke teknologier som brukes om spisslast og grunnlast. Som grunnlast konkurrerer gasskraft primært mot kjernekraft og kullkraft i dag.

Figur 54. Eksempelproduksjon én uke i 2015.

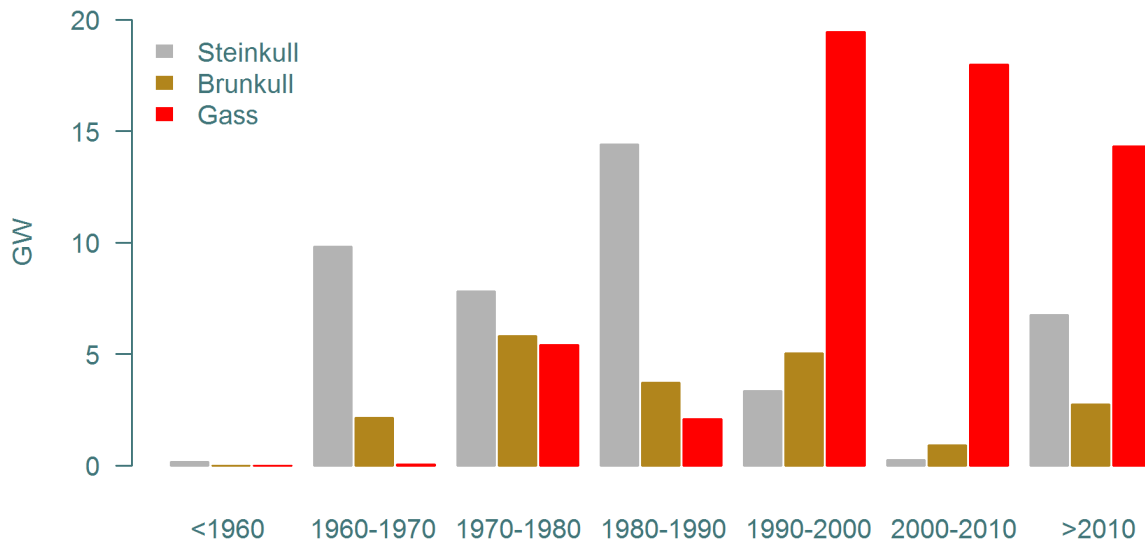
Kilde: ENTSO-E.

3.5.3 Gasskraft har lavere utslipp enn kullkraft

Gass og kull er de dominerende fossile energikildene i dagens europeiske kraftsystem. Vi deler kull inn i steinkull (høykvalitet, med relativt lave karbonutslipp per enhet energi når det brennes) og brunkull/lignitt (lavkvalitet, med relativt høye karbonutslipp per enhet energi når det brennes).

Figur 55 viser oppstartsår for kull- og gasskraftverk som er i drift i Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike. Majoriteten av dagens tyske steinkullverk ble bygget på 1980-tallet. Det er bygget noe tysk kullkraft de siste fem årene, men investeringene har stoppet helt opp de siste årene. I europeisk sammenheng finner vi de eldste kullkraftverkene i Storbritannia, der alle kullfyrte kraftverk ble bygget mellom 1960 og 1980. I Frankrike er det bare i underkant av 3 GW kullfyrte kapasitet igjen, som ble bygget på 1990-tallet. I Belgia er mesteparten av kullkraften allerede faset ut.

Figur 55. Oppstartsår for kull- og gasskraftverk i Tyskland, Storbritannia, Belgia og Frankrike (kraftverk i drift 2016, over 50 MW installert kapasitet).



Kilde: Platts, Bundesnetzagentur, THEMA-estimer.

Majoriteten av gasskraftverkene som er i drift i de fire landene, er bygget etter 1990. Storbritannia har de eldste gasskraftverkene, der mange verk er satt i drift mellom 1990 og 2000.

Blant de fire landene vi ser på, finner vi bare kraftverk fyrt på brunkull i Tyskland. I 2015 utgjorde brunkull over halvparten av den totale kullproduksjonen i Tyskland, se Tabell 4.

Tabell 4. Tysk kullproduksjon i 2016.

	Steinkull	Brunkull	Total kull
Produksjon 2015	82,6 TWh	130,0 TWh	212,6 TWh
Andel av kull	38,9 prosent	61,1 prosent	100 prosent

Kilde: ENTSO-E.

Virkningsgraden til et kraftverk, det vil si hvor stor andel av energiinnholdet i brenselet som omdannes til elektrisk energi, varierer med brenselstype, alder på kraftverket og teknologitype. For eksempel har moderne gasskraftverk en høyere virkningsgrad enn kullkraftverk. Den relativt høye virkningsgraden for gasskraftverk skyldes at de fleste moderne produksjonsanleggene basert på gass er såkalte kombikraftverk (CCGT), der varmen fra avgassene fra en gassturbin blir brukt i en sekundær kondenssyklus for å øke virkningsgraden. Moderne CCGT-verk har derfor en virkningsgrad på mellom 50 og 60 prosent. Et moderne kullkraftverk har derimot en virkningsgrad på litt over 40 prosent.

Ved hjelp av vår database over europeiske kraftverk estimerer vi virkningsgrader for hvert enkelt kraftverk i drift i dag. Virkningsgradsestimatene er basert på brenselstype, teknologitype og alder på kraftverket. Tabell 5 viser gjennomsnittlige virkningsgrader for de ulike kraftverkstypene i de fire landene, vektet etter produksjonskapasitet.

Tabell 5. Gjennomsnittlige kraftverksvirkningsgrader i dagens kraftverkspark.

	Steinkull	Brunkull	Gass
Virkningsgrad	37,6 prosent	37,9 prosent	51,6 prosent

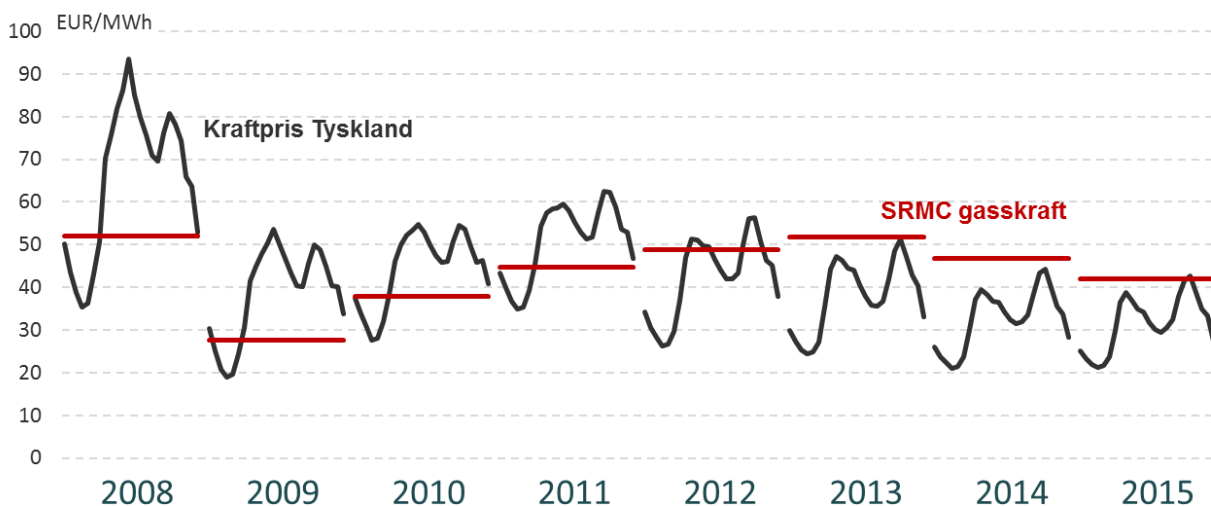
Karbonutslippene ved å forbrenne en energienhet varierer også på tvers av brenselstypene. Brunkull har høyest utslipp pr. energienhet og gass har lavest utslipp, som Tabell 6 viser. Siden virkningsgraden for gasskraft også er høyere enn virkningsgraden for kullkraft, gir gasskraftproduksjon langt lavere karbonutslipp enn kullkraft (se nederste linje i tabellen).

Tabell 6. Utslippsfaktorer per enhet energi.

	Steinkull	Brunkull	Gass
Utslipp per brenselenheter	0,34 tonn/MWh	0,4 tonn/MWh	0,2 tonn/MWh
Utslipp per enhet kraftproduksjon (med gjennomsnittlig virkningsgrad)	0,90 tonn/MWh	1,06 tonn/MWh	0,39 tonn/MWh

3.5.4 Gasskraft er lite lønnsomt i dag

Gasskraft brukes oftest som spisslast. Figur 56 viser utviklingen i den kortsiktige marginalkostnaden for gasskraft (brenselkostnaden) og den gjennomsnittlige prisprofilen over døgnet i Tyskland fra 2008 til 2015. Figuren viser at i årene fra 2008 til 2011 var kraftprisen i Tyskland på dagtid høyere enn den kortsiktige marginalkostnaden til gasskraft, slik at det var lønnsomt å produsere gasskraft på dagtid og stenge ned om natten. Etter 2012 har kraftprisen i Tyskland falt uten et tilsvarende fall i gassprisen. Denne utviklingen har gjort at gasskraft ikke lenger er lønnsom (i gjennomsnitt) på dagtid. Fallet i kraftprisen skyldes hovedsakelig at kull- og CO₂-prisen har falt og at Tyskland har et overskudd av kraft som følge av innfasingen av subsidiert fornybar energi.

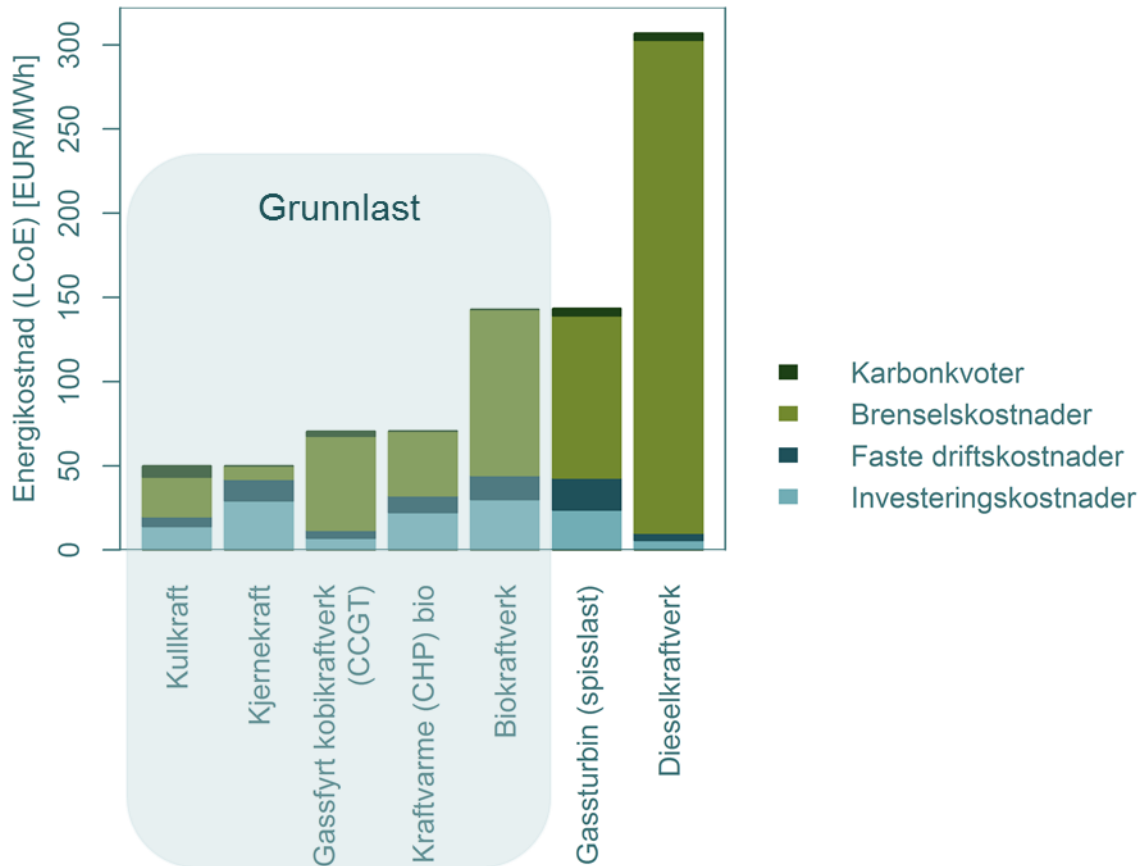
Figur 56. Kortsiktig marginalkostnad (SRMC) gasskraft mot gjennomsnittlig prisprofil over døgnet i Tyskland.

3.5.5 Lønnsomheten av gasskraft fremover er tett knyttet til utviklingen i kvotemarkedet

Figur 56 viser at gasskraft blir utkonkurrert på kort sikt, altså når et eksisterende gasskraftverk konkurrerer mot et eksisterende kullkraftverk. Figur 57 viser en beregning av totalkostnaden av ulike termiske teknologityper gjort av NVE i 2015. Med NVEs forutsetninger har kull- og kjernekraft en lavere totalkostnad enn gassfyrte kombikraftverk, som igjen har en lavere totalkostnad enn

kraftvarmeverk basert på biologisk brensel. I Europa er imidlertid investeringer i nye kullkraftverk lite aktuelle, og det er svært begrensede planer for bygging av ny kjernekraft selv om de økonomiske beregningene viser at disse alternativene er fordelaktige med dagens kvotepriser.

Figur 57. Total energikostnad for ulike termiske kraftverk.²⁷



Kilde: NVE (2015).²⁸

Investeringer i fornybar kraftproduksjon er i stor grad bestemt av politiske vedtatte mål og dertil tilordnede subsidieordninger de neste årene. Den viktigste konkurrenten til gasskraft de neste årene er derfor eksisterende kullkraft. Det innebærer at konkurranseevnen til gasskraft i stor grad bestemmes av forholdet mellom kullpris og gasspris, samt CO₂-prisen, siden kullkraft har høyere CO₂-utslipp enn gasskraft.

