



Working Paper 02/2016

Eksport av russisk gass til Europa

Finn Roar Aune, Rolf Golombek, Arild Moe, Knut Einar Rosendahl og Hilde Hallre Le Tissier



The CREE Centre acknowledges financial support from The Research Council of Norway, University of Oslo and user partners.

ISBN: 978-82-7988-221-3

ISSN: 1892-9680

<http://www.cree.uio.no>

Eksport av russisk gass til Europa¹

Finn Roar Aune (Statistisk Sentralbyrå), Rolf Golombek (Frischsenteret), Arild Moe (Fridtjof Nansens Institutt), Knut Einar Rosendahl (Norges miljø- og biovitenskapelige universitet) og Hilde Hallre Le Tissier (Frischsenteret)

Ingress

Konflikten mellom Ukraina og Russland kan få betydelige effekter i det europeiske gassmarkedet: Russland kan komme til å bygge gassrør som muliggjør transport utenom Ukraina, mens EU kan ønske å redusere sin avhengighet av russisk gass. Endret EU-politikk kan igjen utløse økt eksport av russisk gass mot Asia, for eksempel til Kina. I denne artikkelen analyserer vi hvordan transportkapasiteten for russisk gass til Europa, EUs energi- og klimapolitikk og salg av russisk gass til Kina kan påvirke gasseksporten fra Russland til Europa og dermed energimarkedene i EU. Vi drøfter også hvordan disse faktorene kan påvirke salget av norsk gass til EU; Norge overtok nylig Russlands rolle som største tilbyder av gass i Vest-Europa. Et sentralt resultat er at dersom Russland ikke lenger eksporterer gass via Ukraina, vil russisk gasseksport til EU falle betydelig. Nedgangen i russisk gasseksport til EU kan delvis motvirkes gjennom bygging av den nylig annonserte rørledningen til Tyrkia og Hellas, Turkish Stream.

1 Innledning

Russland har i mange år vært den største tilbyderen av naturgass til Europa. De siste årene har landet hatt en markedsandel på mellom 25 % og 30 % i EUs gassmarked, se BP (2015). EU har lenge vært bekymret for Russlands dominans i det europeiske gassmarkedet, og enkelte tilfeller av svikt i gassleveransene til land i Øst Europa har forsterket denne bekymringen, se Stern (2014). På kort og mellomlang sikt er det vanskelig å erstatte reduksjoner i gassforsyningen, blant annet fordi gasstransport krever omfattende investeringer i infrastruktur. Forsyningssikkerhet – «security of supply» – har derfor vært en viktig motivasjonsfaktor for EUs klima- og energipolitikk, hvor økt produksjon av fornybar energi spiller en viktig rolle, se Skjærseth (2015).

Gassmarkedet i EU er det klart viktigste eksportmarkedet for Russland: I 2014 gikk 60 % av all russisk gasseksport til EU. Andre viktige importland er Tyrkia, Ukraina og Hviterussland (totalt nesten 30 % i 2014), mens ca. 7 % ble solgt som LNG (flytende naturgass) til østasiatiske land, bl.a. Japan. Russland er derfor også opptatt av sikkerhet knyttet til EUs gassmarked – «security of demand». Salg av naturgass krever omfattende investeringer i feltutbygging og ikke minst i gassrør; med enorme avstander fra feltene i Sibir til kundene i EU er det snakk om betydelige investeringskostnader.

Det gjensidige behovet for sikkerhet for EU og Russland har vært den viktigste årsaken til at salg av gass tradisjonelt har vært organisert gjennom langsiktige kontrakter. Selv om det har vært en gradvis overgang mot spothandel i det europeiske gassmarkedet, er det fortsatt langsiktige avtaler om betydelige gassleveranser fra Russland til EU også etter 2020 (Mitrova, 2014).

¹ Dette prosjektet er finansiert av Norges forskningsråds gjennom programmet PETROSAM. Takk til en anonym fagkonsulent og redaktøren for mange nyttige kommentarer til et tidligere utkast.

En stor del av den russiske gasseksporten til EU har tradisjonelt gått via Ukraina. Som følge av konflikten mellom disse to landene er det rimelig å tro at Russland vil forsøke å transportere en større del av gassen via andre land. Russland har lenge hatt planer om et nytt gassrør via Svartehavet til de sørøstlige delene av EU. Planene om et gassrør direkte til Balkan, South Stream, ble imidlertid skrinlagt i desember 2014. Våren 2015 inngikk imidlertid Russland en avtale med Tyrkia og Hellas om et nytt prosjekt – Turkish Stream.² Dette prosjektet er så omfattende at det potensielt kan få stor betydning for det europeiske gassmarkedet.

Konflikten i Ukraina har også forverret forholdet mellom EU og Russland. EU ønsker i enda større grad enn før å redusere sin avhengighet av russisk gass. Så langt har ikke dette ført til noen konkrete restriksjoner på import av russisk gass, ikke minst fordi EU selv kan bli hardt rammet. På lenger sikt er det likevel grunn til å forvente at EU-landene i større grad enn før vil ønske å kjøpe gass fra andre land enn Russland og/eller satse på produksjon/import av andre energivarer.

Dette gir Russland et (ekstra) motiv til å eksportere gass til andre land enn EU: Russland og Kina undertegnet i 2014 en avtale om betydelige leveranser av gass til nordlige deler av Kina. Etterspørselen etter gass i Asia vil trolig vokse sterkt de nærmeste årene (IEA, 2014), noe som kan øke russisk eksport ytterligere. Men hvis den russiske gassen til Asia hentes fra felt som i dag ikke er forbundet med rørledninger til Europa, er det usikkert om økt eksport til Asia vil påvirke eksporten til Europa.

På den annen side vil EUs egen energi- og klimapolitikk påvirke importen av russisk gass. For eksempel vil en nedgang i produksjonen av atomkraft i Europa øke etterspørselen etter gass, mens en strammere klimapolitikk kan slå begge veier: konkurransesituasjonen for gass bedres i forhold til kull, men forverres i forhold til fornybar energi.

I denne artikkelen studerer vi hvordan transportkapasiteten for russisk gass til Europa, EUs energi- og klimapolitikk og salg av russisk gass til Kina kan påvirke gasseksporten fra Russland til EU og energimarkedet i Europa. Vi drøfter også hvordan disse faktorene kan påvirke salget av norsk gass til EU; Norge overtok nylig Russlands rolle som største tilbyder av gass i Vest-Europa.³ I analysene bruker vi en detaljert modell for det europeiske energimarkedet, kalt LIBEMOD; denne modellen er nylig blitt utvidet til å inkludere det russiske energimarkedet.

