



Eksport av naturgass i gassform – justert metode

Beregning av pris, verdi og mengde

Sindre Midttun, Kjersti Fossanger, Styrk Mysen og Nina Rolsdorph

TALL

SOM FORTELLER

NOTATER / DOCUMENTS

2025/23

I serien Notater publiseres dokumentasjon, metodebeskrivelser, modellbeskrivelser og standarder.

© Statistisk sentralbyrå

Publisert: 16. juni 2025

Rettet 30. januar 2026: side 4, 25 og 52.

ISBN 978-82-587-2014-7 (elektronisk)

ISSN 2535-7271 (elektronisk)

Standardtegn i tabeller	Symbol
Ikke mulig å oppgi tall Tall finnes ikke på dette tidspunktet fordi kategorien ikke var i bruk da tallene ble samlet inn.	.
Tallgrunnlag mangler Tall er ikke kommet inn i våre databaser eller er for usikre til å publiseres.	..
Vises ikke av konfidensialitetshensyn Tall publiseres ikke for å unngå å identifisere personer eller virksomheter.	:
Desimaltegn	,

Forord

Bakgrunnen for dette dokumentasjonsnotatet er de store revisjonene utenrikshandel erfarte ved publisering av endelig eksportverdi for naturgass i slutten av 2021 og i 2022. Hovedmålet er å unngå slike store revisjoner i fremtiden.

Det er hovedsakelig seksjon for utenrikshandel og nasjonalregnskap som har arbeidet med justert metode for beregning av priser og eksportverdi for naturgass. Men også seksjon for prisstatistikk og seksjon for energi-, miljø- og transportstatistikk har vært involvert i arbeidet.

En spesiell takk til Thomas Moen, Roger Hammersland, Anders Harildstad, Mona Spångberg i Gassco og tidligere SSB-ansatt Jon Skartveit i Sval Energi for nyttige kommentarer underveis.

Statistisk sentralbyrå, 16. mai 2025

Lasse Sandberg

Sammendrag

Notatet beskriver justert metode for beregning av mengdetall, gasspriser og estimering av eksportverdi for naturgass i gassform. Gassprisene beregnes implisitt ved hjelp av eksportverdi og eksportert volum til det enkelte land. Dessuten beskrives internasjonale retningslinjer som gjelder for utenrikshandelsstatistikk, og sammenhenger mellom utenrikshandel og nasjonalregnskap.

Kapittel 1 er et introduksjonskapittel med generell bakgrunnsinformasjon om naturgass og de store revisjonene i 2021-2022. Kapittel 2 tar for seg mengdedata for naturgass, der det blant annet redegjøres for forskjellene mellom naturgass i gassform og våtgasser. Videre belyses utfordringer knyttet til måling av korrekt volum i statistikken. I kapittel 3 beskrives faktorer som påvirker gassprisen og historikk rundt gasshuber. Vi beskriver også hvordan gassprisene fastsettes.

Som beskrevet i kapittel 4, innebærer den justerte metoden forbedringer i datainnsamlingen i det den gir bedre samsvar mellom det volumet Gassco og rettighetshaverne rapporterer. Dette er viktig for å få gode estimater på de landspesifikke prisene som benyttes i den justerte metoden.

Kapittel 5 omhandler endelige priser og eksportverdi. Med den justerte metoden, tatt i bruk i 2024, økes antall rapporterende rettighetshavere fra fem til ti, og det tas i bruk landsspesifikke gasspriser i stedet for gjennomsnittspriser. Revisjonene i eksportverdi skyldes hovedsakelig forskjeller i prisgrunnlaget mellom foreløpige tall, basert på day-ahead-priser, og endelige tall, som også inkluderer blant annet month-ahead og quarter-ahead-priser. Problemet med store revisjoner må derfor løses på andre måter. Revisjonenes størrelse påvirkes av eksportens fordeling på ulike land. Prisjusteringer for land med store gassvolumer har større effekt enn for land med lavere volum, noe som kan føre til både større og mindre revisjoner enn tidligere metode. I kapittel 6 beskrives metoden for estimering av foreløpige tall etter tidligere og justert metode.

Den justerte metoden innebærer flere forbedringer, som flere rapportører, mer presise mengdetall og bruk av landspesifikke priser. Hyppigheten av revisjoner skal også økes, som beskrevet i kapittel 9. Dermed blir revisjoner i fremtiden et mindre problem for nasjonalregnskapet. Utenrikshandel publiserer tall månedlig, mens nasjonalregnskapet har kvartalsvise og årlige publiseringer, og kan derfor motta endelige tall før publisering.