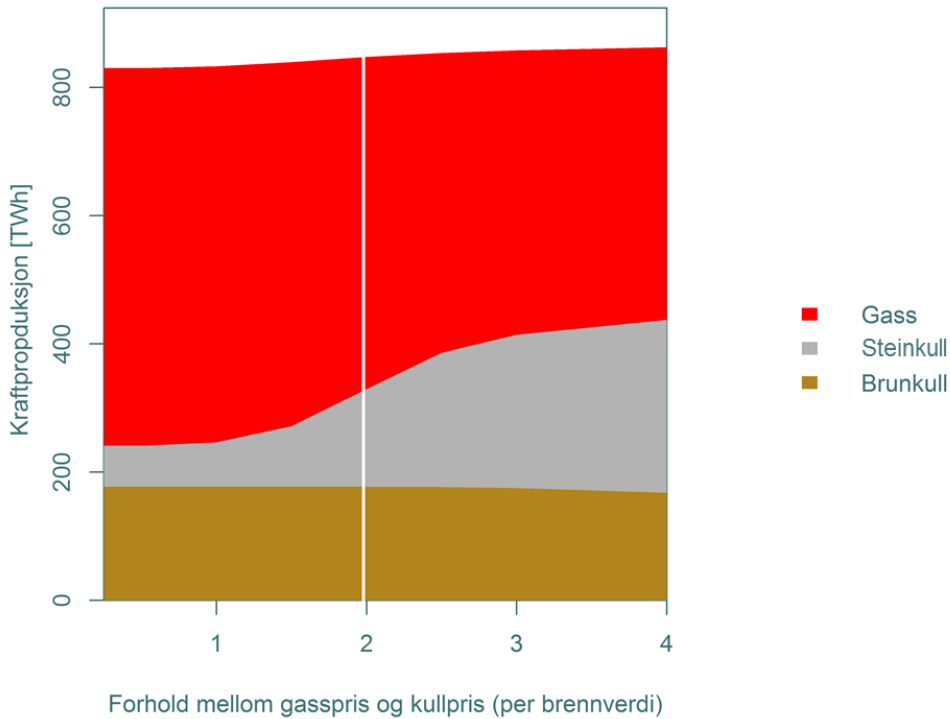
Figur 58 viser hvordan produksjonen av gasskraft og kullkraft varierer avhengig av forholdet mellom gasspris og kullpris (på x-aksen). I dag er forholdet mellom gass- og kullpris omtrent 2. Dersom forholdstallet faller, og gass blir billigere i forhold til kull, er det allerede nok kapasitet i eksisterende gasskraftverk til at gasskraftproduksjonen kan øke med opptil 100 TWh i Vest-Europa i 2030. Tilsvarende, dersom gassprisen øker i forhold til kullprisen, kan gasskraftproduksjon falle med over 100 TWh. Likevel ser vi at andelen gasskraft holdes relativt høy sammenlignet med andelen kullkraft selv om det antas en svært høy gasspris i forhold til kullprisen, noe som skyldes at mye kullkraft

²⁷ NVE legger følgende brukstid til grunn i beregningene: Kullkraft: 8000, kjernekraft: 7800, CCGT: 7500, CHP bio: 5600, biokraftverk: 8000, gassturbin (spisslast): 1500, dieselmotorkraftverk: 8500.

²⁸ NVE (2015), Kostnader i energisektoren. Rapport nr 2/2015 del 1.

uansett er forventet å stenge ned frem til 2030, slik at det er begrenset potensial for å utvide produksjonskapasiteten innen kullkraft.

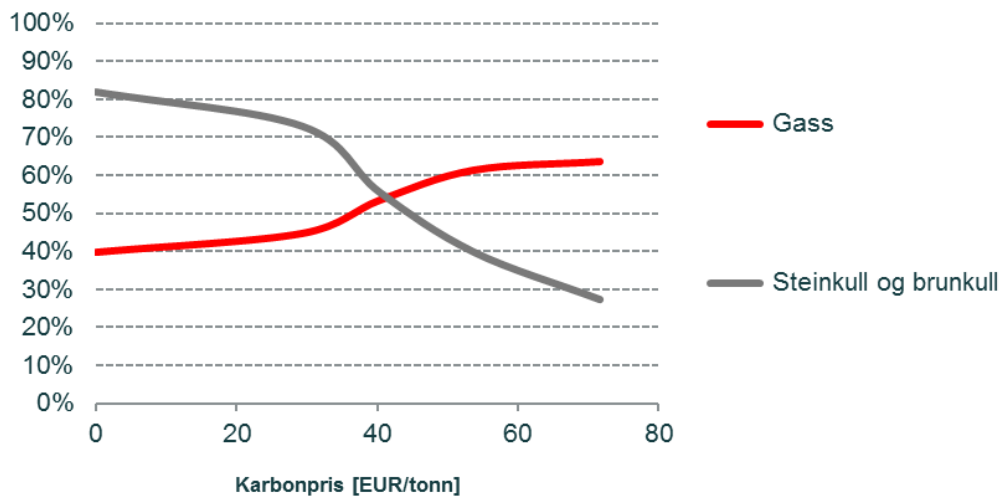
Figur 58. Kraftproduksjon basert på gass, steinkull og brunkull i Vest-Europa i 2030, som en funksjon av forholdet mellom gasspris og kullpris.



Kilde: Modellberegninger med kraftmarkedsmodellen TheMA.

Siden kullkraft har omtrent dobbelt så høye CO₂-utslipp som gasskraft, er også CO₂-prisen viktig for konkurranseevnen til gasskraft. Figur 59 viser hvordan utnyttelsen av kullkraft og gasskraft varierer med karbonprisen. Med en lav karbonpris (som i dag er på rundt 7 €/tonn) vil bare 40 prosent av den tilgjengelige produksjonskapasiteten for gasskraft utnyttes i 2030, mens omtrent 80 prosent av kullkraftkapasiteten utnyttes. Med en karbonpris mellom 30 og 50 euro pr. tonn vil gasskraft i stadig større grad utkonkurrere kullkraft, ettersom CO₂-kostnadene for kullkraft øker så mye at totalkostnaden for kullkraft er høyere enn for gasskraft.

Figur 59. Utnyttelsesgrad av kullkraft og gasskraft i Vest-Europa i 2030, avhengig av karbonpris.



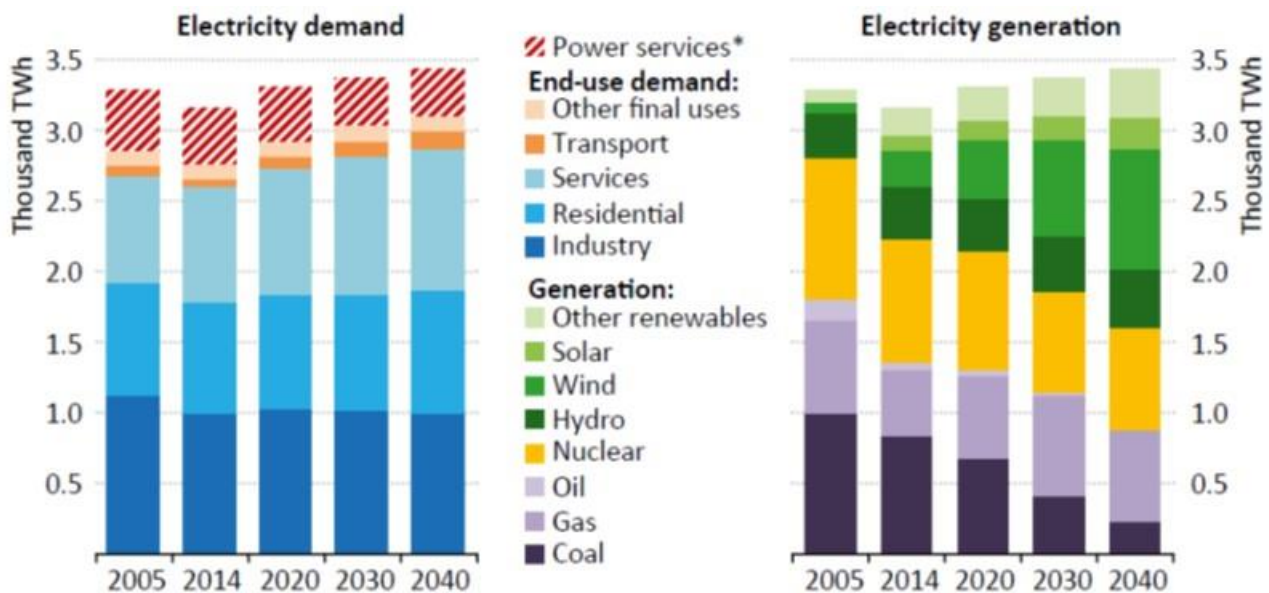
Kilde: Modellberegninger med kraftmarkedsmodellen TheMA.

Utslippene innenfor EU ETS begrenses av tilgjengelige kvoter (kvotetaket). Dersom det er overskudd av kvoter, slik det er i dag, er det trolig først og fremst forventninger om fremtidig knapphet og tiltakskostnader, samt renten, som bestemmer kvoteprisen og forholdet mellom gass- og kullkraftproduksjon. Dersom kvotetaket er bindende, er det imidlertid motsatt: Da må kvoteprisen innstille seg slik at utslippene ikke overstiger kvotetaket. Hvis etterspørselen etter kull- og gasskraft stiger, eller kvotetaket strammes til, må en større andel av produksjonen skje i gasskraftverk for at kvotetaket ikke skal overstiges. Jo dyrere gass er i forhold til kull, jo høyere må kvoteprisen bli for at utslippsbegrensningen skal oppfylles.

3.5.6 Gasskraftproduksjonen i Europa forventes å øke

På veien frem mot togradersmålet i 2050 har EU ambisjoner om å øke andelen fornybar kraftproduksjon kraftig og redusere andelen kullkraft. Gasskraftens rolle som systempartner til fornybar kraftproduksjon, noe vi utdyper i kapittel 4, tilsier også at gasskraftproduksjonen vil øke, eller i hvert fall ikke synke, framover.

Ifølge IEA sitt referansescenario NPS vil kraftproduksjonen fra naturgass øke med 40 prosent fra 2014 til 2040 og øke sin andel av kraftmiksen fra 14 til 19 prosent, som illustrert i Figur 60. Gasskraftkapasiteten ventes imidlertid å øke enda mer, med 59 prosent fra 2014 til 2040. Årsaken er at det blir større behov for *fleksibel* kraftproduksjon når vind- og solkraftandelen øker og kullkraftandelen minker. Gasskraftproduksjonen er derfor viktig når det ikke blåser og er overskyet.

Figur 60. Produksjonsmiks i kraftsektoren i EU med eksisterende ambisjoner.

Kilde: IEA (2016)

3.6 Biogass og hydrogen kan substituere naturgass

Biogass

Biogass består i likhet med naturgass i hovedsak av metan, men er en gass som produseres gjennom nedbryting av ferskt organisk materiale. Det er mest vanlig å produsere biogass fra gjødsel, kloakkslam, matavfall, fiskeavfall, energivekster (korn, mais, raps), men i prinsippet kan alt organisk materiale benyttes.

Biogass har mange av de samme egenskapene og bruksområdene som naturgass. Det er en fleksibel energibærer som kan brukes direkte til oppvarming og matlaging, i kraftproduksjon og i kjøleprosesser og kan også transporteres over lange avstander i rør på samme måte som naturgass.

Dersom man viderefører biogassen ved å rense den for CO₂ og komprimere den, kan den oppnå drivstoffkvalitet og anvendes til drift av skip, kjøretøyer osv., eller leveres inn på et rørgassnett. En vanlig handelsbetegnelse for biogass av drivstoffkvalitet er *biometan*.

Biogass er definert som en fornybar energikilde under EUs regelverk²⁹. Dette gjør at biogassanlegg kan motta støtte under fornybardirektivet, og et ikke-fossilt CO₂-avtrykk gjør at biogass vil komme bedre ut enn naturgass dersom utslippskostnadene øker.

Infrastruktur for naturgass kan brukes til transport og lagring av videreførd biogass alene eller blandet med konvensjonell naturgass. Der det finnes en velutviklet infrastruktur for naturgass, vil omlegging til et lavutslippssamfunn med større bruk av biogass være enklere og mer kostnadseffektiv enn den ellers ville ha vært, se nærmere omtale i kapittel 4.8.

Hydrogen

De to mest brukte prosessene for fremstilling av hydrogen er dampreforming (SMR) og elektrolyse, hvorav førstnevnte er klart mest utbredt i dag. I dampreforming fremstilles hydrogen ved at metangass og vanndamp utsettes for høyt trykk og høy temperatur og danner hydrogen og

²⁹ I EU-Kommisjonens Vinterpakke er det foreslått å innføre strengere bærekraftskriterier for bioenergikilder, så dersom dette lovforslaget får gjennomslag, er biogass avhengig av å oppfylle disse kriteriene for å motta fordeler som en fornybar energikilde i EU.

karbondioksid. Dampreforming er en utbredt metode som brukes industrielt over hele verden i bl.a. oljeraffinerier. Ved elektrolyse brukes elektrisk kraft til å spalte vann til hydrogen og oksygen.

Hydrogen produsert med dampreforming benytter gjerne naturgass som innsatsfaktor og er dermed en potensiell kilde til økt etterspørsel. Samtidig vil hydrogen kunne brukes til en del av de samme funksjonene som naturgass, og er derfor også et potensielt substitutt. Hydrogen produsert med elektrolyse vil, dersom det er fremstilt ved bruk av fornybar elektrisitet, ha svært lave klimagassutslipp, mens CO₂-fangst trolig vil være nødvendig for at bruk av hydrogen fremstilt ved dampreforming skal oppnå lavere utslipp enn direkte bruk av naturgass til for eksempel oppvarming. I transportsektoren er bildet annerledes dersom hydrogen erstatter drivstoff som bensin og diesel.