Det eksisterer mange studier av russisk gasseksport til Europa. Paltsev (2014) konkluderte, basert på en global likevektsmodell, at Russland ikke trenger ekstra rørkapasitet med mindre landet ønsker å transportere gassen utenom Ukraina og Hviterussland. Richter og Holz (2014) brukte en global gassmarkedsmodell til å studere virkningene av brudd i russisk gasseksport til ulike EU-land. Hirschhausen mfl. (2005) analyserte et spill mellom Russland og Ukraina; Russland bestemmer hvor mye gass som skal transporteres via Ukraina til Europa, mens Ukraina bestemmer transportavgiften. Transportmulighetene via Hviterussland viste seg å være avgjørende for utfallet av spillet. Tsygankova (2010, 2012) studerte betydningen av Gazproms rolle for den russiske gasseksporten, mens Grimsrud mfl. (2015) fokuserte på dynamiske markedseffekter av økt tilbud av skifergass. Aune mfl. (2016) har brukt LIBEMOD-modellen til å analysere effektene av økte innenlandske gasspriser i Russland på

² <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/b377fc9a-f4d0-11e4-8a42-00144feab7de.html#axzz3arsVw4C2>

³ <http://www.dn.no/nyheter/energi/2015/05/24/0926/Gass/norge-er-igjen-vesteuropas-strste-gassleverandri>

bl.a. eksporten til EU, noe Sagen og Tsygankova (2008) også undersøkte. Andre relevante studier er IEA (2011a, 2014) og Goldthau (2008).

I det neste kapittelet beskriver vi kort modellen LIBEMOD. Deretter presenterer vi resultatene for de ulike scenariene i kapittel 3, mens kapittel 4 oppsummerer.

2 LIBEMOD

LIBEMOD er en stor simuleringsmodell for energimarkeder. Modellen gir en detaljert beskrivelse av energimarkedene i 30 europeiske land (EU-27, samt Island, Norge og Sveits) – nedenfor omtalt som EU-30. LIBEMOD rommer en egen modellblokk for Russland, samt omfatter energimarkeder også utenfor Europa.

Modellen dekker en rekke aktiviteter i energimarkedene – investering, produksjon, internasjonal handel, innenlandsk transport og konsum av energi – for åtte energivarer: tre typer kull, gass, olje, to typer bioenergi, samt elektrisitet. Gass, biomasse og elektrisitet omsettes i europeiske markeder, mens olje, kull og biodrivstoff omsettes i globale markeder. Elektrisitet kan produseres med en rekke teknologier; (to typer) kullkraft, gasskraft, oljekraft, biomassekraft, atomkraft, (tre typer) vannkraft, vindkraft og solkraft.⁴ Fossilbaserte kraftverk etterspør fossile brensler, for eksempel gass, mens sluttbrukere i hvert land (husholdninger, tjenestesektoren, industrien og transport) generelt etterspør en rekke av de åtte energivarene.

Tilbudet av gass fra hvert produsentland er modellert ved stigende tilbudskurver; disse skal reflektere samlede grensekostnader ved gassproduksjon. For de fem store gasstilbyderne i det europeiske gassmarkedet (Russland, Norge, Algerie, Nederland og Storbritannia) skiller vi mellom felt i produksjon (i basisåret) og nye felt. For felt i produksjon er grensekostnadene først lave (kapitalkostnader er i hovedsak sunkne kostnader) og deretter bratt stigende. For nye felt er grensekostnadene høyere i starten (siden kapitalkostnader også tas hensyn til), men de stiger mindre bratt enn for felt som er i produksjon. For disse fem landene har vi brukt data fra Rystad Energy til å kalibrere tilbudsfunksjonene. Dataene inneholder bl.a. anslag for breakeven priser og volum for en rekke gassfelt i de fem landene (samt russiske regioner, se nedenfor) for ulike år.⁵ For andre land har vi antatt en tilbudselasticitet på 0,75.

Transport av gass mellom land i Europa krever gassrør. Tilsvarende krever transport av elektrisitet mellom land i Europa kraftlinjer. Kapasitetene er gitt i et bestemt år, men blir økt hvis det fins lønnsomme investeringer.⁶ Også kapasitetene i kraftproduksjon blir økt gjennom (modellbestemte) lønnsomme investeringer.

Gassrørkapasitetene mellom Russland og EU-30 i 2009 (både for gassrør som går direkte til det europeiske markedet og for gassrør som går til det europeiske markedet via tredjeland)

⁴ Kvantumsdata for elektrisitetsproduksjon er i hovedsak hentet fra IEA (2011b).

⁵ Tilbudsfunksjonene endrer seg over tid i modellen, ikke minst fordi produksjonen fra eksisterende felt faller over tid, men også fordi produksjonspotensialet for nye felt kan endre seg over tid. Merk at modellen ikke har noen dynamisk optimering, dvs. produsentene tar ikke eksplisitt hensyn til at økt produksjon i ett år kan redusere produksjonsmulighetene i framtiden, jf. teorien om ikke-fornybare ressurser, f.eks. Hotelling (1931).

⁶ Gassrørkapasitetene i modellen basis år 2009 er hentet fra ENTSOG

(<http://www.entsog.eu/maps/transmission-capacity-map>)

fremkommer i figur 1 som tallene i parentes. Denne figuren viser også kapasitetene for gassrør fra Norge til det europeiske markedet i 2009.⁷

[Figur 1]

LIBEMOD bygger på standard økonomisk teori. I denne artikkelen benytter vi en deterministisk modellvariant der energimarkedene i de 30 europeiske landene er kjennetegnet ved fullkommen konkurranse. Modellen beregner markedsklarere priser i *hvert* marked som omfattes av modellen, også markedene for transport av gass og elektrisitet mellom land i EU-30. De markedsklarere prisene beregnes simultant, og avspeiler modellens tidsstruktur: elektrisitet omsettes i fire periodemarkeder (sommer versus vinter, dag versus natt), mens øvrige energivarer omsettes i årsmarkeder (én periode i løpet av ett år).

Innen et år er det ulike tidsbindinger for produksjon av elektrisitet. For det første bestemmer modellen en effektkapasitet for hver elektrisitetsteknologi i hvert EU-30 land. Hver av disse angir maksimalt produksjonsnivå i hver tidsperiode. For det andre fastlegger LIBEMOD magasinkapasiteten i hvert land; denne angir hvor mye vann som maksimalt kan overføres mellom modellens to sesonger (sommer og vinter).

LIBEMOD legger til grunn standard metodikk for kalibrering av numeriske likevektsmodeller: En rekke parameterverdier er hentet fra litteraturen, mens øvrige parameterverdier er bestemt slik at observert markedsutfall i basisåret 2009 gjenskapes. Data for dette året fastlegger i) etterspørselssystemet for sluttbrukere av energi (som fremskrives til et fremtidig år avhengig av antatt økonomisk vekst og inntektselastisitetene) og ii) initialkapasitetene for kraftproduksjon og transport av gass og elektrisitet mellom EU-30 land (Disse kan økes gjennom investeringer, se ovenfor).

Vi viser til Aune mfl. (2008) for en grundig innføring i en tidligere versjon av LIBEMOD, samt til LIBEMOD (2014) for en dokumentasjon av utvidelsen av modellen til å omfatte EU-30. Modellen har i tillegg nylig blitt utvidet med en modellblokk for Russland. Modelleringen av Russland avviker imidlertid vesentlig fra beskrivelsen av energimarkedene i de 30 europeiske landene.