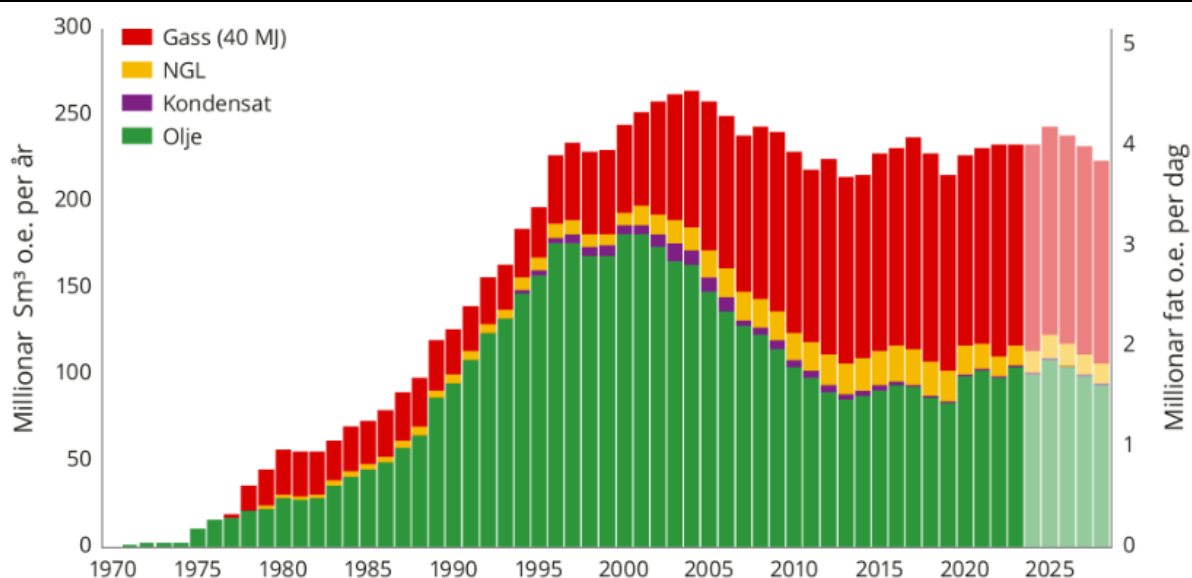
Innhold

Forord	3
Sammendrag	4
1. Bakgrunn	6
1.1. Verdien av naturgasseksporten	7
1.2. Utviklingen i gassprisen	8
1.3. Store revisjoner i 2021 og 2022	8
2. Om naturgass i gassform og rørledningssystemet	10
2.1. Hva er tørrgass, hva er våtgass?	10
2.2. Naturgass eksporteres via norske og britiske rørledninger	11
2.3. Utfordringer med å måle mengder for tørrgass og våtgass i statistikken	14
2.4. Eksportert mengde – variasjoner i løpet av året	15
2.5. Estimering av eksportert mengde – målt i tonn	16
3. Gassmarkedet og gassprisen	18
3.1. Hva påvirker gassprisen?	18
3.2. Gasshuber og prissetting	19
3.3. Ulike tidshorisonter for gasspriser	21
3.4. Mellomhandel og trading	23
4. Justert metode - foreløpige og endelige tall for mengde	24
4.1. Revisjoner av mengdetall	25
4.2. Mengde i standardkubikkmeter - justert metode	25
4.3. Rapportert volum fra Gassco og rettighetshavere	25
4.4. Mengde i tonn – justert metode	27
5. Endelige tall	29
5.1. Dekningsgrad, tidligere metode	29
5.2. Dekningsgrad, justert metode	30
5.3. Beregning av gasspris- justert metode	30
5.4. Hva er et godt estimat på øvrige pris?	33
5.5. Tidligere og justert metode – hvordan påvirkes revisjonene?	33
5.6. Hvor gode er de landspesifikke prisene?	37
5.7. Transportkostnader i statistikken utenrikshandel med varer og nasjonalregnskap	38
5.8. Eksportverdi i nasjonalregnskapet og utenrikshandel med varer	40
6. Justert metode – foreløpige priser og eksportverdi	42
6.1. Hvordan blir foreløpig gasspris beregnet i justert metode?	42
6.2. Tidligere og justert metode gir ulik eksportverdi	42
7. Revisjoner	44
7.1. Publiseringstidspunkt, statistikker hos nasjonalregnskapet	44
7.2. Endring i revisjonshyppighet	44
Ordliste – forklaringer	46
Referanser	48
Vedlegg A: Hvor stor er andelen våtgasser i rikgassen?	49
Vedlegg B: Retningslinjer i internasjonale manualer	50
Vedlegg C: Justeringer i datagrunnlag for mengde i Sm3	52
Vedlegg D: Justeringer i datagrunnlag for pris	53
Vedlegg E: Revisjoner gasspris 2024	54

1. Bakgrunn

Eksporten av naturgass tok til i 1977. Da ble to undersjøiske gassrørledninger satt i drift, en fra Ekofisk til Emden i Tyskland og en fra Frigg til St. Fergus i Storbritannia. I den tidlige fasen av petroleumsproduksjon på norsk kontinentalsokkel var oljeeksporten dominerende, mens gasseksporten utgjorde en mindre andel av den totale eksporten. Siden starten av 2000-tallet har imidlertid gassproduksjonen utgjort en stadig økende andel av norsk petroleumsproduksjon, og dermed også av eksporten av petroleumsprodukter totalt.

Figur 1.1 Produksjon på norsk kontinentalsokkel. Millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter (Sm³ o.e.)



Kilde: [Tall og fakta - Sokkeldirektoratet \(sodir.no\)](https://sodir.no)

Hovedårsaken til dette er, ifølge Sokkeldirektoratet, utbygging av flere store gassfelt etter årtusenskiftet, som for eksempel Ormen Lange og Aasta Hansteen i Norskehavet.