Pr. i dag er hydrogen produsert ved elektrolyse for kostnadskrevenende til å være en direkte konkurrent til naturgass på mange områder, men framtidig teknologisk forbedring, strammere klimapolitikk og en økende andel uregulerbar kraftproduksjon som tidvis vil gi svært lave kraftpriser vil kunne bedre konkurranseevnen på sikt.

På veien mot et karbonfritt Storbritannia har det blitt foreslått å bruke eksisterende gassrørledninger til å transportere hydrogen. Storbritannia skal redusere sine karbonutslipp med 80 prosent fra 1990-nivå innen 2050, og oppvarmingssektoren står for 30 prosent av karbonutslippene. Bruk av hydrogen fremfor gass i husholdninger kan muliggjøres ved å konvertere infrastruktur for gass til hydrogen. Storbritannia skal innen 2032 innføre polyetylenrør i gassnettet, og disse passer godt til å transportere hydrogen. Selskapet som står bak et pilotprosjekt i Leeds, anser dampreforming som den mest bærekraftige måten å produsere hydrogen på, både teknisk og økonomisk. Selv om hydrogen produsert av gass ikke i seg selv bidrar til et karbonfritt Storbritannia, kan det legges til rette for å fange og lagre gass når produksjonen av hydrogen skjer sentralt. Pilotprosjektets aktører ser for seg at CCS muliggjøres ved å transportere karbonet i gassrørledninger til Nordsjøen for å lagre det der (The Engineer, 2016).

Det er imidlertid en del problemer knyttet til en slik løsning. Husholdningsapparater kan ikke uten videre bruke hydrogen. Videre skal ikke hele nettinfrastrukturen oppgraderes, og den gjenstående delen vil ikke kunne transportere hydrogen. Dette gjelder blant annet gassrørledningene til Nordsjøen. Å blande hydrogen inn i den eksisterende gassmiksen, er mer realistisk. Her er reguleringene i Storbritannia strenge. Innenfor dagens regelverk vil det bare være mulig med noen få prosent hydrogen som andel av miksen.

3.7 Direkte bruk av naturgass gir betydelig lavere utslipp enn strøm fra kullkraft

3.7.1 Konsekvenser av å erstatte gass til oppvarming med elektrisitet

Bruk av naturgass til oppvarming har lave utslipp sammenlignet med strøm fra kullkraft (uten CCS). Sammenligningen mellom utslipp fra kullkraft og direkte bruk av naturgass er avhengig av kontekst. For eksempel er en sammenligning der dagens gassforbruk erstattes av strøm fra (nye) kullkraftverk annerledes enn en sammenligning der dagens kullkraftproduksjon erstattes av direkte gassforbruk. Utslippene fra kullkraftproduksjon avhenger av egenskapene til kullkraftverkene, særlig virkningsgraden og om kraftverket har varmekobling.

I en kortsiktig betraktning er kullkraft den viktigste svingprodusenten i kraftmarkedet på kontinentet i dag. Det vil si at dersom strømforbruket økes med én enhet, kan man forvente at produksjonsøkningen hovedsakelig kommer fra kullkraft. I det kortsiktige perspektivet er kapasiteten gitt, det vil si at for eksempel fornybarproduksjonen er gitt og uavhengig av kraftetterspørselen. Det er derfor i hovedsak bare kullkraft og gasskraft som er i stand til å øke produksjonen fra én dag til en annen. I dagens marked er kullkraft billigere enn gasskraft, noe som gjør at utnyttelsen av gasskraftkapasiteten er svært lav. Det er i tillegg et kraftoverskudd i Kontinental-Europa etter massive fornybarinvesteringer i kombinasjon med fallende kraftetterspørsel. Det innebærer at det også er endel ledig kullkraftkapasitet.

I en langsiktig betraktning er det derimot mindre sannsynlig at den marginale kraftmiksen hovedsakelig består av kullkraft. Ulike faktorer taler for at kullkraftens rolle i Europa vil avta de neste 10 til 20 årene:

- I en langsiktig betraktning påvirker endringer i forbruk også *investeringer* i ny produksjonskapasitet (og beslutninger om utfasing av kapasitet). Dersom strømforbruket øker, stiger prisene og deler av forbruksøkningen vil etter hvert bli forsynt med kraft fra ny produksjonskapasitet. Investeringene er sannsynligvis en sammensetning av ulike produksjonstyper.
- Mange vest-europeiske land planlegger å fase ut kullkraft:
 - Tyskland innfører en strategisk reserve for brunkull (se avsnitt 4.6.), som innebærer at nesten 3 GW brunkullkapasitet tas ut av markedet innen 2020
 - I Storbritannia diskuteres en utfasing av kullkraft innen enten 2023 eller 2025
 - I Frankrike og Tyskland diskuteres et CO₂-prisgulv tilsvarende det Storbritannia har, noe som kan bidra til at kullkraft utkonkurreres av gasskraft, og at en del av kullkraften sannsynligvis blir stengt ned
 - I Nederland stemte parlamentet i september for kraftige utslippskutt til 2030, som gjør utfasing av kullkraft nødvendig (beslutningen er foreløpig ikke bindende). I tillegg er det foreslått et karbonprisgulv i Nederland.
- Kraftbalansen på kontinentet blir sannsynligvis svakere de neste ti årene, slik at kullkraft ikke lenger vil fungere som kortsiktig svingprodusent. En del gammel kullkraftkapasitet vil stenges ned. I tillegg skal flere land (inkludert Tyskland) fase ut all kjernekraft. Til sammen bidrar dette sannsynligvis til at gjenværende kullkraft i større grad vil kjøres som grunnlast, og at gasskraft vil ta over rollen som kortsiktig svingprodusent.
- Det eksisterer egne landsspesifikke fornybarmål. For eksempel har Tyskland et mål om 35 prosent fornybar kraftproduksjon i 2020, økende til 50 prosent i 2030. Dersom kraftetterspørselen øker, må deler av produksjonsøkningen komme fra fornybare kilder dersom land som Tyskland skal nå disse målene.

Det er med andre ord sannsynlig at selv om økt strømforbruk på kort sikt i stor grad vil dekkes av eksisterende kullkraft, vil økt strømforbruk på lengre sikt dekkes av en blanding av ulike brenslers og teknologier, inkludert gasskraft og fornybarproduksjon.

Samtidig betyr målene om utfasing av kullkraft at andre typer oppvarmingsløsninger blir mer lønnsomme. Økt direkte bruk av gass kan være en av løsningene som erstatter kullkraftproduksjonen. Spørsmålet er hva det betyr for CO₂-utslippene.

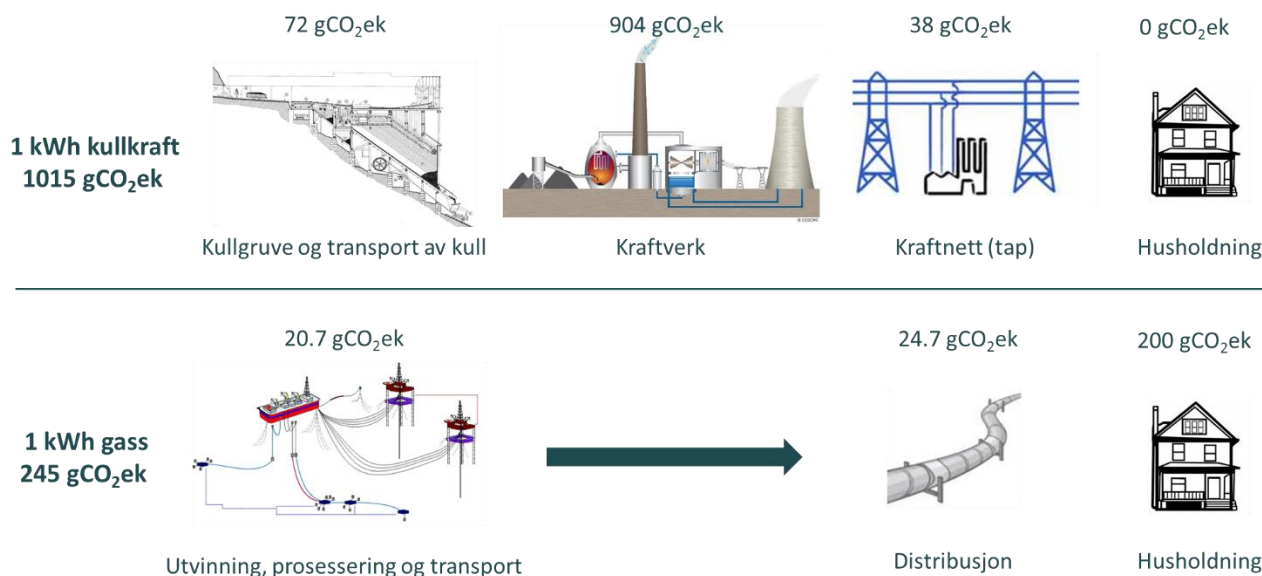
3.7.2 Lavere utslipp fra direkte bruk av gass for alle scenarioer uten CCS

Vi har beregnet utslippene i et antall ulike scenarioer med ulike forutsetninger for kullkraft og der konteksten bak regnestykket varierer.

Vi inkluderer livsløpsutslipp fra utvinning av energikilde til energien når husveggen til en forbruker (i form av strøm eller gass). Utslipp fra følgende ledd estimeres:

- Utvinning, prosessering og transport av energikilde
- Kraftproduksjon (kun for kullkraft)
- Distribusjon (distribusjonsleddet for gass, og transmisjon og distribusjon i kraftnettet for kullkraft)
- Utslipp i husholdningen (kun brennverdien for gass, kullkraft har ingen utslipp i husholdningen)

Regnestykket sammenligner forbruk av én kWh strøm fra kullkraft mot én kWh gass levert direkte. Oppvarmingsteknologien i husstanden er ikke hensyntatt i beregningene. Vi har benyttet utslipp i CO₂-ekvivalenter, som for eksempel betyr at den fulle klimaeffekten av metangassutslipp er inkludert i estimatene. Vi har videre tatt utgangspunkt i de fire landene med høyest import av norsk gass, nemlig Tyskland, Storbritannia, Frankrike og Belgia. En illustrasjon av utslippene i ulike ledd av verdikjeden er vist i Figur 61.

Figur 61: Illustrasjon av utslipp gjennom verdikjeden (med eksisterende steinkullkraftverk).

Vi har sammenlignet fem ulike scenarioer. Totale utslipp (i gram CO₂-ekvivalenter per kWh) vises i Tabell 7. De fem scenarioene er beskrevet nedenfor. Se Appendix 1 for antagelser og datakilder.

Tabell 7: Utslippsberegninger kullkraft og direkte bruk av gass (gCO₂ek/kWh).

	Kullkraft					Gass Direkte bruk
	I. Kortsiktig marginal	II. Ny kullkraft	III. Kullutfasing	IV. Kullutfasing (inkl. kraftvarme)	V. Kullkraft med CCS	
Utvinning, prosessering og transport	72	54	72	59	84	7
Kraftproduksjon	904	680	967	790	105	0
Distribusjon	38	29	40	33	7	6
Utslipp i husholdning	0	0	0	0	0	200
Totale utslipp	1 015	763	1 079	882	196	212

Vi sammenligner utslippene fra scenarioene med utslippene fra gass som brukes direkte. Som tabellen viser, er utslippene fra gass 212 gCO₂ek/kWh, hovedsakelig fra forbrenningen som skjer hos forbrukeren. De faktiske utslippene fra gassens forsyningskjede er noe usikre. Vi har benyttet estimater fra Statoil³⁰ for gass levert fra Norge til Tyskland. Andre kilder peker på noe høyere utslipp i forsyningskjeden. Dersom vi for eksempel benytter tallene fra DG Energy³¹, estimerer vi utslippene ved direkte bruk av naturgass til 245 gCO₂ek/kWh.

I. Kullkraft som kortsiktig marginalprodusent i kraftmarkedet

Tanken bak dette scenarioet er en umiddelbar reduksjon i gassforbruket som bidrar til en umiddelbar økning i kullkraftproduksjonen. Som nevnt tidligere, er det hovedsakelig eksisterende kullkraft som er svingprodusent i kraftmarkedet i en kortsiktig betraktning, og da først og fremst kraftproduksjon basert på steinkull. Brunkullkapasiteten utnyttes allerede høyt (som basislast) ettersom kostnaden for brunkull er lavere enn for steinkull.

Utslippene fra eksisterende kullkraft produsert av steinkull er 4,8 ganger så høye som utslippene knyttet til direkte bruk av gass, det vil si omtrent 1 000 gCO₂ek/kWh, og mesteparten av utslippet

³⁰ Statoil (2017), «Minimizing greenhouse gas emissions – Greenhouse gas emission of the Norwegian natural gas value chain 2016».

³¹ Tabell 5-25 i rapporten EC/DG Energy (2015), «Study on Actual GHG Data for Diesel, Petrol, Kerosene and Natural Gas»

skjer i kraftverket. Et gjennomsnittlig kullkraftverk har i dag en virkningsgrad på 38 prosent. Tap i kraftnettet og utvinning og transport av kullet bidrar med til sammen ti prosent av totalutslippene.

II. Gassforbruk erstattes av ny kullkraft

Dersom dagens gassforbruk skulle erstattes med ny kullkraft, ville det bli bygget moderne kullkraftverk med høy virkningsgrad. Vi regner her med såkalte «ultra super-critical» kullkapasitet med en virkningsgrad på 50 prosent.

Det betyr at utslippene i et moderne kullkraftverk er omtrent 20 prosent lavere enn i et gjennomsnittlig kullkraftverk i dag. Verdikjeden for ny kullkraft har utslipp på 763 gCO₂ek/kWh, eller 3,6 ganger høyere utslipp enn gass.