For det første har vi delt Russland inn i regioner: mens en stor andel av landets befolkning bor i den vestre delen av landet, er hovedtyngden av landets gassressurser lokalisert i den nordlige delen av Sibir. Videre fins det gassforekomster i Øst-Sibir og lengst øst i Russland. For å undersøke hvordan endringer i gassutvinningen i én del av Russland kan påvirke konsumet av gass i andre deler av Russland, samt eksporten til Europa, har vi delt Russland inn i tre regioner: Vest-, Midt- og Øst-Russland. Hver av disse er modellert som et selvstendig land, på lik linje med landene i EU-30.

Russland er den største leverandøren av gass til Europa, og selskapet Gazprom har enerett til å eksportere gass fra Russland til Europa.⁸ Vi antar derfor at Russland har markedsrett i det

⁷ Gassrøret fra Russland direkte til Tyskland ble operativt først i 2011.

⁸ Gazprom har lovbestemt monopol på eksport gjennom gassrør. Enkelte andre selskaper har imidlertid rett til å eksportere LNG til andre markeder enn dit rørgassen leveres.

europiske gassmarkedet. I en annen studie, se Aune mfl. (2016), har vi modellert markedsrett som et påslag på grensekostnaden til russisk gass.⁹ Vi fant at dette påslaget var 18 €/toe i 2009. Da har vi tatt hensyn til at Gazprom må betale ordinær utvinningsavgift for gass i Russland (6 €/toe), samt en betydelig eksportavgift (30 % av brutto salgsinntekt i mottagerlandet). Vi antar at Gazproms eksportmonopol ikke fjernes, og vi benytter derfor anslaget på 18 €/toe også for 2020.

I EU-30 er investeringer i gassrørkapasitet og kraftlinjer mellom land langt på vei lønnsomhetsbestemt. Derfor antar vi i LIBEMOD at alle lønnsomme investeringer i transportkapasitet for gass og elektrisitet blir gjennomført i EU-30, se diskusjonen ovenfor. I Russland er det imidlertid også andre forhold enn lønnsomhet som har stor betydning for utbygging av transportkapasiteter mot Europa, for eksempel politiske forhold og de økonomiske interessene til sentrale parter ifm. kapasitetsutbygginger. I referansescenariet nedenfor lar vi derfor ikke LIBEMOD bestemme investeringer i gassrør og kraftlinjer mot Europa, men antar at det ikke finner sted noen slike investeringer. I hvert av de øvrige scenariene angir vi hvilke forutsetninger som er lagt til grunn for gassrørinvesteringer, for eksempel at det legges et nytt gassrør fra Russland til Tyrkia.¹⁰

Gazproms eksportmonopol kan delvis forklares med at selskapet har hatt plikt til å levere gass til innenlandske kunder til lave priser, men har kunnet selge gass til høye priser i Europa. Fram til midten av 1990-tallet var gassprisene svært lave i Russland. Da begynte myndighetene å heve prisene. I 2007 var likevel gassprisen til storkunder (industri og gasskraftverk) godt under halvparten av (den europeiske) «netback-prisen», dvs. prisen som russisk gass får betalt i det europeiske markedet fratrukket transportkostnadene til Europa og skatter. Da vedtok russiske myndigheter å heve storkundeprisen til netback-prisen. Senere ble prismålsettingen utsatt til 2014, og deretter til 2018, se Aune mfl. (2016).

Tabell 1 viser kalibrerte brukerpriser for gass i ulike russiske regioner i 2009, se Aune mfl. (2016), samt beregnede subsidier; disse er definert som differansen mellom «netback-prisen» og kalibrert brukerpris. Vi ser at brukerprisene i Vest- og Midt-Russland er noe høyere for storkunder (industri og gasskraftverk) enn for småkunder (husholdninger og tjenestesektoren). I Øst-Russland er prisene ganske like på tvers av sektorer. Generelt er subsidiene til storkundene noe lavere enn subsidiene til småkundene. Samlet tilsier dette at forholdet mellom subsidie og brukerpris er høyest for småkundene, se tabell 1.

Tabell 1 Brukerpriser (subsidier) for gass etter sektor og region i Russland i 2009

3 Scenarier

LIBEMOD er en statisk modell, og modellen løses for et fremtidig år – her 2020. Modellen er kalibrert til basisåret 2009. Kalibreringsåret benyttes først og fremst til å fastlegge en rekke

⁹ Tilpasning med markedsrett er kjennetegnet ved at grenseinntekt er lik grensekostnad, noe som innebærer at markedsprisen er høyere enn grensekostnaden. Vårt kalibrerte påslag avspeiler observert differanse mellom pris og grensekostnad i 2009 for russisk gass som ble eksportert til Europa.

¹⁰ I alle scenariene nedenfor antar vi at Russlands (beskjedne) eksport av elektrisitet til Europa er på observert 2009-nivå.

etterspørselsparametere for sluttbrukerne av energi. Videre depresieres alle 2009-kapasitetene, for eksempel gassrørkapasitetene, frem til 2020 med 2,5 prosent per år.

Tabell 2 viser scenariene som blir drøftet i denne artikkelen. I alle scenariene åpnes det for investeringer i gassrør i EU-30. I de fleste scenariene er det imidlertid antatt ingen utbygging av gassrør mellom Russland og EU. Det er videre antatt at innen 2020 har Russland redusert subsidiene til gasskundene; for storkundene er subsidiene halvert (sammenliknet med 2009), mens det er ingen endringer i subsidiene til småkundene. Endelig er det antatt at EUs målsettinger for 2020 om utslipp av drivhusgasser (20 % lavere utslipp i 2020 enn i 1990) og fornybar energiproduksjon (20 % fornybarandel i 2020) realiseres.

I referansescenariet er samlet kapasitet for eksport av russisk gass til Europa 177 Mtoe.¹¹ Gassen kan transporteres gjennom Ukraina (kapasitet på 104 Mtoe) eller Hviterussland (25 Mtoe kapasitet), eller sendes direkte til Estland (1 Mtoe kapasitet), Finland (5 Mtoe kapasitet), Litauen (2 Mtoe kapasitet) eller Tyskland (undersjøiske rør med kapasitet på 40 Mtoe). Scenariet «Eksportrestriksjoner» avviker fra referansescenariet ved at det transporteres gass verken gjennom Ukraina eller Hviterussland; bakgrunnen kan være politiske spenninger mellom disse landene og Russland, eller uenighet om transittbetaling. Vi drøfter også et tilfelle der Russland bygger nye rør som går direkte til det europeiske markedet, hvis dette er lønnsomt når Russland ikke transporterer gass gjennom Ukraina og Hviterussland.

Tabell 2 Scenarier for 2020

I 2007 annonserte Russland at de ville bygge et gassrør til Bulgaria (South Stream). Med bakgrunn i Russlands store eksportkapasitet til Europa (spesielt gjennom Ukraina) stilte flere spørsmålsteget ved lønnsomheten til et slikt prosjekt. Tradisjonelt har imidlertid Russland hatt et kvantumsperspektiv i sin eksportpolitikk. Kanskje kunne South Stream rasjonaliseres som et strategisk trekk for å unngå at andre bygger gassrør fra Midtøsten eller Kaukasus. Imidlertid ble South Stream skrinlagt i 2014 pga. uenighet mellom Russland og EU. Russland svarte med å annonsere et nytt prosjekt – Turkish Stream – som er en modifisert utgave av South Stream. Hovedforskjellen er at det nye røret skal gå til Tyrkia, med en forlengelse til Hellas. Nedenfor drøfter vi effekter av at Russland bygger Turkish Stream.