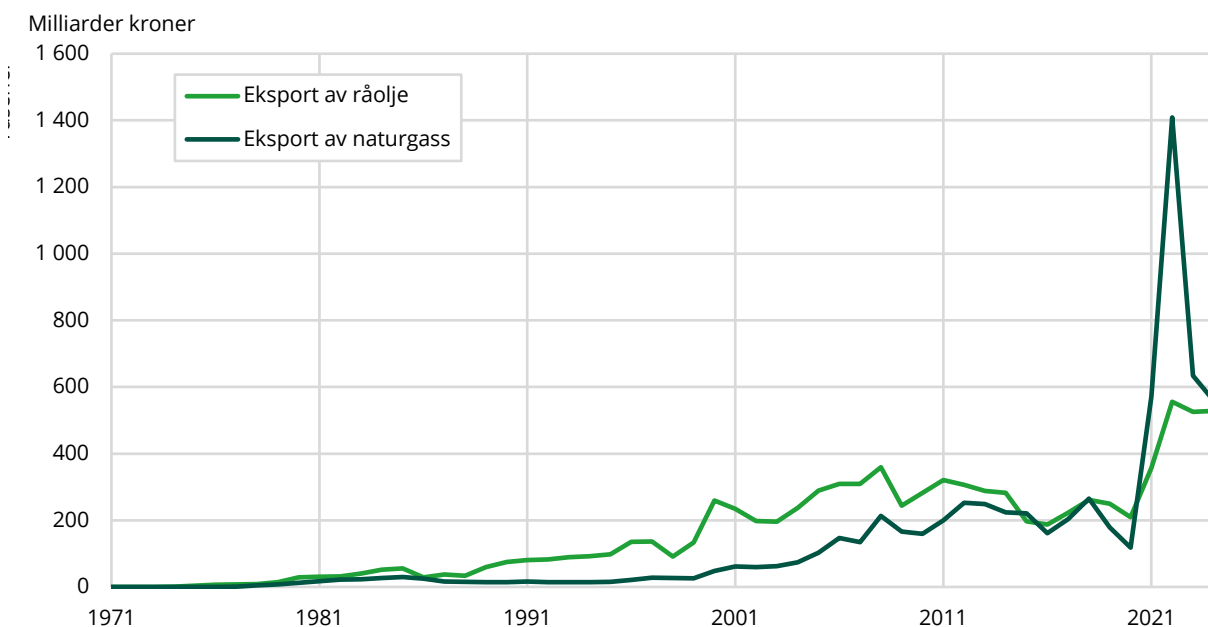
Mindre injeksjon¹ av naturgass tilbake i feltene er også en årsak til økt gasseksport. Da energikrisen rammet i 2021, ble det samarbeidet tett med norske myndigheter for å levere maksimalt med gass til Europa. Ved felt som Gina Krog økte man gasseksporten betydelig ved at gass som tidligere ble brukt til injeksjon for oljeutvinning heller ble eksportert.

¹ En teknikk som innebærer å injisere naturgass tilbake i et olje- eller gassfelt, i stedet for å produsere gassen for kommersielt salg. Gassinjeksjonen brukes blant annet for å øke oljeutvinningen fra et reservoar.

1.1. Verdien av naturgasseksporten

I 2015 var verdien av naturgasseksporten for første gang i historien høyere enn oljeeksporten, og i 2022 var eksportverdien for naturgass hele tre ganger så stor som for olje.

Figur 1.2 Eksport av råolje og naturgass, 1971-2024. Milliarder kroner



Kilde: [08800: Utenrikshandel med varer, hovedtall \(mill. kr\) 1960 - 2023. Statistikkbanken \(ssb.no\)](#)

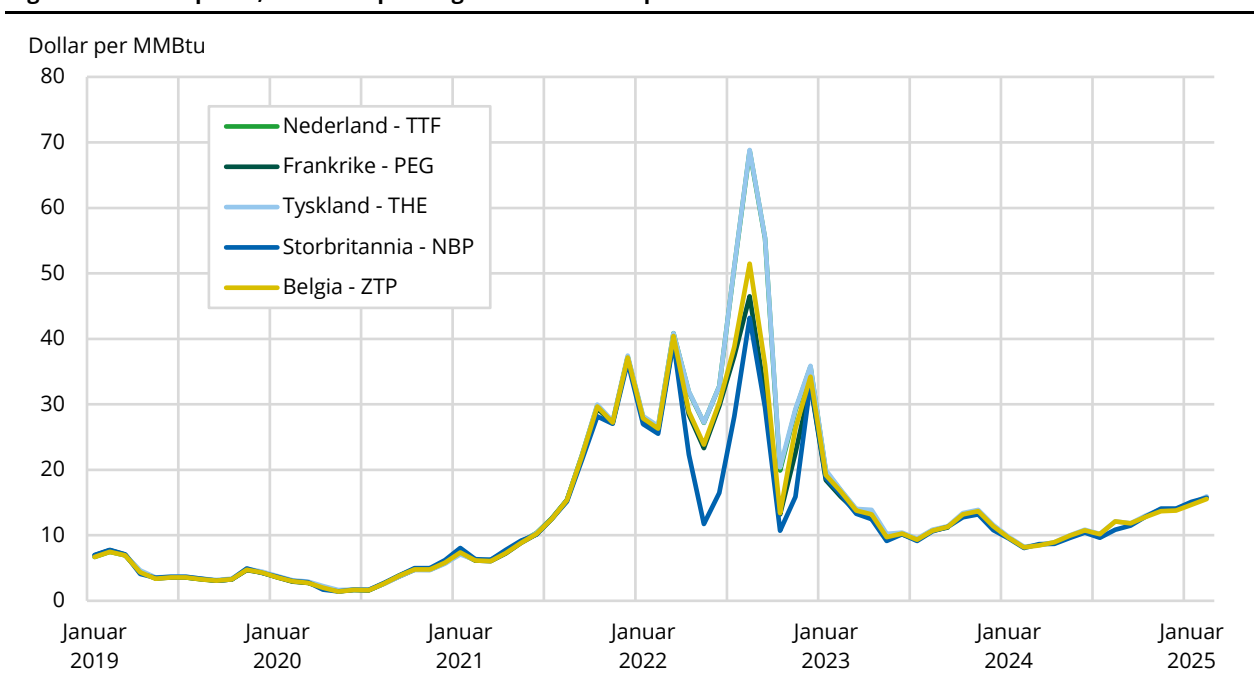
Det er gassprisene som i størst grad påvirker svingninger i eksportinntektene fra måned til måned – og år til år. Eksportvolumet er ganske stabilt fra år til år, og måned til måned, men høyere i vintersesongen og lavere i sommersesongen.