III. Dagens blanding av brunkull og steinkull fases ut og erstattes med gass

I motsatt fall, dersom eksisterende kullkraft fases ut og erstattes med direkte gassforbruk, blir regnestykket et annet. Grovt sett kan vi dele kull inn i brunkull og steinkull, der steinkull har lavere utslipp. Brunkullproduksjon utgjorde 41 prosent av all kullkraft i de fire landene vi analyserer i 2015. Når all eksisterende kullkraft fases ut, blir relevante utslipp fra kullkraft noe høyere enn i scenario I, siden også brunkullproduksjonen blir berørt.

I dette tilfellet gir kullkraft utslipp på 1 079 gCO₂ek/kWh, som er 5,1 ganger høyere enn utslippene fra direkte bruk av gass.

IV. Dagens blanding av brunkull og steinkull fases ut og erstattes med gass, inkludert kraftvarme

Omtrent en tredel av kullkraften som er i drift i dag har varmekobling, det vil si at overskuddsvarmen fra kraftvarme nyttiggjøres for eksempel som fjernvarme. Et kraftverk med varmekobling har derfor langt høyere totalvirkningsgrad enn et verk som bare produserer strøm. I det forrige regnestykket har vi holdt effekten av varmekobling utenfor regnestykket, det vil si at virkningsgraden til kraftvarmeverkene var estimert som om de kun produserer strøm.

I dette scenarioet bruker vi en svært høy totalvirkningsgrad (90 prosent) for kraftvarmeverk, som er et bedre anslag for totalvirkningsgraden for slike kraftverk. I regnestykket antar vi at både kraftproduksjonen og varmeproduksjonen fra kraftvarmeverkene erstattes med direkte bruk av gass.

Når vi antar høy virkningsgrad for kraftvarmeverkene, reduseres de gjennomsnittlige kullkraft-utslippene til 882 gCO₂ek/kWh. Utslippene er likevel 4,2 ganger høyere enn utslipp fra direkte bruk av gass.

V. Gassforbruk erstattes av kullkraft med karbonfangst og -lagring

Til slutt har vi beregnet utslipp fra et kullkraftverk med karbonfangst og -lagring (CCS). Et CCS-verk har betydelig lavere virkningsgrad (32,5 prosent), men vi antar at 90 prosent av utslippene ved forbrenningen av kullet fanges og lagres.

Utslippene knyttet til utvinning, prosessering og transport av kullet reduseres ikke ved hjelp av CCS. Derfor er det også betydelige CO₂-utslipp fra CCS-verk. Totalt utgjør utslippene 196 gCO₂ek/kWh, som er 8 prosent lavere enn ved direkte bruk av naturgass.

3.7.3 Oppsummering

Våre beregninger viser at kullkraft (uten CCS) har betydelige høyere utslipp enn direkte bruk av naturgass. Uavhengig av hvilke forutsetninger som legges til grunn, har direkte bruk av gass betydelig lavere utslipp enn strøm fra kullkraft. Kullkraft uten CCS gir mellom 3,6 og 5,1 ganger så høye utslipp som direkte bruk av gass.

Et naturlig spørsmål er hvilket scenario som er mest sannsynlig, og hvilket sammenligningsgrunnlag som er mest fornuftig. De to første scenarioene er lite relevante på lang sikt:

- I det første alternativet diskuterer vi bare *kortsiktige* virkninger, og i et langsiktig perspektiv er ikke disse antagelsene gyldige, som diskutert i innledningen
- Å erstatte eksisterende gassbruk med ny kullkraft virker svært usannsynlig, ettersom de fleste europeiske land ønsker å redusere sin kullkraftproduksjon. Det virker politisk uakseptabelt å erstatte eksisterende oppvarmingsløsninger med ny kullkraft.

Vi står derfor igjen med en tvungen utfasing av eksisterende kullkraft som det mest sannsynlige alternativet, og den mest aktuelle sammenligningen. Som nevnt har flere land ambisjoner om å fase ut kullkraft. Økt direkte bruk av gass kan bidra til å gjøre kullutfasingen lettere. Det mest rasjonelle vil være å fase ut kullkraft uten varmekobling først, slik at scenarioet «Kullutfasing» gir det mest relevante sammenligningsgrunnlaget til å begynne med. På lengre sikt må sannsynligvis også kullkraft med varmekobling fases ut, og da kan «Kullutfasing (inkl. kraftvarme)» gi et mer realistisk sammenligningsgrunnlag. Kullkraft med CCS kan også være et alternativ på lang sikt, men teknologien er umoden, og heller ikke denne typen kraftproduksjon er utslippsfri, noe som ikke taler for kullkraft med CCS som en langsiktig løsning på klimautfordringen. Dessuten er forskjellen mellom utslipp fra kullkraft med CCS og direkte bruk av gass liten, noe som kan gjøre det vanskelig å forsvare kostnadene knyttet til innføring av CCS på kullkraft i forhold til å opprettholde eksisterende gassrørinfrastruktur.

4 NATURGASS SOM SYSTEMPARTNER TIL FORNYBAR ENERGI

Kraftsektoren skal omstilles til lavutslippssamfunnet. Det innebærer at andelen fornybar produksjon må øke, og at fossil produksjon må fases ut eller renses. Fornybar kraftproduksjon er væravhengig, uregelmessig og uforutsigbar. I en overgangsfase, inntil det utvikles utslippsfrie alternativer, vil gasskraft spille en viktig rolle for å sikre tilstrekkelig kraftproduksjon. På mellomlang sikt er gasskraft en sikker kilde til nødvendig fleksibilitet og back-up-kapasitet i kraftsystemet, og det finnes i dag få gode alternativer. Verdien av fleksibilitet vil øke i energimarkedene selv om gasskraftproduksjonen går ned. Lavere kapasitetsutnyttelse utfordrer lønnsomheten til gasskraftverkene. For å sikre nødvendig kapasitet har flere land innført eller vurderer å innføre mekanismer som betaler for at pålitelig kapasitet er tilgjengelig. Slike ordninger vil favorisere gasskraft.

4.1 Innledning

I dette kapitlet drøfter vi samspillet mellom fornybar energi og gass i energisystemet i Europa. Det siste tiåret har vi sett en formidabel endring i sammensetningen av produksjonskapasiteten i det europeiske kraftsystemet. Med bakgrunn i klimapolitiske målsetninger har EU-landene støttet bygging av fornybar kapasitet, som har stimulert til store investeringer først og fremst basert på vind og sol. Samtidig var det ventet at gass skulle ta over for kullkraft som følge av innføringen av et kvotemarked for CO₂-utslipp i 2005. Kvoteprisen har imidlertid ikke utviklet seg som ventet, og til og med nye gasskraftverk sliter med lav produksjon og lav lønnsomhet. Investeringer i ny produksjonskapasitet har latt vente på seg, samtidig som det er klart at mye gammel kullkraftkapasitet må fases ut av systemet, både på grunn av alder og miljøreguleringer.

Spørsmålet er om gasskraft vil ha en rolle å spille som systempartner til fornybar kraftproduksjon på lang sikt, og som en del av kraftsystemet i overgangen til fremtidens avkarboniserte energisystem på mellomlang sikt. Når andelen vind- og solkraft øker, forandrer kraftsystemet karakter. Mens tradisjonell kraftproduksjon basert på kull og gass kunne tilpasses forbruket, er sol- og vindkraftproduksjon væravhengig, og følger ikke alltid forbruket. Når vind og sol svikter, eller når det skjer raske endringer i produksjon og forbruk, er det behov for kontrollerbar og pålitelig produksjonskapasitet for å dekke etterspørselen. Flere land har etter hvert blitt bekymret for manglende investeringer i konvensjonelle kraftverk som trengs for å håndtere både kortsiktige og langsiktige svingninger i vind- og solkraftproduksjon. Bekymringen har ført til at man har innført, eller diskuterer innføring av, såkalte kapasitetsmekanismer, som gir fleksible kraftverk en betaling for å være tilgjengelig, i tillegg til inntektene fra kraftsalg.

Disse sammenhengene, og hvilken rolle gasskraft kan spille, presenteres nærmere i avsnittene under.

4.2 Økt behov for fleksibilitet

Tradisjonelt har kraftproduksjon kommet fra fleksible kilder som har tilpasset seg variasjonene i forbruket. Særlig er det produksjonen fra kraftverk basert på steinkull, olje og gass som har variert i takt med forbruket, mens kjernekraft og produksjon fra brunkullverk har dekket grunnlasten og kjørt med jevn produksjon. I Norge og til dels Sverige henter vi fleksibiliteten fra vannkraftverk med store magasiner, men de fleste land har begrenset tilgang til fleksibel, fornybar produksjonskapasitet. Samtidig har variasjonene i forbruket vært relativt forutsigbare.

Vind- og solkraftproduksjon varierer med vind- og solforholdene, og energikilden kan ikke lagres. Til en viss grad samvarierer produksjonen med forbruket, men korrelasjonen er svak. Når det gjelder solkraft, er den såkalte kannibaliseringseffekten også sterk, siden solen bare skinner om dagen.³² Den sterke utbyggingen av solkraft i Sør-Tyskland har derfor ført til at kraftprisene, som tradisjonelt har vært høye om dagen når forbruket er høyt, har blitt svært lave. Det er også en viktig grunn til at

³² Siden solen gjerne skinner samtidig over et stort område, reduseres verdien av all solkraft når kapasiteten øker. Ny solkraft undergraver dermed verdien av eksisterende solkraft. Det er dette som kalles en kannibaliseringseffekt.

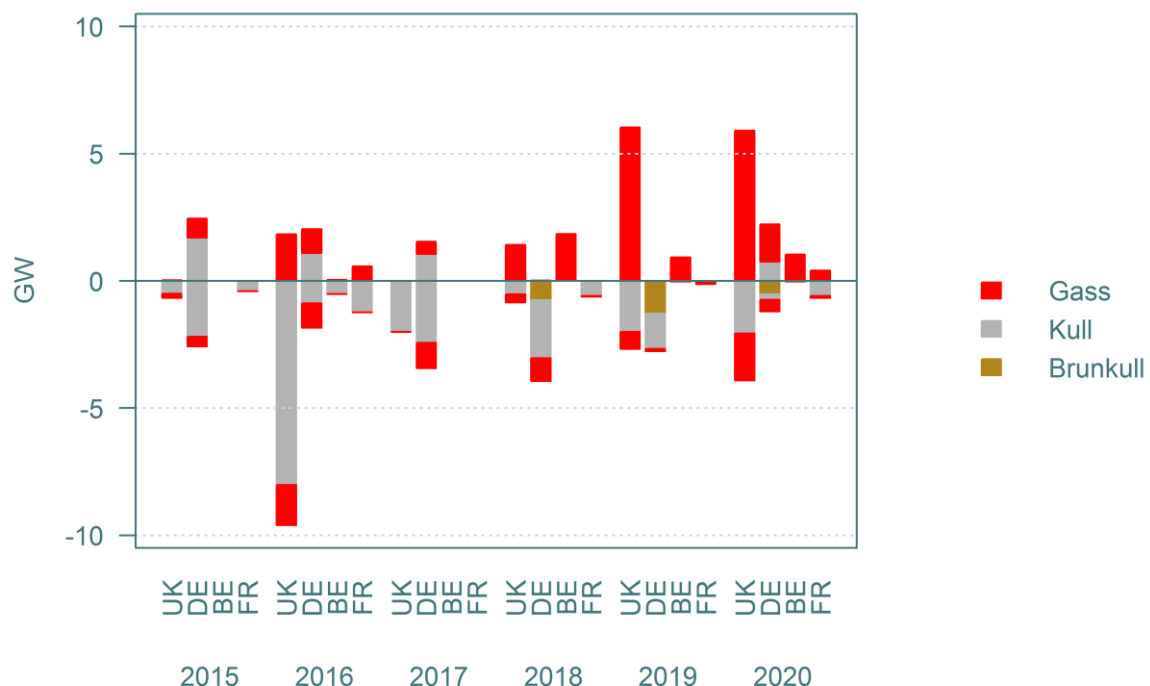
gasskraftverkene ikke tjener penger lenger. Vindkraftproduksjonen er mye mindre regelmessig enn solkraft. Samtidig er kannibaliseringseffekten mindre fordi vinden ikke blåser samtidig overalt. Vindkraftproduksjonen er også høyere om vinteren når forbruket tradisjonelt er høyest. En analyse som nylig ble publisert i Proceedings of the National Academy of Sciences, tyder imidlertid på at forbrukstoppen i sørlige deler av Europa over tid vil skifte til sommeren på grunn av klimaendringer.

I tillegg kan produksjonen fra både vind og sol forandre seg svært raskt, noe som betyr at kraftsystemet må ha andre produksjonskilder som kan redusere produksjonen raskt når vind- og solkraftproduksjonen tar seg opp, og som kan øke produksjonen raskt når vind- og solkraftproduksjonen faller. Det kortsiktige fleksibilitetsbehovet kan i mindre grad dekkes av brunkull og kjernekraft.

Foreløpig har mye av fleksibilitetsbehovet blitt dekket av kullkraftproduksjon. Kullkraft er ikke like fleksibelt som gasskraft, men har nytt godt av lave kullpriser og relativt lave CO₂-priser. Men fremover er det utsikter til at kullkraftkapasiteten bygges ytterligere ned, og at fornybarkapasiteten bygges opp. EU-kommisjonen har foreslått at målet for andel fornybar energi skal øke til 27 prosent i 2030. Det tilsvarer at rundt 50 prosent av kraftproduksjonen skal være basert på fornybare energikilder. I pågående drøftinger i EU-parlamentet er det sterke stemmer som ønsker å øke målet til 35-40 prosent. Nestleder for behandlingen av revidert fornybardirektiv i EU-parlamentet mener det er sannsynlig at man vil be om et høyere mål. Samtidig er EU-kommisjonen i gang med en ny konsekvensutredning. Uansett blir det behov for mer fleksibilitet i systemet.