Russland og Kina har i lengre tid forhandlet om bygging av et gassrør fra Øst-Russland til Kina. Nylig ble en avtale inngått mellom partene, og i scenariet «Kina» drøfter vi hvordan denne avtalen kan påvirke gassmarkedene i Russland og eksporten av russisk gass til Europa.

EUs klimamålsetting for 2020 er at utslippene av drivhusgasser skal være 20 % lavere enn det de var i 1990. For øyeblikket ligger EU godt an til å nå dette målet, noe som vil lette arbeidet med å nå klimamålsettingen for 2030: 40 % lavere utslipp enn i 1990. Det har vært mye diskusjon om hvorvidt EUs kvotesystem bør strammes inn som følge av lave

¹¹ Kapasiteten i referansescenariet (2020) er lik summen av kapasiteten i 2009 og eventuelle investeringer, fratrukket depresiering av 2009-kapasiteten (ca. 25 prosent).

kvotepriser,¹² og i scenariet «Klimapolitikk» studerer vi virkninger på russisk eksport av gass til Europa av et lavere utslippstak i EUs kvotesystem (30 % reduksjon i 2020 i forhold til 2005, mot 21 % i referansescenariet).

I EU brukes naturgass bl.a. i kraftforsyningen. I modellens basisår 2009 var leveransene av gass til gasskraftverk 35 % av samlet netto gasskonsum i EU-30. Det er flere forhold som kan tilsi at gasskonsumet i kraftsektoren endres. For det første vil EUs klima- og fornybarmålsetting vri kraftproduksjonen fra fossilbasert til fornybar kraftproduksjon, men også fra kullkraft til gasskraft. For det andre er det mulig at flere land vil fase ut atomkraft: I kjølvannet av atomkraftulykken i Fukushima i 2011 besluttet Tyskland å fase ut alle sine atomkraftanlegg innen 2022. Belgia vil gjøre det samme innen 2025, mens Sveits har besluttet ikke å erstatte sine nåværende atomkraftverk med nye. Det er også mulig at andre land vil fase ut deler av sin atomkraftkapasitet. Utfasing av atomkraft åpner for økt kraftproduksjon fra andre teknologier, også gasskraftverk. I scenariet «Atomkraft» undersøker vi virkninger i energimarkedene, både i EU-30 og i Russland, av at atomkraftkapasiteten i EU-30 reduseres betydelig (50 % reduksjon i kapasiteten sammenliknet med 2009).

3.1 Referansescenariet

Vi starter med å sammenlikne referansescenariet for 2020 med året 2009 (modellens kalibreringsår). Figur 2 viser brukerprisene for gass i Russland og EU-30. Dette er gjennomsnittlige brukerpriser over sektorer og land i EU-30 og over sektorer og regioner i Russland. Figuren viser at både i 2009 og i referansescenariet (2020) var brukerprisen i EU-30 minst fem ganger høyere enn i Russland. Én viktig årsak er at gassbrukerne er subsidiert i Russland, mens de betaler avgifter i EU-30. Dessuten bor gassbrukerne i Russland nærmere områder der det utvinnes gass enn det som er tilfelle for de europeiske gasskonsumentene. Dermed blir engrosprisen høyere i EU-30 enn i Russland, se tabell 3 som viser en oppsplitting av brukerprisen for gass i EU-30 og Russland i referansescenariet.

Tabell 3

Brugerprisene i Russland er høyere i referansescenariet (2020) enn i 2009; det avspeiler bl.a. vår forutsetning om avvikling av deler av subsidieordningen for storkundene. Motsatt er brukerprisen i EU-30 lavere i referansescenariet enn i 2009. Her er det flere motstridende effekter: På den ene siden tilsier økonomisk vekst høyere etterspørsel etter energi, også etter naturgass, noe som øker gassprisene. På den annen side gir høyere brukerpriser på gass i Russland lavere innenlandsk gasskonsum, slik at mer gass frigjøres til eksport, se figur 3. Endelig endrer EUs klima- og energipolitikk sammensetningen av kraftproduksjonen i gasskraftens disfavør. Kraftprodusentene i EU-30 reduserer sin gassetterspørsel med 58 Mtoe (sammenliknet med 2009), mens husholdninger, industri og servicesektoren i EU-30 samlet

¹² EU har det siste året innført en markedsstabiliseringsreserve for å forsøke å øke kvoteprisen, jf. http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/reform/index_en.htm.

øker sin etterspørsel med 60 Mtoe. Alt i alt er derfor gasskonsumet i EU marginalt høyere i referansescenariet enn i 2009, se figur 4.

Figur 2

Figur 3

Figur 4

Figur 5

Gassproduksjonen i Norge reduseres fra 87 Mtoe i 2009 til 86 Mtoe i referansescenariet (2020), se figur 5. Denne figuren viser også at eksportprisen for norsk gass faller med ca. 20 %, jf. fallet i brukerprisen på gass i EU-30 i figur 2.

3.2 Restriksjoner på gasseksport mot Europa

I referansescenariet eksporterer Russland 44 Mtoe direkte til EU (Estland, Finland, Litauen og Tyskland er mottakere), se figur 1. Videre eksporterer Russland 45 Mtoe til Ukraina, 25 Mtoe til Hviterussland og 19 Mtoe til øvrige land utenfor EU; en betydelig del av eksporten til Ukraina og Hviterussland leveres videre til EU (56 mtoe). Hvis Russland av en eller annen grunn ikke bruker rørene gjennom Ukraina eller Hviterussland (scenariet Eksportrestriksjoner), faller eksporten med 68 Mtoe. Det er da ikke ledig kapasitet i noen av de andre rørene som transporterer gass til/mot Europa.¹³ Sammenliknet med referansescenariet øker brukerprisen på gass i EU-30 med 7 %, se figur 2. Den relativt beskjedne prosentvise prisøkningen avspeiler at en stor del av brukerprisen på gass består av transport- og distribusjonskostnader, som ikke endres når (produsent)prisen på gass i Europa endres. Lavere eksportkapasitet av russisk gass til det europeiske markedet reduserer gasskonsumet i EU-30 med 41 Mtoe (10 %), mens gasskonsumet i Russland øker med 58 Mtoe (24 %); mer gass har blitt tilgjengelig i Russland som følge av lavere transportkapasitet mot Europa.

Redusert eksport av russisk gass til EU er gunstig for norsk gasseksport. Eksporten av gass fra Norge øker riktignok med bare 2 % i dette scenariet (sammenlignet med referansescenariet), men eksportprisen øker med 12 %, se figur 5. Den norske gasseksporten øker relativt lite fordi den klart største andelen av norsk gassproduksjon i 2020 kommer fra eksisterende felt. Tilbudskurven for eksisterende felt er som tidligere nevnt bratt. Mesteparten av den norske produksjonsøkningen kommer derfor fra nye felt.