1.2. Utviklingen i gassprisen

Siden årtusenskiftet har gassprisene til de ulike europeiske landene vært på omtrent samme nivå, og metoden for beregning av foreløpige og endelige gasspriser med samme pris til alle land ga tilfredsstillende estimater for gassprisen.

Fra midten av 2021 ble det imidlertid observert en sterk prisstigning. Den var drevet av høy etterspørsel etter energi som følge av økt aktivitetsnivå i verdensøkonomien etter koronapandemien, men også av at Russland holdt igjen på oppfylling av gasslagre i EU. Ekstreme værforhold i ulike deler av verden påvirket også situasjonen.

Figur 1.3 Gasspriser, ulike europeiske gasshuber. Dollar per MMBtu



Kilde: WGI, EnergyScan og EGSI

Som man ser av figur 1.3 lå gassprisen til Storbritannia langt lavere enn prisene på kontinentet i store deler av året 2022. Dette skyldes bedre infrastruktur for mottak av flytende naturgass i Storbritannia, som i større grad har blitt importert fra USA og Midtøsten. Dermed var ikke britene like sårbare for bortfallet av russisk gass som kom i kjølvannet av krigen i Ukraina. Tyskland derimot, som importerte mye russisk gass, hadde de høyeste gassprisene i samme periode.

1.3. Store revisjoner i 2021 og 2022

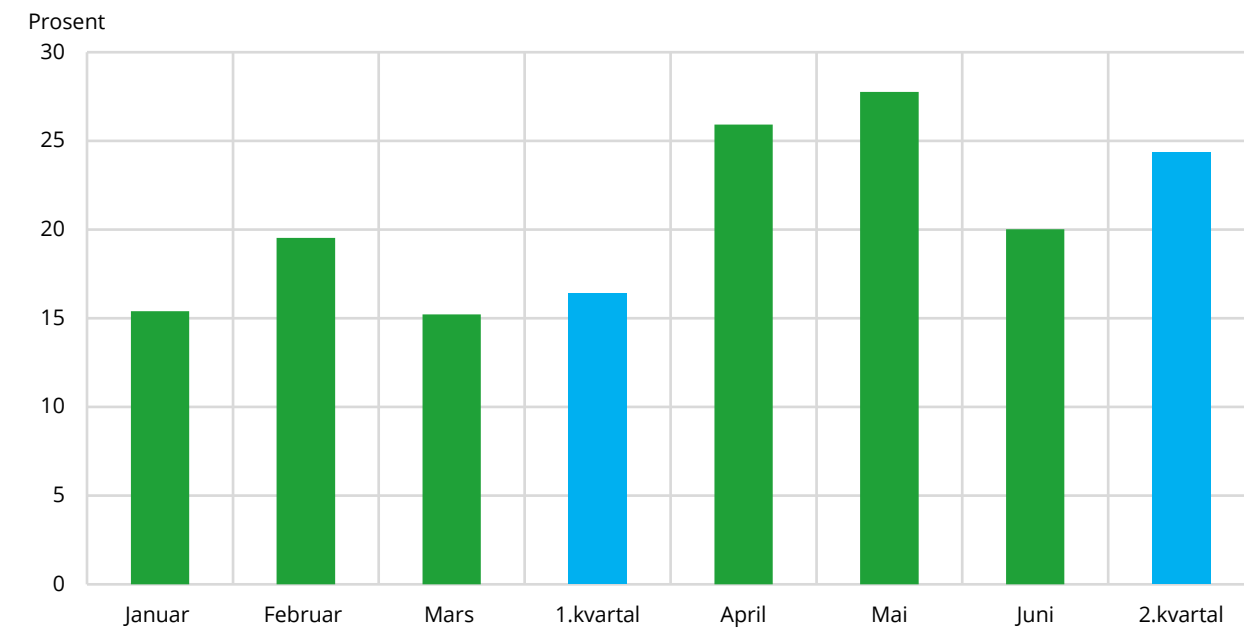
Revisjonene, der de estimerte foreløpige prisene erstattes av endelige priser fra rettighetshaverne, har alltid medført justeringer av eksportverdien. Prisene bygger på ulikt grunnlag. De foreløpige gassprisene er basert på day-aheadpriser mens de endelige tallene er basert på et bredere prisgrunnlag, som også inkluderer blant annet month-ahead og quarter-ahead kontrakter.

Historisk har man oppjustert eller nedjustert et kvartals eksportverdi mellom 2-10 prosent. Slike justeringer har vært på et akseptabelt nivå for nasjonalregnskapet, som mottar reviderte eksportverdier fra utenrikshandelsstatistikken.