Figur 62 viser våre estimater av realiserte og planlagte investeringer og utfasinger av kull- og gasskraft i noen viktige EU-land mellom 2015 og 2020. Vi ser at det har kommet inn noe ny kullkraftkapasitet i 2015 og i 2016. Dette er kraftverksskapasitet som har vært planlagt og besluttet for lenge siden. Det er forventet noe ny gasskraftkapasitet i Storbritannia og Tyskland i årene som kommer. Samtidig er betydelige mengder kullkraft faset ut. Det meste er steinkull, men også noe brunkullkapasitet vil tas ut av markedet i Tyskland.

Figur 62. Endringer i kull- og gasskraftkapasiteter i Storbritannia, Tyskland, Belgia og Frankrike 2015-2020, MW.



Overkapasitet og lave kraftpriser innebærer at usikkerheten for investeringer er stor. Aktørene har sett hva økningen i fornybarproduksjonen har gjort med markedene, og er usikre på hvordan enda

større fornybarandeler vil påvirke prisbildet. Både nye og nyrenoverte kraftverk sliter med lønnsomheten.

Samtidig presser bransjen på for endringer i rammebetingelsene for gasskraftproduksjon. I Tyskland har man diskutert å innføre en egen skatt på brunkull, og å innføre en kapasitetsreserve som i praksis vil innebære at man tar en del kapasitet ut av markedet og holder den som reserve for sikkerhets skyld. Begge deler vil trekke i retning av høyere kraftpriser og økt lønnsomhet for gasskraftverk.

Andre land har innført, eller diskuterer innføring av, lignende kapasitetsreserver, eller kapasitetsmekanismer som gir en ekstra betaling til produksjonskapasitet som er fleksibel og pålitelig. Vi beskriver disse mekanismene nærmere i avsnitt 4.6.

En annen grunn til at gasskraftverkene sliter med lønnsomheten, er den lave CO₂-prisen som gjør dem mindre konkurransedyktig mot eksisterende kullkraft. CO₂-prisen er lav fordi det etter finanskrisen er bygd opp et stort overskudd av kvoter. EU har imidlertid vedtatt tiltak for å støtte prisen på CO₂-utslipp. Det er vedtatt ytterligere tilstramminger av kvotetaket fra 2020, og en stor mengde kvoter er holdt utenfor markedet og skal overføres til en stabilitetsreserve. Kvoter fra stabilitetsreserven vil bare bli frigjort dersom overskuddet i kvotemarkedet reduseres. Dersom overskuddet øker, vil flere kvoter bli overført til reserven. Foreløpig har ikke dette gitt store utslag på kvoteprisen, men den forventes å stige etter 2020.

4.3 Markedet for fleksibilitet

Markedsprisen for kraft varierer fra time til time. Fleksibel kapasitet kan øke gjennomsnittsinntekten ved å produsere i timer når prisen er høy. Fleksibel produksjonskapasitet, som f.eks. gasskraft, tjener derfor en høyere gjennomsnittspris i spotmarkedet enn mindre fleksibel eller ufleksibel kapasitet. Det er forskjell på ulike typer produksjonskapasitet når det gjelder fleksibilitet og, ikke minst, kostnadene forbundet med fleksibilitet:

- Kjernekraft og kraftverk basert på brunkull har relativt lave produksjonskostnader. I tillegg er det relativt dyrt å variere produksjonen på kort sikt fordi virkningsgraden reduseres og/eller det er dyrt å starte opp produksjonen igjen. I utgangspunktet vil det bare være lønnsomt å redusere eller stenge produksjonen i disse verkene dersom prisen forventes å være lav over en lengre periode. Ved kortsiktig lave priser vil disse verkene kunne produsere med tap for å unngå start-stopp-kostnader. Slike kraftverk omtales gjerne som grunnlastverk.
- Vind- og solkraftproduksjon produserer når vinden blåser eller solen skinner. De variable kostnadene er ellers lave, og disse kraftverkene vil produsere så lenge de mottar en positiv pris. Med store innslag av vind og sol, vil det være negativ korrelasjon mellom kraftprisen og produksjonen av vind og sol. Kannibaliseringseffekten er særlig sterk for solkraftproduksjon.
- Kullkraftverk basert på steinkull har høyere produksjonskostnader enn grunnlastverkene, men de er også billigere å regulere og har noe lavere start-stopp-kostnader. Tradisjonelt har steinkullverk og gasskraftverk bidratt med døgnfleksibilitet ved å stenge ned om natten og starte opp om dagen. I tillegg kan verk som er i drift bidra med kortsiktig fleksibilitet så lenge produksjonen holdes på et visst minimumsnivå.
- Ved lasttopper er det i tillegg bruk for spisslastverk som kan starte på kort varsel og produsere i noen få timer. Tradisjonelt har man brukt oljekondensverk og små gassturbiner til dette. Oljekondensverk og små gassturbiner har relativt lav virkningsgrad og høye variable kostnader, men er til gjengjeld billige å regulere.³³

³³ Såkalte single cycle gassturbiner (SCGT) er mer fleksible enn kombinerte gasskraftverk (CCGT). CCGT har høyere virkningsgrad enn SCGT fordi dampen fra gassturbinen brukes til å drive en dampturbin. SCGT-verk har bare gassturbin. Verk med SCGT-turbin har vanligvis mindre kapasitet enn CCGT-verk og er best egnet til produksjon i relativt korte perioder.

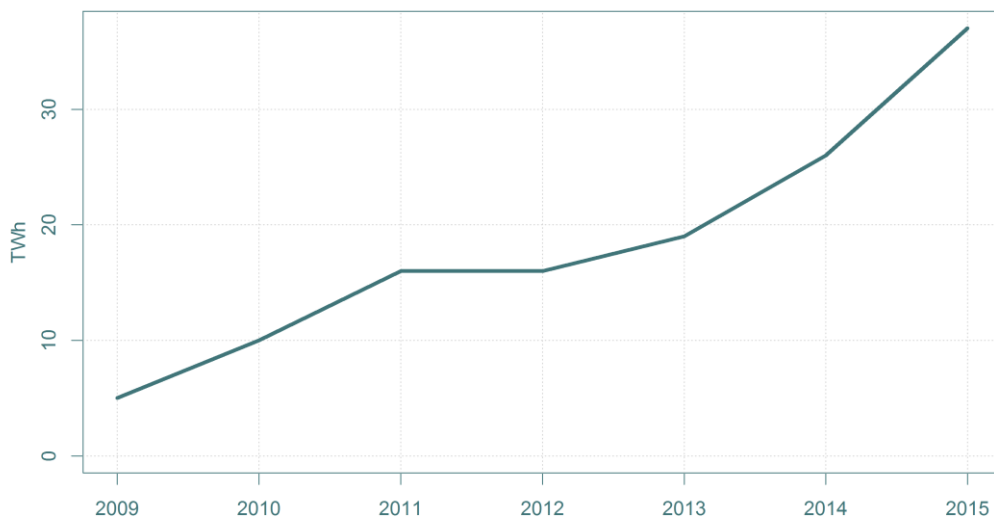
- Gasskraftverk har høyere variable kostnader (med dagens brensels- og CO₂-priser) enn kullkraftverkene, men er til gjengjeld billigere å regulere. Gasskraftverkene (CCGT) konkurrerer først og fremst med steinkullverk som mellomlastproduksjon.

Summen av lave kull- og CO₂-priser og utbygging av vind- og solkraft har som sagt ført til et lavt prisnivå og mindre hyppige lasttopper. Det har redusert lønnsomheten av gasskraftverkene i Europa de senere årene.

Kraftsystemet må balanseres kontinuerlig, og ulike kilder med ulike egenskaper kan bidra. For å sikre balanse i driftstimen, bruker man en trinnvis markedsløsning, der det såkalte Day ahead-markedet er første trinn. Day ahead-markedet kalles også spot-markedet, men er i virkeligheten et kortsiktig forwardmarked. Markedsløsningen i Day ahead-markedet representerer en produksjonsplan for hver time neste dag. Markedsaktørene er bundet av denne produksjonsplanen og må ta kostnaden ved avvik. Fram mot driftstimen vil det imidlertid skje endringer i prognoser og uforutsette hendelser, som gjør at produksjonsplanen må avvikes. For å holde seg til planen fra Day ahead, kan aktørene handle i Intradag-markedet. Fleksibel produksjonskapasitet kan dermed realisere en ekstra fortjeneste ved å tilby sin kapasitet her.

Ubalanser som ikke håndteres av aktørene i Intradag-markedet, må håndteres av systemoperatøren i driftstimen. Systemoperatøren (i Norge er det Statnett) må både ha ressurser til å håndtere avvik som markedsaktørene ikke har håndtert i Intradag-markedet, og til å håndtere variasjoner gjennom driftstimen. Forbruket (og fornybarproduksjonen) varierer kontinuerlig. Systemoperatøren kjøper inn fleksibel kapasitet i de såkalte balansemarkedene. Produktene i balansemarkedene er bl.a. definert ut fra varslingsstid, der f.eks. primærreserver aktiveres automatisk og umiddelbart, mens tertiærreserver aktiveres manuelt med 15 minutters varslingsstid. Kapasitet som kan være fleksibel på svært kort varsel, kan dermed også tjene på å tilby sin kapasitet i balansemarkedene. Slike reserver kan bli kompensert både gjennom en reservasjonspris og gjennom en aktiveringspris. Det varierer noe mellom systemoperatørene i ulike land hvordan reserver kjøpes inn og hvordan de kompenseres, men det er ventet økt harmonisering i sammenheng med innføringen av såkalte *network codes* i EU. *Network Code on Electricity Balancing* ble godkjent av medlemslandene i mars 2017, og skal sørge for at det utvikles et balansemarked på tvers av landegrensene. Ved å dele balanseressurser på en effektiv måte, skal forsyningssikkerheten øke og kostnadene reduseres. Nettverbskoden vil ikke trå i kraft før den er godkjent av EU-parlamentet og -rådet, og det gjenstår ennå en del når det gjelder bl.a. produktdefinisjoner og prisingsmekanismer.

I EU-kommisjonens vinterpakke foreslås det også at fornybar kraftproduksjon i større grad skal stilles overfor markedsbaserte rammebetingelser. Blant annet foreslås det at fornybarprodusentene skal ha balanseansvar og at de ikke skal ha prioritert nettilgang. Dette kan endre prisingen og behovet for reservekapasitet. Det kan gi økt verdi av fleksibilitet og økt handel i Intradag-markedene. En betydelig økning i omsetningen i Intradag-markedet har blant annet funnet sted i Tyskland og Østerrike siden 2012 som vist i Figur 63. Samtidig kan en økende eksponering av fornybare energikilder mot markedsbaserte rammebetingelser også redusere behovet for fleksibilitet og reserver hvis kapasiteten utnyttes mer effektivt på tvers av landegrenser.

Figur 63: Intradag-omsetning Tyskland/Østerrike

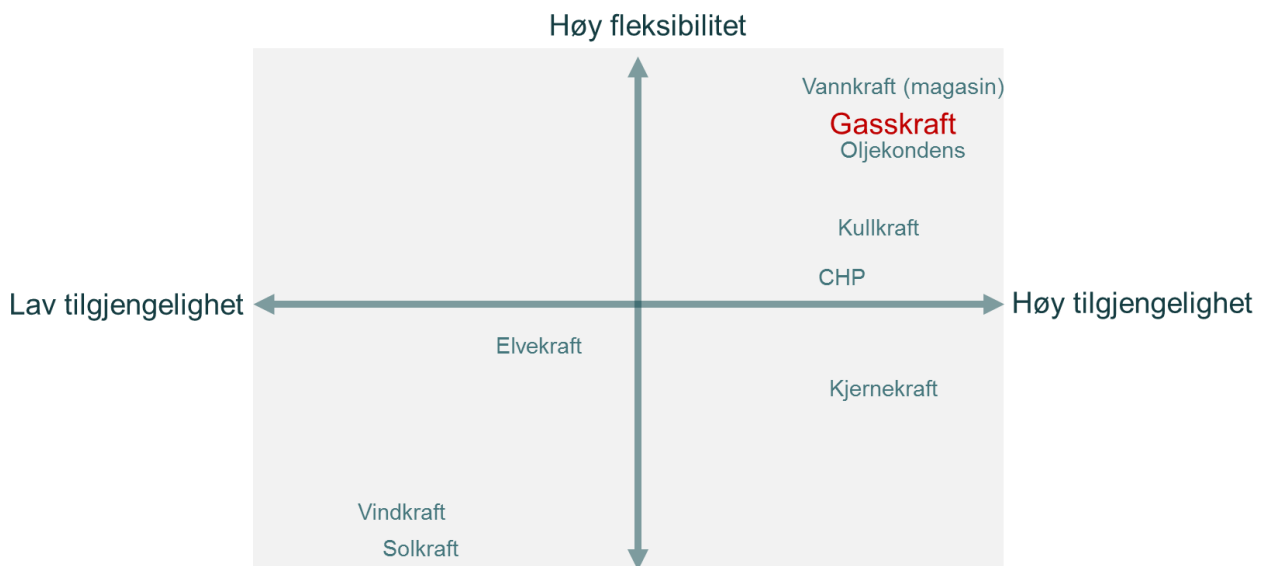
Kilde: Epex

4.4 Gasskraftens konkurranseevne

Gasskraft tilbyr egenskaper som er svært gunstige i et kraftsystemperspektiv. Gasskraften er fleksibel og kan raskt tilpasses endringer i forbruk og fornybar produksjon. I tillegg har gasskraften svært høy tilgjengelighet. Det vil si at gasskraft er tilgjengelig når det er behov for effektkapasitet, tilsvarende en kald vinterdag i Norge.

Det finnes relativt få alternative energikilder med både høy fleksibilitet og høy tilgjengelighet, som Figur 64 illustrerer.