En mulig grunn til at rørene gjennom Ukraina og Hviterussland ikke brukes kan være uenighet mellom disse landene og Russland om de kommersielle vilkårene for transport av gass. Fremfor å betale mer for gasstransporten kan Russland vurdere å anlegge gassrør som ikke går gjennom disse to landene slik at Russland ikke blir prisgitt regimene i Ukraina og Hviterussland. Dersom vi åpner for investeringer i nye gassrør mellom Russland og EU-30

¹³ Et mindre radikalt tilfelle kan være at restriksjonen kun gjelder bruk av gassrør gjennom Ukraina. Da faller eksporten med 43 Mtoe, dvs. nesten like mye som eksporten til Ukraina i referansescenariet. Dette gjenspeiler at kapasiteten gjennom Hviterussland også er fullt utnyttet i referansescenariet.

(forutsatt at de er lønnsomme), blir det bygget 20 Mtoe rørkapasitet mellom Russland og Litauen, dvs. samlet eksportkapasitet fra Russland til EU-30 er fortsatt mye mindre enn i referansescenariet (som følge av restriksjonene på bruk av rørene gjennom Ukraina og Hviterussland). Den beskjedne utbyggingen (20 Mtoe) avspeiler dels at det er dyrt å bygge nye rør, men også at Russlands transportkapasitet mot det europeiske markedet var i 2009 langt høyere enn det standard lønnsomhetsbetraktninger skulle tilsi.

Alternativt kan det tenkes at EU ønsker å redusere importen av gass fra Russland for å unngå for stor avhengighet av russisk gass. Dersom EU for eksempel begrenser den samlede importen av gass fra Russland til halvparten av nivået i referansescenariet, blir effektene i det europeiske gassmarkedet omtrent de samme som i scenariet Eksportrestriksjoner.

3.3 Gassrør til Tyrkia

Vi har også analysert effekter av at Russland bygger et gassrør til Tyrkia – Turkish Stream. Som del av dette prosjektet vil det også bli bygget et gassrør fra Tyrkia til Hellas med kapasitet lik 42 Mtoe. I modellkjøringene har vi lagt til grunn at Russland årlig leverer 14 Mtoe til Tyrkia og i tillegg har mulighet til å levere inntil 43 Mtoe til Hellas (scenariet Turkish Stream), dvs. kapasiteten til Tyrkia er 57 mtoe, se figur 1.

Effekten av Turkish Stream (sammenliknet med referansescenariet) er at samlet russisk eksport av gass (inklusive 14 Mtoe til Tyrkia) øker med 7 Mtoe. Dette betyr at russisk eksport til EU-30 reduseres med 7 Mtoe (7-14). Kun 1 Mtoe av den nye kapasiteten til Hellas blir benyttet. Det blir dermed en liten økning i gassprisene i EU, og tilsvarende liten reduksjon i gassforbruket. Norsk gasseksport og eksportpris øker svakt med henholdsvis 0,3 % og 1,5 %.

Det er mulig at bygging av Turkish Stream inngår i Russlands langsiktige plan om å bli uavhengig av enkelte transitland, spesielt Ukraina. I en situasjon der gassrørene gjennom Ukraina, eventuelt også Hviterussland, ikke brukes, blir effekten av Turkish Stream større.¹⁴

3.4 Eksport til Kina

Etter mange års forhandlinger signerte Russland og Kina i 2014 en avtale om eksport av russisk gass. Ifølge avtalen skal den årlige leveransen stige til 30 Mtoe innen 2030, men det er foreløpig ikke avklart hvor gassen skal utvinnes. I scenariet Kina antar vi at eksportvolumet er 30 Mtoe allerede i 2020, se figur 1, dvs. vi overestimerer effekten av avtalen i 2020. Videre antar vi at gassen utvinnes fra den midtre delen av Russland, dvs. i den regionen der brorparten av gassutvinningen i Russland finner sted. Dette er i tråd med det Russland tidligere har signalisert som den løsningen de primært ønsker. Gassen blir transportert med rør til Kina. Under disse forutsetningene finner vi at samlet eksport av gass fra Russland øker med 25 Mtoe (sammenliknet med referansescenariet). Ettersom vi har pålagt at eksporten til Kina skal øke med 30 Mtoe, faller eksporten til Europa med 5 Mtoe, noe som tilsvarer én prosent av samlet gasskonsum i EU-30. Eksportprisen på norsk gass øker med 1 %, mens effekten på norsk gasseksport er enda lavere. Gasskonsumet i Russland

¹⁴ Sammenliknet med tilfellet der Russland ikke eksporterer gass via Ukraina (jf. fotnote 13), øker russisk gasseksport med 38 Mtoe dersom Turkish Stream bygges. Denne økningen inkluderer 14 Mtoe til Tyrkia og 25 Mtoe til Hellas.

faller med beskjedne 6 Mtoe, dvs. med rundt 3 % (pga. høyere gasspris). Dette betyr at samlet utvinning av gass i Russland øker med 19 Mtoe.

Dersom gassen som eksporteres til Kina i stedet utvinnes fra felt lengst øst i Russland, blir resultatene omtrent de samme som over med mindre det bygges ut nye gassfelt som ellers ikke ville blitt utvunnet (for eksempel fordi feltene er lokalisert svært langt fra bostedene til russiske konsumenter). I sistnevnte tilfellet får avtalen ingen effekter for gassprisen, hverken i de øvrige delene av Russland eller i Europa.

3.5 Strengere klimapolitikk i Europa

I scenariene ovenfor har vi studert virkninger av endret transportkapasitet for russisk gass og effekter av nye eksportavtaler for gass fra Russland. I dette og neste delkapittel analyserer vi hvordan endringer i klima- og energipolitikken i Europa påvirker importen av gass fra Russland og dermed genererer pris- og kvantumeffekter både i EU-30 og i Russland.

I scenariet Klimapolitikk antar vi at EU overoppfyller sitt selvpålagte mål om en reduksjon i utslippene av drivhusgasser på 20 % i 2020 sammenliknet med utslippene i 1990. Vi antar at EU gjennom ulike tiltak makter å redusere utslippene i de sektorene som er omfattet av dens klimavotesystem – EU Emission Trading System (EU ETS) – med 30 % i forhold til 2005 (mot 21 % i referansebanen).¹⁵

Den strammere klimapolitikken reduserer kullkraftproduksjonen med 24 % og øker fornybar kraftproduksjon med 14 % (sammenliknet med referansescenariet), mens gasskraftproduksjonen nærmest ikke endres, se figur 6. Heller ikke samlet kraftproduksjon endres mye. For å få til en vridning fra fossilbasert mot fornybar kraftproduksjon må kvoteprisen (ETS-prisen) øke betydelig, se figur 7. Videre må produsentprisen for elektrisitet øke for å lokke fram mer fornybar kraftproduksjon, se figur 7.

Figur 6

Figur 7

Samlet gasskonsum i EU påvirkes kun marginalt. Følgelig blir virkningene på russisk og norsk gasseksport, norsk gasseksportpris og russiske gasspriser og -kvanta marginale.