Revisjonene i slutten av 2021 og 2022 ga imidlertid opphav til bekymringer. Illustrert i figur 1.5 med et eksempel i 2022, der revisjonene var på 18,6 prosent, eller 48 milliarder kroner i første kvartal. I

andre kvartal var revisjonene på 27,4 prosent, og i størrelsesorden 58 milliarder kroner. Dette var betraktelig større revisjoner enn det vi hadde erfart tidligere.

Figur 1.4 Månedlige og kvartalsvise revisjoner, 1. og 2.kvartal 2022



Store revisjoner er uheldige for nasjonalregnskapet, fordi det kan gi endringer i BNP. Naturgasseksporten utgjør en betydelig andel av totaleksporten.

Tabell 1.1 Utdrag av tabellen Makroøkonomiske hovedstørrelser. Kvartal og år. Løpende priser. Millioner kroner

	2022	2023	2. kvartal 2023	3. kvartal 2023	4. kvartal 2023	1. kvartal 2024	2. kvartal 2024
Eksport i alt	3 165 766	2 419 630	570 742	564 350	641 050	540 519	595 036
→ Tradisjonelle varer (eksport)	626 475	662 160	165 663	156 118	173 477	147 807	156 988
→ Råolje og naturgass (eksport)	2 014 399	1 194 085	264 620	255 816	325 131	257 658	286 879
→ Skip, plattformer og fly (eksport)	11 419	7 078	1 819	3 043	1 087	2 142	2 714
→ Tjenester (eksport)	513 473	556 307	138 640	149 373	141 355	132 912	148 455
Bruttonasjonalprodukt, markedsverdi	5 708 190	5 126 500	1 223 751	1 201 579	1 367 342	1 267 001	1 296 096
Bruttonasjonalprodukt Fastlands-Norge, markedsverdi	3 646 328	3 855 396	947 109	929 346	1 014 868	987 374	1 005 637

Kilde: [Vedleggstabell 3 i Nasjonalregnskap – SSB](#)

2. Om naturgass i gassform og rørledningssystemet

Brønnstrømmen fra reservoarene på norsk kontinentalsokkel består av ulike blandinger av olje, gass og vann. Produksjonen fra de ulike reservoarene varierer fra olje med lavt gassinnhold til nesten ren tørrgass (hovedsakelig metan med kun små mengder andre gasser). Det produseres både råolje og rikgass – det vil si rå naturgass, en blanding av flere gasser².

Etter at rikgassen er skilt fra oljen, behandles den i prosesseringsanlegg for å skille ut tørrgass- og våtgasskomponenter. Denne prosesseringen, som gir salgbare produkter, skjer hovedsakelig ved de landbaserte terminalene [Kollsnes](#), [Kårstø](#) og [Nyhamna](#). Ifølge tolldokumenterte tall eksporteres om lag 75 prosent av all gass fra disse terminalene. Gassen fra Ekofisk, som er tørrere, kan derimot sendes direkte til kontinentet. En mindre andel av naturgassen prosesseres i Storbritannia, det eksporteres derfor rikgass dit.

Det publiseres tall både for naturgass i gassform (tørrgass), flytende naturgass (nedkjølt tørrgass) og våtgasser. Dette notatet omhandler beregninger for naturgass i gassform. I dette kapitlet redegjøres det for hva som er forskjellen på de ulike naturgassene og hvordan naturgass i gassform produseres og eksporteres.

2.1. Hva er tørrgass, hva er våtgass?

Rå naturgass, eller rikgass, inneholder både tørrgass og våtgass.

- **Våtgasser (NGL)**³ – ved normale trykk- og temperaturforhold på jordoverflaten kan våtgasser forekomme både i flytende form og som gass. Når våtgassen skilles fra rikgassen, kalles den Natural Gas Liquids (NGL). NGL omfatter alle de våtgasskomponentene som utvinnes fra naturgass, slik som etan, propan, butan, isobutan og naturlige gasskondensater. Gasskondensater er en spesiell type NGL; i motsetning til de lettere komponentene som etan, propan og butan, ligner de mer på lette råoljer og benyttes ved raffinering til produkter som bensin, nafta eller kondensat. Flytende petroleumsgass (LPG) er en undergruppe av NGL, og består hovedsakelig av propan og butan. LPG holdes vanligvis flytende ved moderat trykk.
- **Tørrgass**⁴ – etter at våtgassen er separert fra rikgassen, gjenstår metan og eventuelt noe etan, noe som utgjør det vi kaller tørrgass. Tørrgass kjennetegnes ved at den ikke inneholder flytende hydrokarboner under trykk, og den omtales også som salgsgass. Denne gassen transporteres via rørledninger til andre europeiske land, og den kalles i tolltariffen "naturgass i gassform". Prosesseringen av rikgassen foregår ved landbaserte terminaler i Norge og Storbritannia, og tørrgass er ett av de salgbare produktene som oppstår i denne prosessen..

Ekofisk produserer hovedsakelig tørrgass, som kan eksporteres direkte via Norpipe-rørledningen til Emden i Tyskland uten omfattende prosessering på norsk side. Denne gassen, som hovedsakelig består av metan, krever minimalt med prosessering fordi den naturlig er "tørr." I kontrast produserer andre norske felt som Troll og Oseberg rikgass med høyere andeler av andre hydrokarboner, inkludert våtgasskomponenter som etan, propan og butan. Derfor må gassen fra disse feltene behandles ved anleggene Kårstø og Kollsnes for å skille ut væskene før den eksporteres som tørrgass til Europa.