- Vind-, sol- og elvekraft har ingen fleksibilitet i produksjonen, og er bare tilgjengelige når været tillater det
- Kjernekraft har høy tilgjengelighet, men er svært dyr å regulere
- Kraftvarmeverk (CHP) har gjerne relativt høy tilgjengelighet, men fleksibiliteten er ofte begrenset av varmekoblingen i kraftverket
- Kullkraft har høy tilgjengelighet, og nyere kullkraftverk kan ha relativt høy fleksibilitet
- Oljekondens har både høy tilgjengelighet og høy fleksibilitet
- Vannkraftverk med magasin har som regel høy tilgjengelighet og svært høy fleksibilitet

Figur 64. Illustrasjon av fleksibilitet og tilgjengelighet for ulike energikilder.

Gasskraft står frem som et gunstig alternativ for å tilby både tilgjengelighet og fleksibilitet. Vannkraft er en begrenset ressurs, og det er i liten grad rom for å bygge ny regulerbar vannkraft, ettersom mesteparten av potensialet allerede er utbygget. Oljekondens er et dyrere alternativ enn gasskraft, som vi viste i Figur 57. Kullkraftens karbonutslipp er omtrent dobbelt så høyt som for gasskraft. Kullkraft er sannsynligvis ikke et alternativ på lang sikt, særlig dersom kvoteprisen øker. Gasskraft står derfor igjen som en viktig bidragsyter til å opprettholde forsyningssikkerhet på lang sikt ved å tilby fleksibilitet og tilgjengelighet i et kraftsystem med lave karbonutslipp og høy andel uregulerbar fornybar kraftproduksjon.

Konkurransesfalten til gasskraft avhenger av ulike faktorer på kort, mellomlang og lang sikt.

- På kort sikt er prisforholdet mellom kull og gass viktig for utnyttelsen av gasskraft.
- På mellomlang sikt kan energi- og klimapolitikken avgjøre gasskraftens rolle. Utformingen av kvotemarkedet står sentralt, da det finnes få lavutslippsalternativer til gasskraft med høy fleksibilitet og tilgjengelighet. En strengere klimapolitikk, med et strammere kvotemarked vil derfor favorisere gasskraft fremfor kullkraft.
- På lang sikt er teknologiutviklingen avgjørende. I dag finnes det få gode alternativer til gasskraft med høy fleksibilitet og tilgjengelighet.
 - Utvikling av konkurransedyktig teknologi for karbonfanging og –lagring (CCS) kan gjøre kullkraft med CCS til et bærekraftig alternativ. Kullkraft har som regel lavere fleksibilitet enn gasskraft og vil derfor først og fremst kunne brukes som grunnlast. CCS er imidlertid også egnet for gasskraftproduksjon, selv om CO₂-konsentrasjonen i avgassen er vesentlig lavere enn for kullkraft. Gasskraften mister noe av sin fleksibilitet ved bruk av CCS, spesielt i tilfeller der fangstanlegget ettermonteres.
 - Det skjer i dag mye innen utviklingen av lagringsteknologi, for eksempel batterier. Batteriteknologi er i dag svært dyrt, men kostnaden er fallende. Dersom teknologiutviklingen fortsetter i et raskt tempo, kan kombinasjonen av sol- og/eller vindkraft med batterilagring tilby høy fleksibilitet og tilgjengelighet, og på denne måten utkonkurrere gasskraft. Men som vi omtaler i avsnitt 4.8 nedenfor, kan den gassinfrastrukturen som har stor lagringskapasitet for energi. Vinterpakken definerer utvikling av energilagringssystemer som et satsningsområde.
 - En annen måte å hanske med endringer i last og fornybar produksjon er å aktivere fleksibelt forbruk. De forbrukerne, som har lavest nytte av forbruk i perioder med kapasitetsknapphet, det være seg husholdninger eller bedrifter, kan kompenseres for å

kutte sitt forbruk. Dette kalles forbrukerfleksibilitet. Slike løsninger blir i større grad mulig med innføring av ny teknologi, som for eksempel smarte målere (AMS), og må ses på som en konkurrent til gass som fleksibel energikilde. EU-kommisjonens vinterpakke foreslår tiltak for å styrke konsumentenes deltakelse i markedet, og er opptatt av at det skal være enkelt for konsumentene å produsere egen energi. Nye aktører, som aggregatorer av forbrukerfleksibilitet, ønskes også velkommen i markedet, og vinterpakken foreslår å legge til rette for disse.

4.5 Investeringsutfordringer

Som nevnt over, er det økende bekymring for forsyningssikkerheten framover, og for markedets evne til å gi den nødvendige lønnsomheten og investeringssikkerheten for nødvendig fleksibel produksjonskapasitet. Det er imidlertid enighet om at det er stor usikkerhet om hvordan prisene vil utvikle seg framover og hvordan systemet skal takle enda større fornybarandeler.

Den markedsmodellen som EU har valgt for sitt interne elektrisitetmarked, og som er beskrevet i avsnitt 4.3 over, innebærer at kraftprodusentene først og fremst får betalt for den energien de produserer. Dette markedsdesignet kalles for *Energy only*. Kapasitetsmekanismer innebærer at produsentene i tillegg får betalt for å ha kapasitet tilgjengelig. Kapasitetsbetaling kan ytes til noen utvalgte produsenter, alle produsenter, og til både produsenter og fleksibelt forbruk. Mer om dette i neste avsnitt.

Det er to syn på behovet for kapasitetsbetaling:

1. Energy only-markedet har grunnleggende svakheter
2. Energy only-markedet er tilstrekkelig, men kapasitetsmekanismer kan være nødvendige i overgangen til lavutslippssamfunnet

Både i academia og blant bransjefolk har det helt siden 90-tallet vært tvil om Energy only-markedets evne til å stimulere til tilstrekkelig kapasitet til å dekke forbrukstoppene, eller den såkalte spisslasten. Det kommer av at den kapasiteten som brukes sjeldnest, er avhengig av knapphetsprising i de strammeste timene for å dekke faste kostnader og kapitalkostnader. Tradisjonelt er det eldre kraftverk som er nedbetalt som har ytt slik kapasitet til systemet. Disse fases nå ut av systemet, både av økonomiske og regulatoriske årsaker (høye utslipp), og det er behov for investeringer i rene spisslastverk. Kapasitetssituasjonen i kraftmarkedet varierer ikke bare fra time til time, men også fra år til år. Timer med kapasitetsknapphet oppstår ikke hvert år, og det varierer hvor mange timer med knapphet det er fra år til år. Selv om et nytt spisslastverk kan regne med å bli brukt et visst antall timer i løpet av en tiårsperiode, kan det gå flere år fra oppstart til det blir brukt. Videre er det stor usikkerhet både om hvor mange timer det er snakk om, og hva prisene blir i de aktuelle timene. Prissettingen i spisslasttimer er svært følsom for små endringer i markedet, f.eks. økt forbruksfleksibilitet eller regulatoriske inngrep som f.eks. pristak. Det finansielle markedet gir små muligheter til å prissikre spisslastproduksjon, fordi det ikke finnes en naturlig markedsmotpart.

Andre mener at denne situasjonen er forbigående, og et resultat av den sterke omleggingen av systemet som finner sted. Subsidieringen av ny fornybar kraftproduksjon har ført til kraftoverskudd og lave priser, samtidig som verken nettet eller øvrig produksjonspark er tilpasset den nye situasjonen. Samtidig har det tidligere vært lite behov for å aktivisere forbrukssiden i markedet, men nye tekniske og kontraktuelle løsninger og større prisvariasjon vil endre på dette. Det er derfor grunn til å tro at usikkerheten vil bli redusert på sikt, og dermed kan markedet igjen gi grunnlag for tilstrekkelige investeringer. I en overgangsperiode kan det likevel være behov for kapasitetsmekanismer for sikkerhets skyld.

Er man tilhenger av det første synet, vil man hevde at hele markedsdesignet må reformeres og at det må innføres permanente kapasitetsmekanismer. Med det siste synet som utgangspunkt, er det viktig å utforme kapasitetsmekanismer som griper minst mulig inn i markedet, og som det er lett å fase ut når markedet har kommet gjennom overgangsperioden. Foreløpig har EU-kommisjonen valgt å følge denne logikken. Det er imidlertid utfordrende å utforme kapasitetsmekanismer på en måte som ikke forstyrrer prisdannelsen. Samtidig bør slike mekanismer helst ikke gi overkompensasjon

og stimulere til fortsatt overkapasitet. Et grunnleggende dilemma er hvordan man skal bestemme hva som er tilstrekkelig kapasitet hvis det ikke skal overlates til markedet.

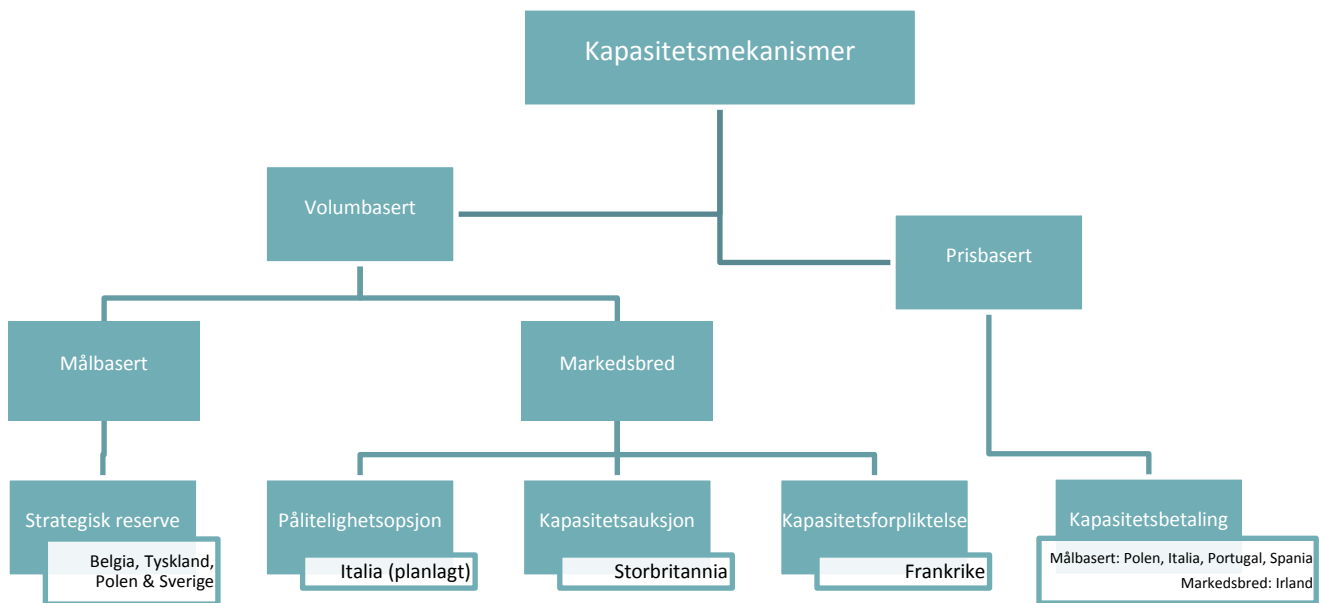
I det neste avsnittet beskriver vi ulike kapasitetsmekanismer nærmere.

4.6 Kapasitetsmekanismer

Vi kan klassifisere kapasitetsmekanismer i tre kategorier:

- Kapasitetsbetaling, som i de fleste tilfeller innebærer at kraftprodusenter får en fast kapasitetsbetaling som er satt av myndighetene. Betalingen er som regel årlig og den kan differensieres mellom ulike typer kraftverk. Det eneste kriteriet for å motta betalingen er at kraftverket ikke fases ut, men byr aktivt i markedet. Det blir mer kapasitet i markedet enn det ellers ville blitt, noe som også reduserer sannsynligheten for effektknapphet og knapphetsprising
- Strategiske reserver, som innebærer at noen kraftverk som ellers ville blitt faset ut, holdes i beredskap og kan starte produksjon hvis det ikke oppnås likevekt mellom produksjon og forbruk i markedet. Kraftverkene i den strategiske reserven deltar ikke i markedet, men muligheten til å bruke reserven, og reglene for prissetting når den brukes, kan indirekte påvirke markedsprisene og investeringssignalene
- Kapasitetsmarkeder, som innebærer en markedsbasert mekanisme for å fastsette kapasitetsbetaling. Ordningen omfatter som regel all kapasitet (og fleksibelt forbruk) som oppfyller nærmere (på forhånd) bestemte kriterier. Kapasitetsmarkeder kan være utformet som auksjoner eller som en type sertifikater eller pålitelighetsopsjoner. Kapasiteten deltar i markedet og blir som regel straffet dersom den ikke bys inn i timer med knapphet, dvs. nærmere definerte *stressituasjoner*.

Flere land i Europa har innført, eller vurderer å innføre, kapasitetsmekanismer. Noen land har hatt kapasitetsmekanismer, men er i ferd med å legge dem om. Figur 65 viser en oversikt over ulike typer kapasitetsmekanismer, i tillegg til hvilke land i EU som har innført disse pr. mai 2017. Kapasitetsbetaling er en prisbasert mekanisme, mens strategiske reserver og kapasitetsmarkeder er volumbasert. Videre er strategiske reserver rettet mot et avgrenset volum og/eller en spesifikk type teknologi eller anlegg, mens kapasitetsmarkeder gjelder hele markedet.

Figur 65: Kapasitetsmekanismer

Kilde: ACER (2013) og Europaparlamentet (2017)

Danmark har også søkt om å få innføre en strategisk reserve etter modell av ordningene i Sverige og Finland, men har så langt fått avslag fra EU-kommisjonen, bl.a. fordi man mente vurderingen av behovet for en slik reserve var basert på en for streng pålitelighetsstandard. Hellas har hatt en ordning med kapasitetsbetaling til gasskraftverk, som er avløst av en midlertidig ordning med fleksibilitetsopsjoner mens et nytt kapasitetsmarked er under utforming.