3.6 Raskere utfasing av atomkraft i Europa

I scenariet Atomkraft studerer vi virkningene av en (hypotetisk) halvering av atomkraftkapasiteten i EU-30 i forhold til 2009. Effektene av en slik politikk for

¹⁵ De viktigste sektorene som inngår i EU ETS er elektrisitetsproduksjon og utslippintensive industrisektorer.

gassmarkedet i Europa er relativt beskjedne. I referansescenariet er atomkraftens markedsandel i kraftproduksjonen 23 %, mens den i scenariet Atomkraft er redusert til 12 %. Fornybarandelen (vann, bio, vind og sol) i kraftproduksjonen øker fra 38 % (i referansescenariet) til 46 %, mens gasskraftens andel av kraftproduksjonen øker fra 14 % til 17 %. Mer fornybar kraft krever en høyere produsentpris på elektrisitet, se figur 7. Dermed må kvoteprisen (ETS-prisen) stige for å sikre klimamålsettingen.

Lavere atomkraftkapasitet øker samlet konsum av gass i EU-30 med 4 %, mens brukerprisen på gass kun øker svakt (i underkant av 1 %). Det økte konsumet realiseres gjennom høyere import av russisk gass (direkte til EU-30 og indirekte via Ukraina), mens norsk eksportvolum kun øker med 1 %. Eksportprisen på norsk gass øker imidlertid med 5 %, se figur 5.

4 Avslutning

Russland har lenge vært den største tilbyderer av gass til Europa og dermed også den viktigste konkurrenten til Norge i det europeiske gassmarkedet. Forholdet mellom Russland og EU har blitt betydelig forverret det siste året, først og fremst som følge av konflikten mellom Russland og Ukraina. En stor del av den russiske gasseksporten til EU går gjennom nettopp Ukraina. Samtidig er det store endringer i det europeiske energimarkedet, ikke minst på grunn av endret energi- og klimapolitikk i EU.

I denne artikkelen har vi studert utviklingen i russisk gasseksport til EU, gitt ulike antakelser om tilgjengelig transportkapasitet mellom Russland og EU, økt gasshandel mellom Russland og Kina, og energi- og klimapolitikken i EU. Vi har også undersøkt hvordan dette kan påvirke volum og priser for norsk gasseksport.

Et sentralt resultat er at dersom Russland ikke lenger eksporterer gass via Ukraina, vil russisk gasseksport til EU falle betydelig. Det skyldes at det er lite ledig kapasitet i de øvrige rørene som ikke går gjennom Ukraina. Dersom Russland også skulle ønske å unngå eksport via Hviterussland, blir eksporten halvert sammenlignet med referansebanen for 2020. Gasskonsumet i EU faller da med ca. 10 %. For Norge innebærer dette en betydelig prisøkning på norsk gasseksport (12 %), mens eksportvolumet kun øker med 3 % i henhold til våre simuleringer. Vi får lignende resultater dersom EU selv velger å begrense importen av russisk gass.

Nedgangen i russisk gasseksport til EU kan delvis motvirkes gjennom bygging av den nylig annonserte rørledningen til Tyrkia og Hellas, Turkish Stream, med mindre eksportnedgangen skyldes importrestriksjoner fra EUs side. Uten restriksjonene diskutert over er effekten av Turkish Stream derimot liten for EUs gassmarked.

Avtalen om gasseksport fra Russland til Kina har også beskjeden effekt på det europeiske gassmarkedet. Heller ikke EUs energi- og klimapolitikk har store effekter på russisk gasseksport til EU. Det gjelder spesielt klimapolitikken, noe som skyldes at gass er i en mellomposisjon mellom kull på den ene siden og fornybar energi på den andre siden (med hensyn på CO₂-utslipp). Gasskonsumet i EU blir derfor ikke særlig endret av strammere klimapolitikk. Restriksjoner på atomkraft i EU har noe større (og positive) effekter på gassetterspørselen og øker dermed gasseksporten fra Russland til EU.

REFERANSER

- Aune, F., R. Golombek, S. A. C. Kittelsen og K. E. Rosendahl (2008). *Liberalizing European Energy Markets: An Economic Analysis*. Cheltenham, UK and Northampton, US: Edward Elgar. Publishing.
- Aune, F., R. Golombek, H. Hallre, A. Moe and K. E. Rosendahl (2016). Liberalizing Russian gas markets – An economic analysis. *Energy Journal*. Under trykking. Tidligere versjon utgitt som CESifo Working Paper No. 5387.
- BP (2015): *BP Statistical Review of World Energy 2015*. London: BP.
- Goldthau, A. (2008). Rhetoric versus reality: Russian threats to European energy supply. *Energy Policy*, 36 (2), 686–692.
- Grimsrud, K.G., K.E. Rosendahl, H.B. Storrøsten and M. Tsygankova (2015). Short run effects of bleaker prospects for oligopolistic producers of a non-renewable resource, forthcoming in *The Energy Journal*.
- Hirschhausen, C. von, B. Meinhart and F. Pavel (2005). Transporting Russian Gas to Western Europe — A Simulation Analysis, *The Energy Journal* 26 (2), 49-68.
- Hotelling, H. (1931): The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy* 39, 137--175.
- IEA (2011a). *Are we entering a golden age of gas?* Special Report OECD, Paris.
- IEA (2011b). *Electricity Information 2011*. Paris: OECD Publishing.
- IEA (2014). *World Energy Outlook 2014*. Paris: OECD/IEA.
- LIBEMOD (2014). Dokumentasjon av modell og data.
<http://www.frisch.uio.no/ressurser/LIBEMOD/>
- Mitrova, T. (2014). The Geopolitics of Russian Natural Gas, Harvard University's Belfer Center and Rice University's Baker Institute Center for Energy Studies, February 2014.
- Paltsev, S. (2014). Scenarios for Russia's natural gas exports to 2050. *Energy Economics*, 42, 262–270.
- Richter, P. M. and F. Holz (2014). All quiet on the Eastern front? Disruption scenarios of Russian natural gas supply to Europe. Discussion papers no. 1383. DIW Berlin.
- Sagen, E. and M. Tsygankova (2008). Russian natural gas exports—Will Russian gas price reforms improve the European security of supply? *Energy Policy*, 36, 867–880.
- Skjærseth, J.B. (2015). Linking EU Climate and Energy Policies: Policy-making, Implementation and Reform. *International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics*, akseptert for publisering.

Stern, J. (2014). The Impact of European Regulation and Policy on Russian Gas Exports to Europe i Henderson, J. and S. Pirani (eds.), *The Russian Gas Matrix: How Markets are Driving Change*, pp.82-107. Oxford University Press.

Tsygankova, M. (2010). When is a breakup of Gazprom good for Russia? *Energy Economics*, 32, 908-917.

Tsygankova, M. (2012). An evaluation of alternative scenarios for the Gazprom monopoly of Russian gas exports. *Energy Economics*, 34, 153–161.