² [Historisk produksjon på norsk sokkel - Norsketroleum.no](#)

³ [Våtgass – Store norske leksikon \(snl.no\)](#)

⁴ [Naturgass - en pålitelig energikilde - Equinor og tørrgass – Store norske leksikon \(snl.no\)](#)

- **Flytende naturgass (LNG)** – er tørrgass som er gjort flytende ved nedkjøling. LNG holder svært lav temperatur (-162 °C) og transporteres i skip til utlandet, mens tørrgassen transporteres via rørledninger. I Norge produseres LNG kun ved Snøhvit-feltet i Barentshavet, på Melkøya utenfor Hammerfest.

Boks 2.1 Hvor klassifiseres de ulike naturgassene i tolltariffen?

Fra rikgass kan man altså utvinne naturgass i gassform (tørrgass), naturgass i flytende form (LNG) og våtgasser (NGL). Naturgass i gassform klassifiseres i kapittel 27.11.2100 i tolltariffen, mens naturgass i flytende form klassifiseres under varenummer 27.11.1100.

De andre varenumrene i kapittel 27.11 er våtgasser, som propan og butan. Naturlige gasskondensater klassifiseres i kapittel 27.09, varenummer 27.09.9001 i tolltariffen. Nafta som klassifiseres under varenummer 27.10.1291 som skipes fra Kårstø har også i all hovedsak opphav fra våtgassen som behandles der.

27.11 Jordoljegasser og andre gassformige hydrokarboner.			
ÅPNE ALLE NIVÅER LUKK ALLE NIVÅER			
	Ordinær tollavgiftssats	Mengde	Varenummer
- ▼ gjort flytende:			
- - naturgass	0	kg	27 11 11 00
- - propan	0	kg	27 11 12 00
- - butan	0	kg	27 11 13 00
- - etylen, propylen, butylen og butadien	0	kg	27 11 14 00
- - ▼ andre:			
- - - etan	0	kg	27 11 19 01
- - - andre	0	kg	27 11 19 09
- ▼ i gassform:			
- - naturgass	0	kg, m ³	27 11 21 00
- - ▼ andre:			
- - - propan	0	kg, m ³	27 11 29 10
- - - butan	0	kg, m ³	27 11 29 20
- - - andre	0	kg, m ³	27 11 29 90