Det finnes også tvilstilfeller, i den forstand at noen systemoperatører holder seg med egne reserver for å håndtere utfordringer i nettet. Det gjelder f.eks. Estland, men også Polen og Tyskland. Tyskland har besluttet å videreutvikle et Energy only markedsdesign (se avsnitt 4.5) og bygge ut nettkapasiteten. I mellomtiden har de innført en (midlertidig) reserveløsning for å håndtere interne flaskehalser i nettet inntil forsterkninger av nettkapasiteten nord-syd i Tyskland er på plass. Reserven brukes ikke direkte i markedet, men til å dekke produksjonsunderskudd i sør-Tyskland når det ikke er tilstrekkelig nettkapasitet til å frakte produksjon fra nord-Tyskland til forbrukerne i sør (høy vind i nord – lav sol/høyt forbruk i sør). Markedsprisene i Day ahead- og Intradag-markedene påvirkes ikke fordi man ikke har prisområder i Tyskland. Prisene i disse markedene settes som om nettet ikke er en begrensning og man kan dekke forbruket i sør med vindkraft fra nord. Reserven påvirker imidlertid regulerkraftmarkedet, siden ressurser i regulerkraftmarkedet ellers ville blitt brukt til dette (kalt motkjøp).

EU-kommisjonen er bekymret for at ulike kapasitetsmekanismer i ulike land skal undergrave utviklingen av det indre elektrisitetmarkedet. Den har derfor utarbeidet retningslinjer (guidelines) for innføring av kapasitetsmekanismer. Retningslinjene oppgir en rekke vurderinger som medlemslandene må gjøre, før de innfører kapasitetsmekanismer. For det første må de kunne godtgjøre at det virkelig er en fare for forsyningssikkerheten på lang sikt, og for det andre må de gjøre rede for hvordan de håndterer eventuelle barrierer for fri prisdannelse og investeringer i ny kapasitet, inkludert hvordan forbrukerfleksibilitet tas hensyn til og representeres i markedet.

EU-kommisjonen er særlig opptatt av at kapasitetsmekanismer ikke skal undergrave markedsintegrasjon og handel mellom EU-landene. Erfaring viser at landene i begrenset grad tar hensyn til hvordan handel med nabolandene påvirker forsyningssikkerheten. Det er en klar tendens til at kapasitetsmekanismer diskriminerer mellom innenlandsk og utenlandsk kapasitet. Kapasitetsmekanismer kan i praksis virke som en støtte til innenlandske kraftprodusenter, selv om bekymringen for langsiktig forsyningssikkerhet kan være reelt nok. Konkurransemyndighetene i EU satte derfor i gang en såkalt *sector inquiry* for å vurdere om kapasitetsmekanismene i flere land er i

strid med statsstøttereguleringen. Resultatet av *sector inquiry* ble lagt fram 30. november 2016. Hovedkonklusjonen er at kapasitetsmekanismer ofte har vært innført uten en tilstrekkelig problem-analyse. De nye retningslinjene innebærer at

- Det vil bli satt krav om forbedringer i det generelle markedsdesignet før kapasitetsmekanismer kan innføres
- Det skal dokumenteres et klart behov for kapasitetsmekanismer etter at forbedringer i det generelle markedsdesignet er innført
- Kapasitetsmekanismer skal være tilpasset det identifiserte problemet og åpne for at utenlandske aktører kan delta

Det er altså usikkert hvordan fleksibilitet vil bli verdsatt i fremtidens marked, og ikke minst hvordan fordelingen mellom kapasitetsbasert (MW) og produksjonsbasert (MWh) betaling blir. Det er imidlertid klart at det må finnes en løsning, og at denne løsningen med høy sannsynlighet vil styrke betalingen til gasskraftverk i Europa.

Et kontroversielt forslag i EU-Kommisjonens Vinterpakke angår innføring av et utslippskrav på 550 gCO₂/kWh for kraftverk som skal få støtte gjennom kapasitetsmekanismer. Kravet er foreslått å gjelde nye kraftverk (investeringsbeslutning tatt etter at lovforslaget har trådt i kraft) og for eksisterende kraftverk fem år etter ikrafttredelse. Begrunnelsen for utslippskravet er å unngå at anskaffelse av kapasitetsmekanismer subsidierer utslippsintensiv kraftproduksjon. Gasskraft har som regel utslipp som er lavere enn dette kravet (se Tabell 7), og vil dermed i de fleste tilfeller kunne motta støtte gjennom kapasitetsmekanismer dersom Kommisjonens forslag får gjennomslag.

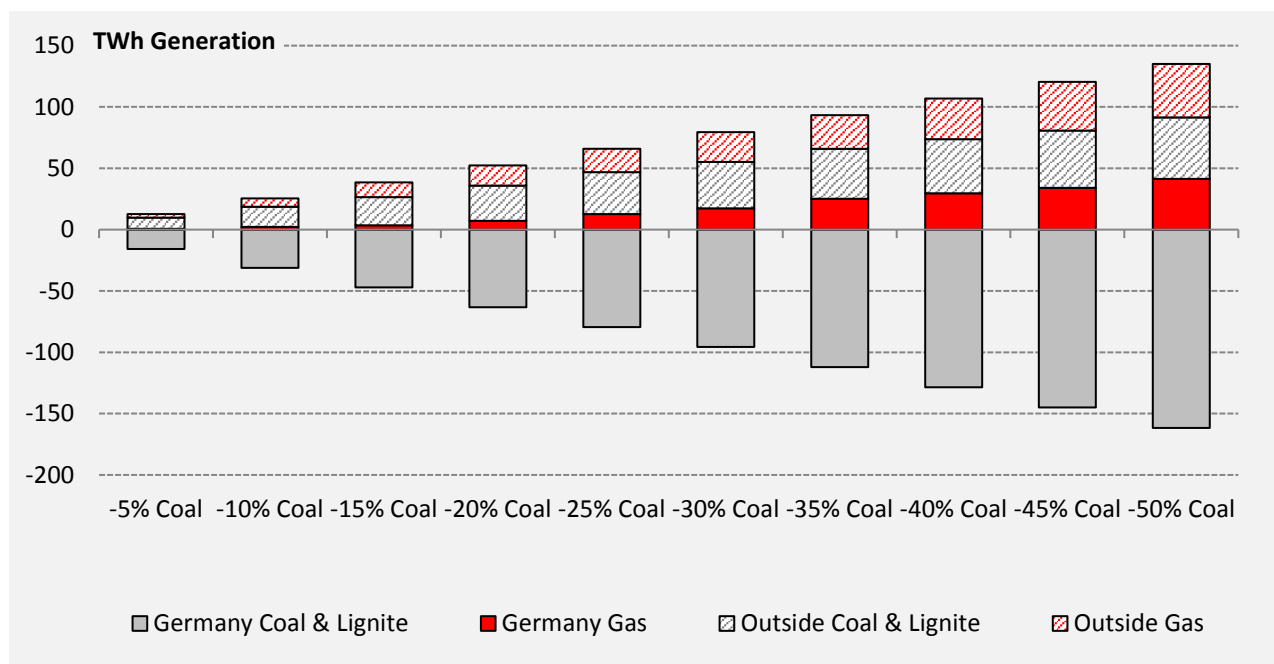
4.7 Utfasing av kullkraft gjennom nasjonale tiltak

De lave kvoteprisene i EU ETS har gjort at mange europeiske land vurderer nasjonale tiltak for å redusere landets karbonutslipp og for å bidra til å nå 2020-målene. Paradoksalt nok bidrar slike nasjonale tiltak til å undergrave kvotemarkedet og hindre at de mest kostnadseffektive utslippsreducerende tiltakene drives frem.

Noen eksempler på nasjonale tiltak er

- Karbonprisstøtte («Carbon Price Support») i Storbritannia: En ekstra skatt på karbonutslipp, i tillegg til EU ETS-prisen, er innført i Storbritannia. Den høye karbonprisen i Storbritannia bidrar derfor til lavere produksjon av kull- og gasskraft i Storbritannia. Deler av reduksjonen kommer derimot fra økt kullkraftproduksjon i Tyskland og på kontinental-Europa, ettersom det er kabler mellom Storbritannia og kontinentet. Det er også planlagt flere kabler.
- Karbonprisstøtte i Frankrike: Frankrike hadde vedtatt å innføre en CO₂-avgift som skulle fungere som et gulv for CO₂-kostnaden fra 1. januar 2017. Reformen ble imidlertid stoppet fordi man ble bekymret for at avgiften ville føre til at fem kullkraftverk ville bli nedlagt, og dermed gå på bekostning av forsyningssikkerheten.
- Kullskatt i Nederland: Nederlandske myndigheter har innført en skatt på kull. Nyere kullkraftverk fikk fra 2016 unntak fra kullskatten, slik at skatten bidrar til å fase ut gammel kullkraft (med lav virkningsgrad).
- Brunkullreserve i Tyskland: Totalt 2.7 GW med tysk brunkull skal tas ut av normal drift mellom oktober 2016 og 2019, og plasseres i en reserve som bare kan benyttes dersom det er underskudd på kraft i resten av systemet. Begrunnelsen for vedtaket er at det er nødvendig for at Tyskland skal nå sine nasjonale utslippsmål. Dersom de grønne får gjennomslag i den nye tyske regjeringen kan utfasingen av kullkraft i Tyskland skyte fart.

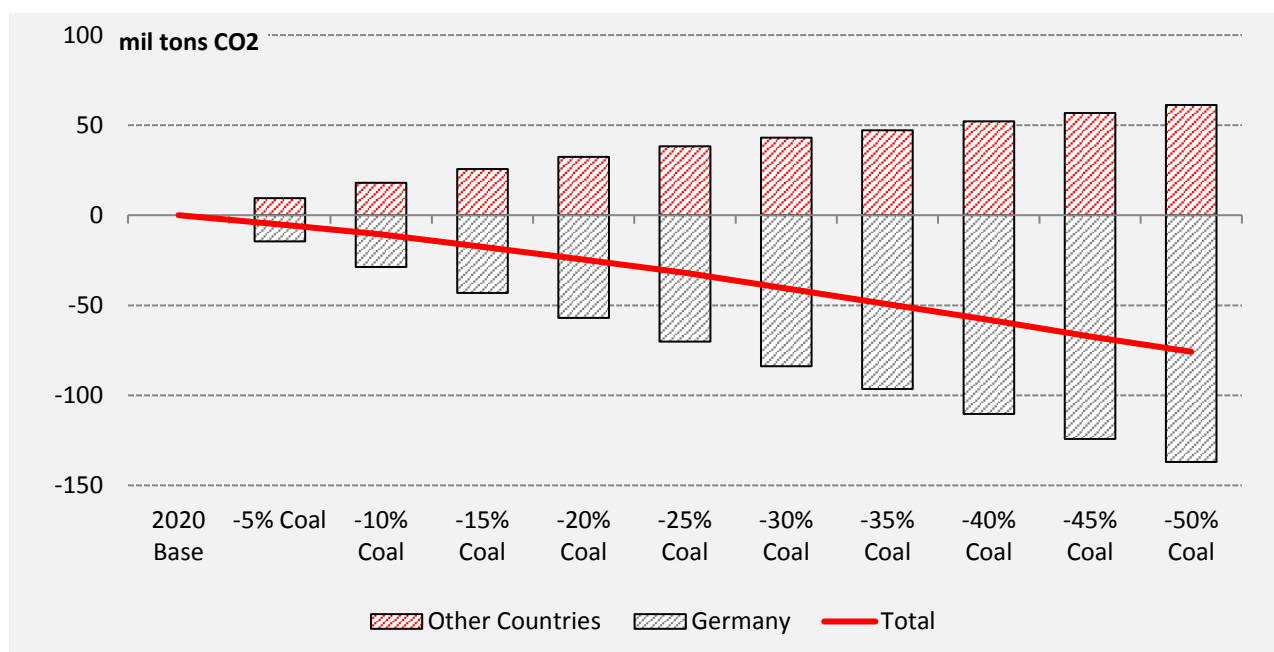
For å illustrere virkningene av nasjonale tiltak i større detalj viser vi beregninger av konsekvensene av å ta ut en tysk brunkullreserve. Figur 66 viser hvor kraftproduksjonen øker, dersom tysk kullkraft fases ut. Dersom for eksempel 50 prosent av tysk kullkraft fases ut (stolpen lengst til venstre), kommer bare en liten del av økningen fra tysk gasskraft. Tyskland vil øke importen av kraft, og en stor andel av importen vil være kullkraft fra utlandet.

Figur 66. Endring i produksjon ved å fase ut tysk kullkraft i 2020.

Kilde: Modellberegninger med kraftmarkedsmodellen TheMA.

Når man skal bedømme virkningene av et nasjonalt tysk tiltak, bør man også ta hensyn til utslippskonsekvensene i andre land. Det kan gjøre at tiltaket er langt mindre effektivt enn dersom man utelukkende ser på nasjonale utslipp.

Utfasingen av tysk kullkraft bidrar til å redusere karbonutslippene i Tyskland. Samtidig øker utslippene i andre land. Figur 67 viser hvor mye karbonutslippene reduseres i Tyskland, og hvor mye utslippene øker i andre land. Vi ser at nesten halvparten av utslippsreduksjonen i Tyskland blir veid opp av utslippsøkninger i andre land.

Figur 67. Endringer i karbonutslipp, ved en utfasing av tysk kullkraft i 2020.

Kilde: Modellberegninger med kraftmarkedsmodellen TheMA.

De nasjonale tiltakene bidrar til lavere utslipp i enkeltlandet. Siden utslippsreduksjonen kommer som følge av et politisk inngrep, bidrar utslippsreduksjonen til å presse kvoteprisen ned. En lavere kvotepris bidrar til at færre utslippsreduksjoner skjer, også i andre EU-land på kort sikt. For at andre nasjoner skal oppfylle sine utslippsmål, bidrar derfor ett lands politiske inngrep til at andre land får et sterkere insentiv til å gjennomføre lignende nasjonale tiltak. De nasjonale tiltakene undergraver derfor kvotemarkedet på kort sikt. Slike tiltak kan derfor være en trussel for gasskraftens fremtidige rolle, ettersom kvotemekanismen i seg selv favoriserer brenselsbytte fra kull til gass, som et effektivt utslippstiltak.