Tabell 1 Brukerpriser (subsidiert) for gass etter sektor og region i Russland i 2009 (€2009/toe)

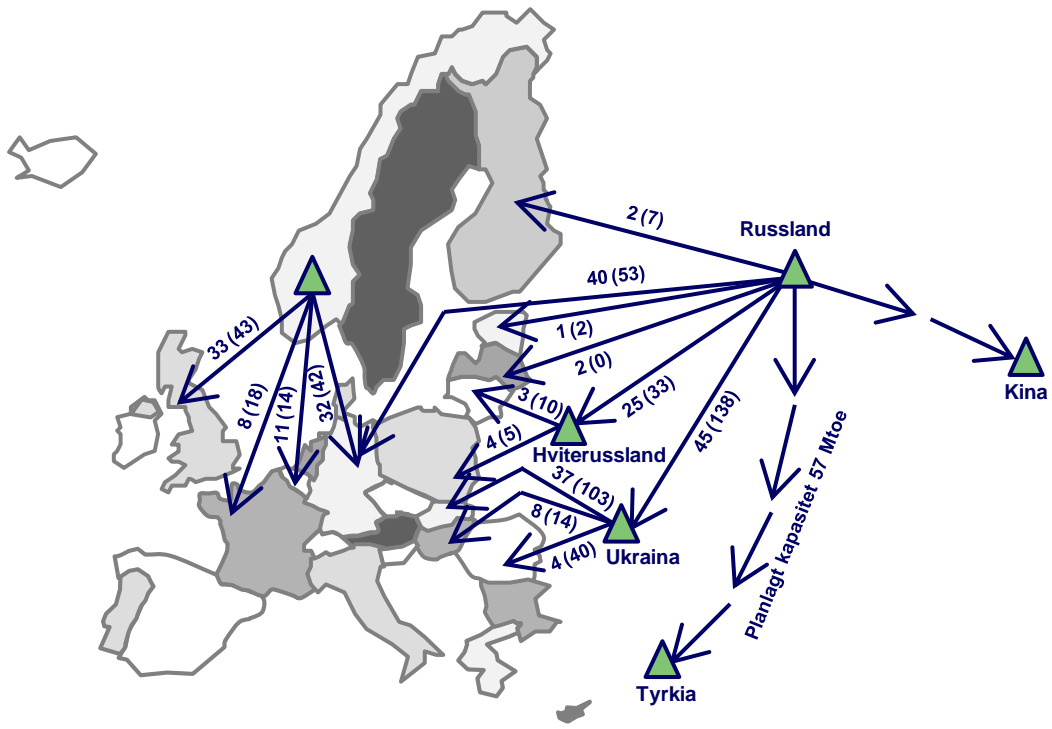
Region	Husholdninger	Industri	Gasskraftverk	Andre sektorer
Vest	60 (157)	84 (129)	84 (129)	84 (166)
Midt	52 (148)	65 (125)	65 (125)	65 (161)
Øst	64 (149)	60 (120)	60 (120)	60 (157)

Tabell 2 Scenarier for 2020

Referanse	Lavere subsidier til storkunder av gass i Russland. EU realiserer sine 2020 målsettinger for klima- og energipolitikken. Modellbestemte investeringer i gassrør i EU-30 og Russland, men ingen investeringer i gassrør mellom Russland og EU-30
Eksportrestriksjoner	Samme som Referanse, men ingen transport av gass gjennom Ukraina og Hviterussland.
Turkish Stream	Samme som Referanse, men nytt gassrør til Tyrkia med forlengelse til Hellas
Kina	Samme som Referanse, men gasseksport fra Russland til Kina
Klimapolitikk	Samme som Referanse, men lavere CO ₂ -utslipp i EU-30
Atomkraft	Samme som Referanse, men utfasing av halve atomkraftkapasiteten i EU-30 sammenlignet med 2009

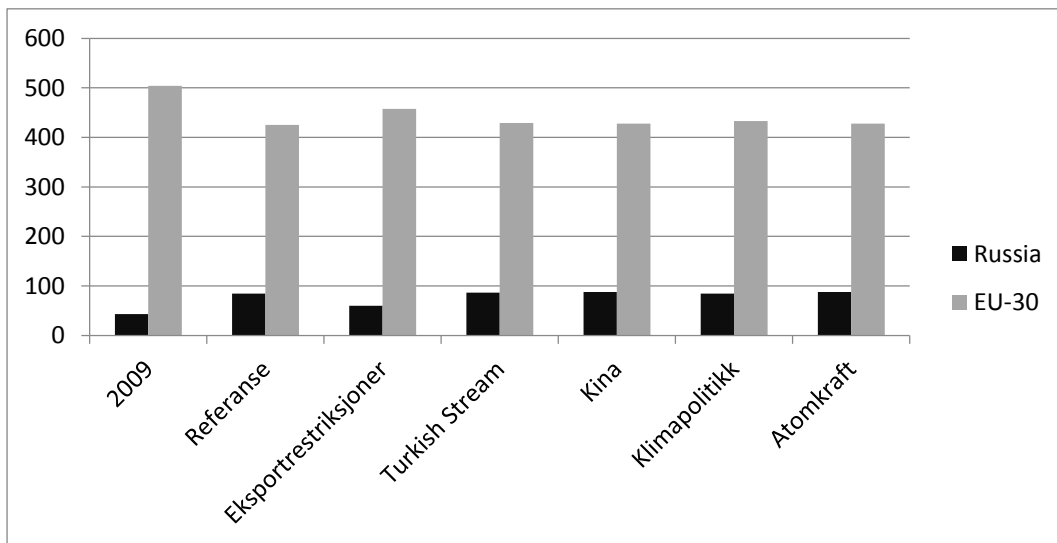
Tabell 3 Sluttbrukerpris for gass i referansescenariet i EU-30 og Russland. €2009/toe

	EU-30	Russland
Engrospris	167	85
Tapsledd	2	1
Distribusjon	96	83
Energiskatter	30	0
Subsidier	0	-86
CO ₂ -skatter	89	0
Merverdiavgift	40	2
Sluttbrukerpris (sum)	425	85