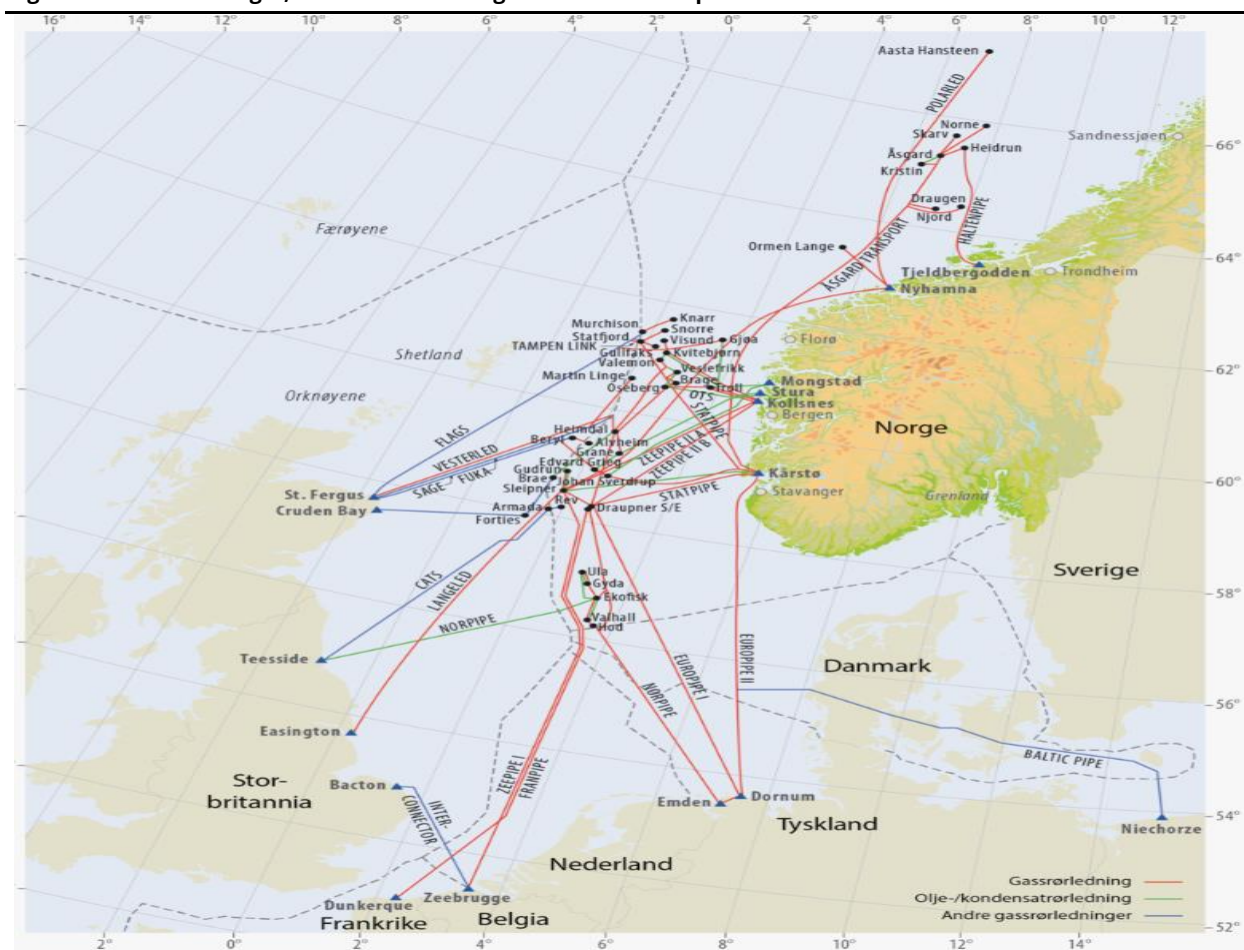
Kilde: Tolltariffen

2.2. Naturgass eksporteres via norske og britiske rørledninger

Gassco er operatør for mesteparten av eksporten av norsk naturgass i gassform, og Statistisk sentralbyrå (SSB) mottar i hovedsak data for eksportert volum i standardkubikkmeter fra dem. Imidlertid er det en liten andel av naturgassen som fraktes via britisk eide rørledninger og derfor må hentes inn via andre kilder. Rapporter fra Søkeldirektoratet⁵ gir oss informasjon om denne eksporten.

Rørledningene med rød farge i figur 2.1 driftes av Gassco. Ikke alle disse transporterer naturgass til utlandet, ettersom noen også fører rikgass til prosessering ved fastlandsterminalene. Gassrørledningene med blå farge er britiske eide, enkelte frakter naturgass fra norske felt til St. Fergus i Storbritannia, mens andre kobles på rørledninger driftet av Gassco for deler av transportstrekningen mellom Norge og Storbritannia. Gassen fra Statfjord fraktes først i Gasscos Tampen Link, deretter gjennom den britiske Flags-rørledningen på vei til Storbritannia.

⁵ Oljedirektoratet endret navn til Søkeldirektoratet 1.januar 2024

Figur 2.1 Rørledninger, driftet av Gassco og av britiske selskaper

Kilde: Rørtransportsystemet - Norskpetroleum - Norskpetroleum.no

Tabell 2.1 viser eksporterte mengder i standardkubikkmeter (Sm³) for januar 2023. Den illustrerer at andelen fra Gassco er dominerende, med hele 97,6 prosent av totalt eksportert volum. Bare 2,4 prosent transporteres via britiske rørledninger i denne januar måneden. Dette er en representativ måned for «normaltilstanden» for denne fordelingen.

Tabell 2.1 Eksport av naturgass i gassform, standardkubikkmeter (Sm³), januar 2023

Bestemmelsesland	Landingspunkt/gassfelt	Sm ³
Storbritannia	St. Fergus	634 265 241
Frankrike	Dunkerque	1 170 260 860
Storbritannia	Easington	1 995 853 876
Tyskland	Dornum	1 749 105 155
Storbritannia	Tampen Link	120 105 584
Tyskland	Emden	2 667 124 138
Danmark	Nybro	616 050 266
Belgia	Zeebrugge	1 350 000 447
	Sum Gassco	10 302 765 567
Storbritannia	Alvheim	58 440 379
Storbritannia	Volund	4 570 123
Storbritannia	Islay	209 964
Storbritannia	Martin Linge	193 355 386
Storbritannia	Skogul	989 915
	Sum Sjøkeldirektoratet	257 565 767
	Totalt antall eksporterte Sm³	10 560 331 334
	Andel Gassco – prosent	97,6
	Andel Sjøkeldirektoratet – prosent	2,4
	Andel Sjøkeldirektoratet utenom Martin Linge – prosent	0,6

Kilde: Gassco rapporter og SODIRs nettofil

Naturgass fraktes fra Norge til Storbritannia og kontinentet via disse rørledningene:

- [Europipe 1](#) som går fra Draupner til Emden i Tyskland
- [Europipe 2](#) som går fra Kårstø til Dornum i Tyskland ([Baltic pipe](#) til Danmark kobles på)
- [Franpipe](#) som går fra Draupner til Dunkerque i Frankrike
- [Gjøa Gas Pipe](#) går fra Gjøa-feltet i Nordsjøen og videre til britisk kontinentalsokkel der den kobles på det britiske transportsystemet FLAGS på vei til St. Fergus i Storbritannia
- [Langeled South](#) som går fra Sleipner til Easington i Storbritannia
- [Norpipe](#) som går direkte fra Ekofisk til Emden
- [Tampen Link](#) som går som går fra Statfjord B til transportsystemet FLAGS på britisk kontinentalsokkel, på vei til St. Fergus i Storbritannia
- [Utsira High gas pipeline](#) som frakter gass fra blant annet feltene Edvard Grieg og Ivar Aasen britisk sokkel der den knytter seg til det transportsystemet SAGE, på vei til St. Fergus i Storbritannia
- [Vesterled](#) som går fra Heimdal til St.Fergus i Storbritannia
- [Zeepipe](#) som går fra Sleipner til Zeebrugge i Belgia

Gassen som fraktes via Tampen Link, fra Statfjord til St.Fergus via [det britiske transportsystemet Flags](#), er rikgass. Dessuten fraktes rikgass fra feltene Ivar Aasen og Edvard Grieg til St. Fergus. Først via Gasscos Utsira High gaspipeline (UHGP) og deretter via [den britiske Sage-rørledningen](#). SSB får disse gassvolumene rapportert fra Gassco, men vi får altså rapportert volumet for rikgass – og ikke tørrgass. Rikgass via Sage fraktes også fra Alvheimfeltet (inkludert Skogul, Vilje, Bøyla og Volund) til Storbritannia. Prosesseringen av denne rikgassen, slik at tørr- og våtgasser blir skilt fra hverandre, skjer først i St.Fergus.