På lengre sikt er det grunn til å tro at nasjonale tiltak bidrar til en respons i klimapolitikken, ved at kvotetaket senkes som følge av utslippsreduksjonene som er oppnådd gjennom andre virkemidler enn EU ETS. Nasjonale utslippsreducerende tiltak er derfor ikke nødvendigvis en stor trussel mot EU ETS på lang sikt. Det er likevel ikke gitt at et nasjonalt initiativ tvinger frem de mest kostnadseffektive tiltakene, eksempelvis brenselsbytte fra kull til gass, på samme måte som et velfungerende kvotemarked.

4.8 Den europeiske gassinfrastrukturen som energilager og transportør av alternative gasser

Europa har bygget ut en omfattende infrastruktur for gass som omfatter rørledninger for transmisjon og distribusjon av gass, gasslagre og importanlegg for LNG (se avsnitt 2.1.3). Denne infrastrukturen er en svært viktig del av det europeiske energisystemet, og gir viktige bidrag både til integrasjonen av det indre europeiske energimarkedet og til forsyningssikkerheten.

Gassinfrastrukturen er i motsetning til kraftnettet meget fleksibel og kan lagre betydelige energimengder både i gasslagre og i rørledninger (såkalt linepack). Den samlede lagerkapasiteten i dedikerte europeiske gasslagre tilsvarer omkring 1 000 TWh. I Tyskland har for eksempel gassinfrastrukturen kapasitet til å lagre en energimengde tilsvarende en tredjedel av landets årlige kraftproduksjon.

Alternative gasser som biometan (biogass), syntetisk naturgass og hydrogen kan blandes inn i eksisterende naturgassleveranser i større og mindre grad. Hvor mye hydrogen som kan blandes inn uten å komme i konflikt med sikkerhets- og utstyrskrav nedstrøms er usikkert og et tema det forskes på. Innblanding av ikke-fossile gasser kan være et viktig tiltak i den pågående omstillingen til lavutslippssamfunnet.

Gassinfrastrukturens egenskaper bidrar både til at gasskraft er velegnet som leverandør av balansetjenester i kraftmarkedet og at infrastrukturen kan brukes som «batteri» ved at store mengder energi kan lagres ved hjelp av «power-to gas»-konsepter. «Power-to gas» innebærer at det produseres hydrogen gjennom elektrolyse i perioder med overskudd av kraftproduksjon. Hydrogengassen kan blandes inn i naturgassen eller konverteres videre til metan. Metangassen kan deretter injiseres og blandes sammen med naturgassen. I perioder med lav kraftproduksjon kan gassen trekkes ut av lagrene og brukes til å produsere kraft i gasskraftverk.

Utnyttelse av gassinfrastrukturen i et samspill med kraftsystemet vil gradvis kunne resultere i en konvergerende prosess mellom infrastrukturene for henholdsvis kraft og gass. En kombinert infrastruktur for energi som utnytter samspillmulighetene på tvers av verdikjedene for gass og kraft gir et langt mer robust, fleksibel og kostnadseffektivt system enn å skulle utvikle infrastrukturene hver for seg.

Samspillet mellom gass og kraft vil gi store besparelser i fremtidige investeringer i infrastruktur og lagerhold. For å kunne utnytte det fulle potensialet for en kombinert energiinfrastruktur er det behov for FoU-aktiviteter, modifikasjoner av selve gassinfrastrukturen samt endringer i reguleringsregimene.

5 KILDER

Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) (2013): *Capacity remuneration mechanisms and the internal market for electricity.* Tilgjengelig på http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/publication/crms%20and%20the%20iem%20report%20130730.pdf

Bloomberg (2017): *Ports Turn to Natural Gas in Quest for Cleaner Marine Fuel.* Tilgjengelig på <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-01-12/ports-chase-natural-gas-boost-as-marine-emissions-rules-tighten>

BP (2017): *BP Energy Outlook 2017.* Tilgjengelig på <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>

Cefic (2017): *Chemical industry profile – EU share of global chemicals market.* Tilgjengelig på <http://fr.zone-secure.net/13451/186036/#page=7>

The Engineer (2015): *Converting the gas network to hydrogen.* Tilgjengelig på <https://www.theengineer.co.uk/converting-the-gas-network-to-hydrogen/>

Eurogas (2013): *Long term outlook for gas to 2035.* Tilgjengelig på http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_Brochure_Long-Term_Outlook_for_gas_to_2035.pdf

Eurogas (2017): *Press release - Higher gas demand in 2017 helps lower emissions.* Tilgjengelig på http://www.eurogas.org/uploads/media/Eurogas_press_release_-_Higher_gas_demand_in_2017_helps_lower_emissions.pdf

European Environment Agency (EEA) (2016): *Environmental taxation and EU environmental policies.* Tilgjengelig på <https://www.eea.europa.eu/publications/environmental-taxation-and-eu-environmental-policies>

Europakommisjonen (EC) (2015): *Feasibility study of Baltic Pipe.* Tilgjengelig på <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-energy/projects-by-country/multi-country/8.3-0019-dkpl-s-m-15>

Europakommisjonen (EC) (2016a): *EU Reference Scenario 2016 - Energy, Transport and Emissions Projections.* Tilgjengelig på <http://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>

Europakommisjonen (EC) (2016b): *Quarterly Report on European Gas Markets (q4).* Tilgjengelig på http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q4_2016.pdf

Europakommisjonen (EC) (2016c): *Konsekvensutredning av revidert energieffektivisering-sdirektiv.* Tilgjengelig på http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:56466305-b7f6-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

Europakommisjonen (EC) (2016d): *Konsekvensutredning av revidert energieffektivisering-sdirektiv - Oppsummering.* Tilgjengelig på <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016SC0406&from=EN>

Europakommisjonen (EC) (2017): *Europe on the move. An agenda for a socially fair transition towards clean, competitive and connected mobility for all.* Tilgjengelig på <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/com20170283-europe-on-the-move.pdf>

Europakommisjonen (EC) (2017a): *Gas and Oil Supply Routes.* Tilgjengelig på <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/imports-and-secure-supplies/gas-and-oil-supply-routes>

Europakommisjonen (EC) (2017b): *Commission Staff Working Document. Impact Assessment.* Tilgjengelig på <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/swd20170180-ia-part2-eurovignette-infrastructure.pdf>

Europaparlamentet (2016): *Research for TRAN Committee – The EU Maritime Transport System: Focus on Ferries.* Tilgjengelig på [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2016/573423/IPOL_STU\(2016\)573423_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2016/573423/IPOL_STU(2016)573423_EN.pdf)

Europaparlamentet (2017): *Capacity mechanisms for electricity. Briefing.* Tilgjengelig på [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS_BRI\(2017\)603949_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/603949/EPRS_BRI(2017)603949_EN.pdf)

Eurostat (2017a): *Statistics Explained - EU Imports of Energy Products – recent developments.* Tilgjengelig på http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/EU_imports_of_energy_products_-_recent_developments

Eurostat (2017b): *Natural gas consumption statistics – July 2017.* Tilgjengelig på http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_consumption_statistics

Forbes (2017): *The US is transforming the global liquified gas market.* Tilgjengelig på <https://www.forbes.com/sites/judeclemente/2017/04/16/the-u-s-is-transforming-the-global-liquefied-natural-gas-market/#11048c0f22ef>

IEA (2016): *World Energy Outlook 2016.* Tilgjengelig på <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>

IEA (2017a): *Gas 2017 – Analysis and forecast to 2022.* Tilgjengelig på http://www.iea.org/bookshop/741-Market_Report_Series:_Gas_2017

IEA (2015): *World Energy Outlook 2015.*

Gas Infrastructure Europe (2016): *LNG Map.* Tilgjengelig på <http://www.gie.eu/index.php/maps-data/lng-map>

King & Spalding (2017): *LNG in Europe 2016/2017: An overview of LNG Import Terminals in Europe.* Tilgjengelig på <file:///C:/Users/jp30/Downloads/c6c4403f-ad9f-4740-b184-9fc1f88550ab.pdf>

Lloyd's Register (2012): *LNG-fueled deep sea shipping. The outlook for LNG bunker and LNG-fuelled newbuild demand up to 2025.* Tilgjengelig på http://www.lr.org/en/images/229-77161_LR_bunkering_study_Final_for_web_tcm155-243482.pdf

Malmqvist og Alden (2013): *Sulphur regulation in the Baltic Sea- Scenarios for the mid Nordic region- Threats and opportunities.* Tilgjengelig på <http://www.midnordictc.net/download/18.79ea690f13c79e5b381399/1418296723395/Sulphur%20regulation%20in%20the%20Baltic%20Sea-NECLII-Final%20version.pdf>

NGVA Europe (2017a): *Statistical Report 2017.* Tilgjengelig på https://www.ngva.eu/downloads/NGVA_Europe_Statistical_Report-2017.pdf

NGVA Europe (2017b): *Report of Activities.* Tilgjengelig på https://www.ngva.eu/downloads/NGVA_Europe_Report_of_Activities_2016-2017.pdf

NGVA Europe (2017c): *EU Policy and Natural Gas Vehicles.* Tilgjengelig på <https://www.ngva.eu/eu-policy-and-ngvs>

Nord Stream 2 (2017): *Gas Market Outlook. A New Pipeline for Europe's Energy Future.* Tilgjengelig på <https://www.nord-stream2.com/media/documents/pdf/en/2017/06/170602-nsp2-pi-brochure-en-digital-sha.pdf>

Oljedirektoratet (2017a): *Ressursrekneskap per 31.12.2016.* Tilgjengelig på <http://www.npd.no/no/Tema/Ressursregnskap-og-analyser/Temaartikler/Ressursregnskap/2016/>

Oljedirektoratet (2017b): *Historisk og forventet produksjon i Norge, 1970-2021.* Tilgjengelig på <http://www.norskipetroleum.no/en/production-and-exports/exports-of-oil-and-gas>

OIES - Oxford Institute for Energy Studies (2015): *The Outlook for Azerbaijani Gas Supplies to Europe*. Tilgjengelig på <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2015/06/NG-97.pdf>

OIES - Oxford Institute for Energy Studies (2014): *The Outlook for Natural Gas Demand in Europe*. Tilgjengelig på <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/06/NG-87.pdf>

Prognos (2017): *Current Status and Perspectives of the European Gas Balance*. Tilgjengelig på https://www.prognos.com/uploads/tx_atwpubdb/20170406_Prognos_study_European_Gas_Balance_final_1.pdf

Roland Berger (2015): *Chemicals 2035 – Gearing up for growth*. Tilgjengelig på https://www.rolandberger.com/en/Publications/pub_chemicals_2035.html

Statoil (2017): *Minimizing greenhouse gas emissions – Greenhouse gas emissions of the Norwegian natural gas value chain 2016*. Tilgjengelig på https://www.statoil.com/content/dam/statoil/documents/climate-and-sustainability/170135%20Greenhouse%20gas%20emissions_10.08.2017%20final.pdf

Verdensbanken (2017): *Databank- Commodity Prices - History and Projections*. Tilgjengelig på <https://data.worldbank.org/data-catalog/commodity-prices>

APPENDIX 1: ANTAGELSER FOR UTSLIPPSBEREGNINGER

Antagelsene for kullkrafts-utslipp vises i Tabell 8. Vi har benyttet følgende datakilder:

- Utslipp i utvinning og transport av kull baseres på PACE (2015), «LNG and Coal Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions». Vi antar at disse utslippene gjelder for et kraftverk med en virkningsgrad på 41 prosent.
- Virkningsgrad for ny kullkraft baseres på DIW (2013), «Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050»
- Karboninnholdet i kull (brennverdi) baseres på IPCC (2006), «Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories»
- Nettapet er basert på historiske tall for Tyskland, fra Eurostat og Verdensbanken. En tapsfaktor på 3,9 prosent er svært lav, mange land har betydelig høyere tapsfaktorer.
- CCS fangstrate og virkningsgraden for et CCS-verk er basert på rapporten DOE (2015), «Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity Revision 3»
- Virkningsgrader for eksisterende kraftverk, samt data om hvilke kraftverk som har varmekobling, baseres på vår database over europeiske kraftverk

Tabell 8: Antagelser om kullkraft som ligger til grunn for utslippsberegningene.

	Enhet	I. Kortsiktig marginal	II. Ny kullkraft	III. Kullutfasing	IV. Kullutfasing (inkl. kraftvarme)	V. Kullkraft med CCS
KULLKRAFT:						
Utslipp i utvinning	g/kWh	32.8	24.7	32.7	26.6	38.0
Transport av kull	g/kWh	39.6	29.8	39.5	32.1	45.8
Virkningsgrad kullkraftverk	Prosent	37.6 %	50 %	100 %*	100 %*	32.5 %
Karboninnhold kull (brennverdi)	g/kWh	340	340	966.5*	790.0*	340
CCS fangstrate	Prosent	0 %	0 %	0 %	0 %	90 %
Nettap	Prosent	3.9 %	3.9 %	3.9 %	3.9 %	3.9 %

*Karboninnholdet i scenario III og IV er beregnet som det vektete gjennomsnittet av utslipp i kraftverket (basert på ulike virkningsgrader) for eksisterende kraftverk, hhv med eller uten kraftvarmeverk. Virkningsgraden settes i tabellen til 100 prosent, siden karboninnholdet for disse scenarioene ikke er angitt per brennverdi, men som netto utslipp per kWh elproduksjon.

Vi har basert våre antagelser for utslipp knyttet til direkte bruk av naturgass på følgende kilder:

- Karboninnholdet i naturgass (brennverdi) baseres på IPCC (2006), «Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories»
- Utslipp i utvinning og prosessering, transport og distribusjon av naturgass baseres på Statoil (2017), «Minimizing greenhouse gas emissions – Greenhouse gas emission of the Norwegian natural gas value chain 2016»..