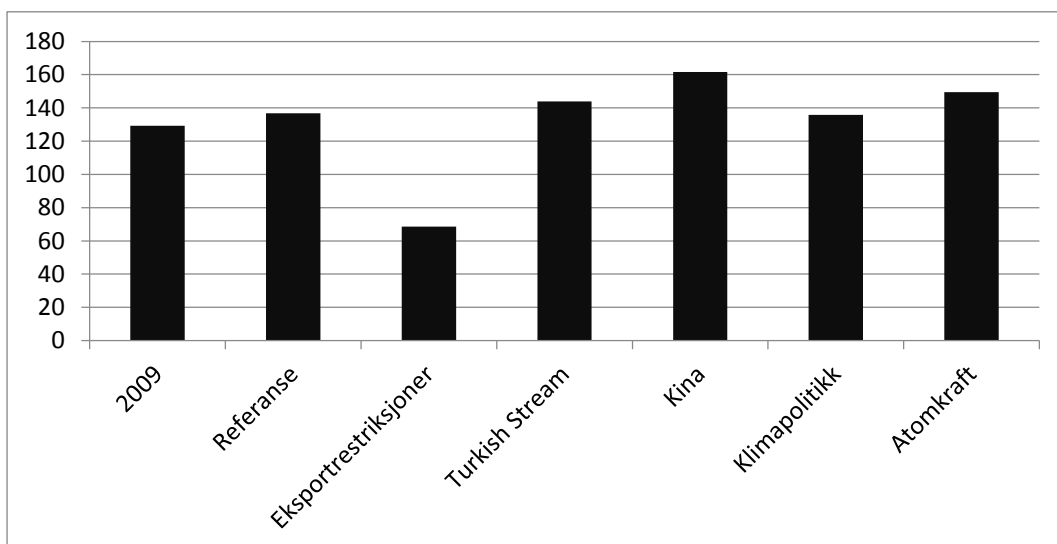


Figur 1 Transport av gass i referansescenariet (Transportkapasitet i 2009). Mtoe

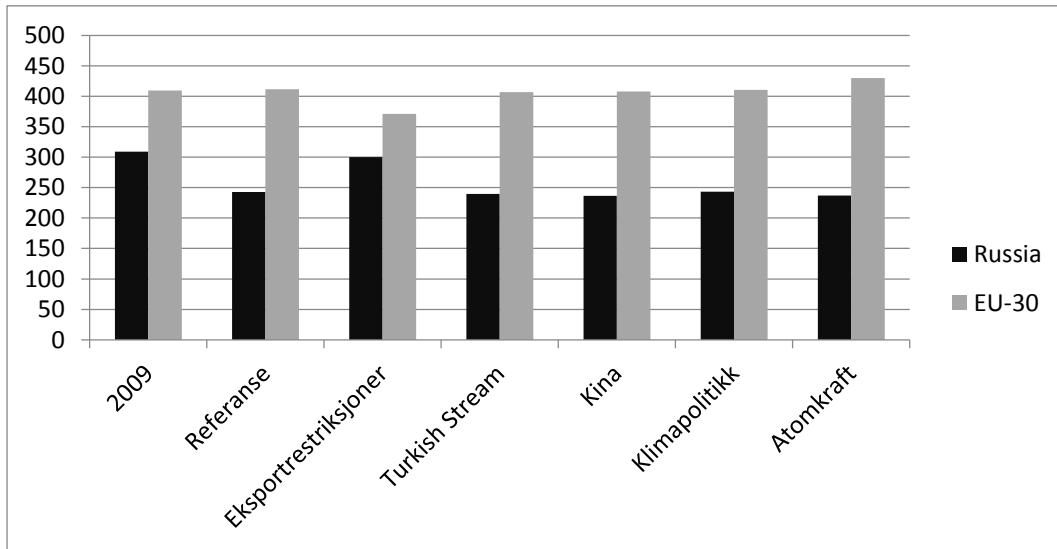
Figur 2 Brukerpriser på gass. €2009/toe



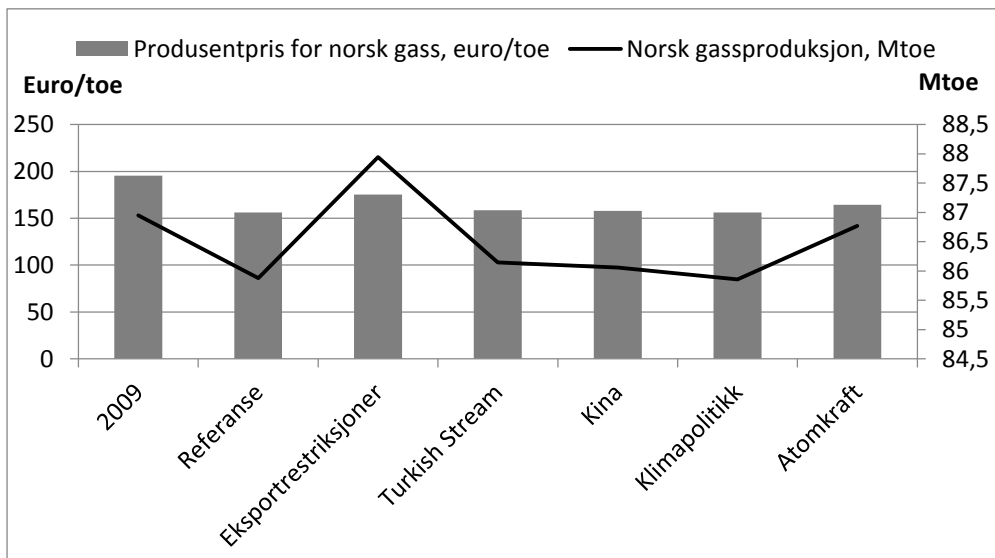
Figur 3 Samlet eksport av gass fra Russland. Mtoe/år



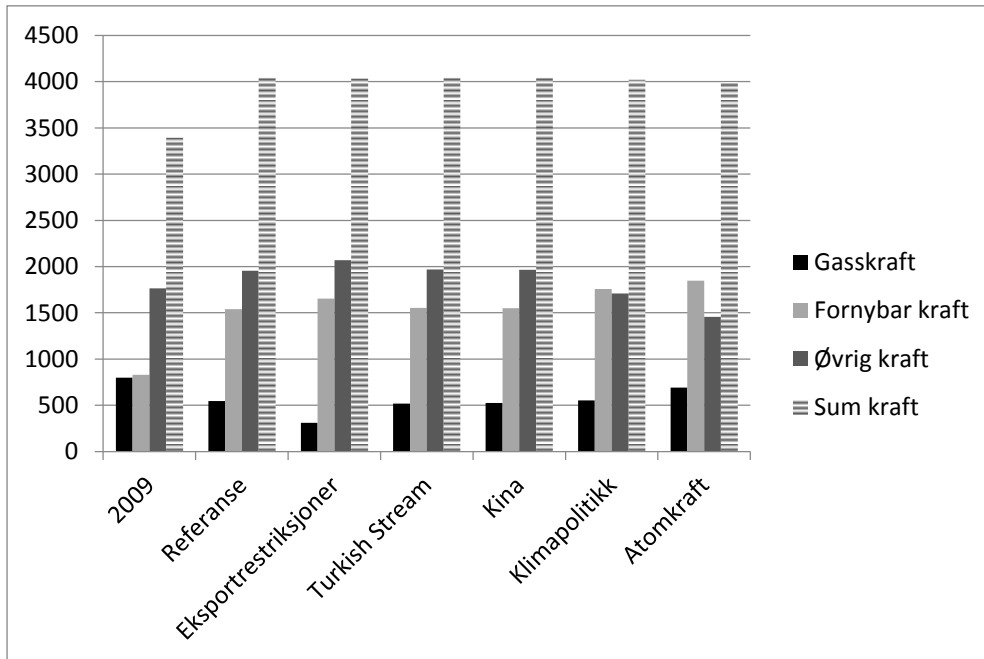
Figur 4 Konsum av gass. Mtoe/år



Figur 5 Norsk gass: produsentpriser (€2009/toe) og gassutvinning (Mtoe)



Figur 6 Elektrisitetsproduksjon i EU-30 (TWh)



Figur 7 Elektrisitetspris (€2009/MWh) og ETS-pris (€2009/tCO₂) i EU-30