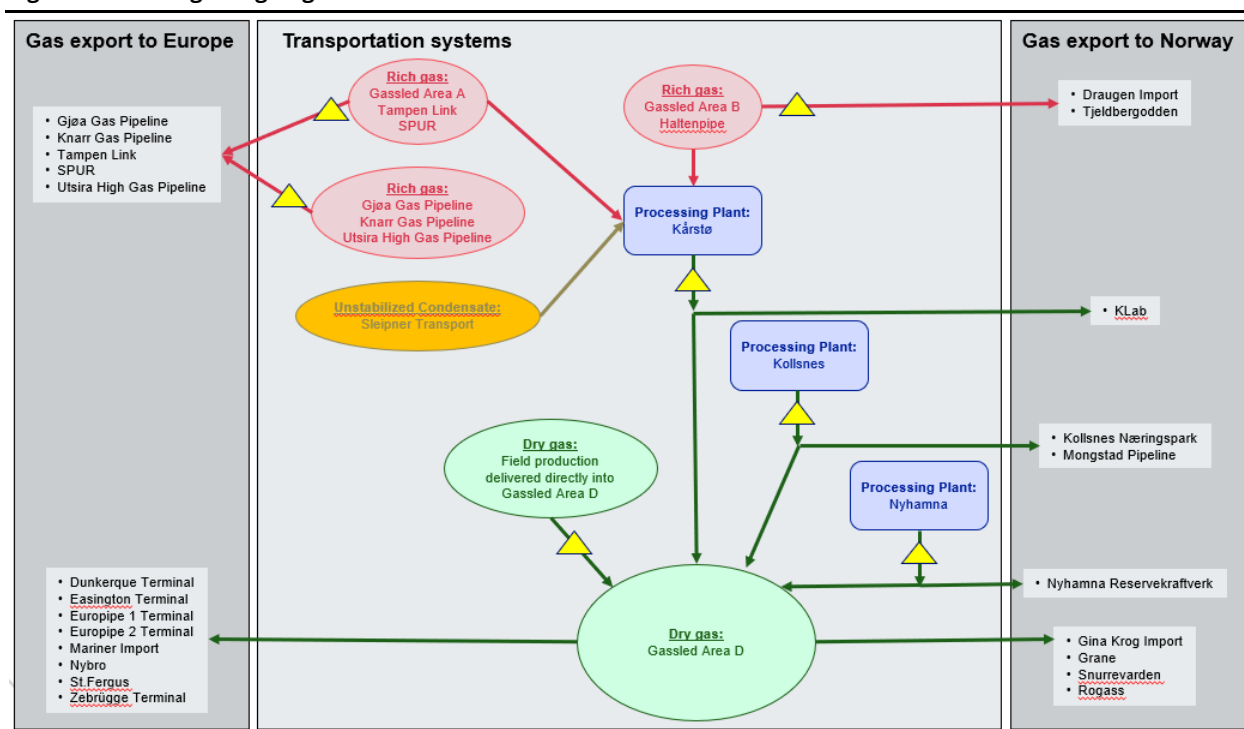
Cats (Central Area Transmission System)-rørledningen er et annet britisk eid rørledningssystem som transporterer naturgass fra sentrale deler av Nordsjøen til Storbritannia. I følge [Sjøkeldirektoratets faktsider](#) er det kun eksport fra feltene Gaupe, Varg og Rev som går via denne rørledningen. Gaupe

og Varg er stengt. Rev har bare marginal produksjon i 2024. I følge de samme nettsidene eksporteres gass fra Trym gjennom det danske rørledningssystemet via Tyrafeltet.

2.3. Utfordringer med å måle mengder for tørrgass og våtgass i statistikken

Det er en viss andel våtgasser, potensielt inkludert gasskondensater, i de rapporterte tallene fra Gassco. I tillegg mottar vi data fra Sokkeldirektoratet som også inkluderer rikgass.

Figur 2.2 Tørrgass og rikgass i data fra Gassco



Kilde: Gassco

- 1) **Tørrgass:** Gassen som eksporteres til kontinentet og Storbritannia fra Kollsnes, Kårstø, Nyhamna er tørrgass (blå tekst i figur 2.2)
- 2) **Tørrgass:** Gassen som leveres til kontinentet fra Ekofisk og andre felt direkte inn i «tørrgass-området» (Gassled område D) er generelt mye tørrere. Den blandes også ut i rørene som er i dette området, slik at gassen som leveres til f.eks. Tyskland er tørrgass (grønn tekst i figur 2.2)
- 3) **Rikgass:** Gassen som eksporteres til Storbritannia via Tampen Link, SPUR, Gjøa, Utsira High Gas Pipeline⁶ ikke er tørrgass men altså rikgass (rød tekst i figur 2.2)

At deler av datagrunnlaget inkluderer rikgass i stedet for tørrgass, påvirke statistikken med undertelling for våtgasser og overtelling for naturgass i gassform. Dette har også innvirkning på andre statistikker i SSB, som for eksempel energibalansen utarbeidet av seksjon for energi-, miljø- og transportstatistikk. Problemstillingen vil derfor bli fulgt opp i det videre arbeidet etter ferdigstillingen av dette notatet. (For mer informasjon om denne problemstillingen, se vedlegg A)

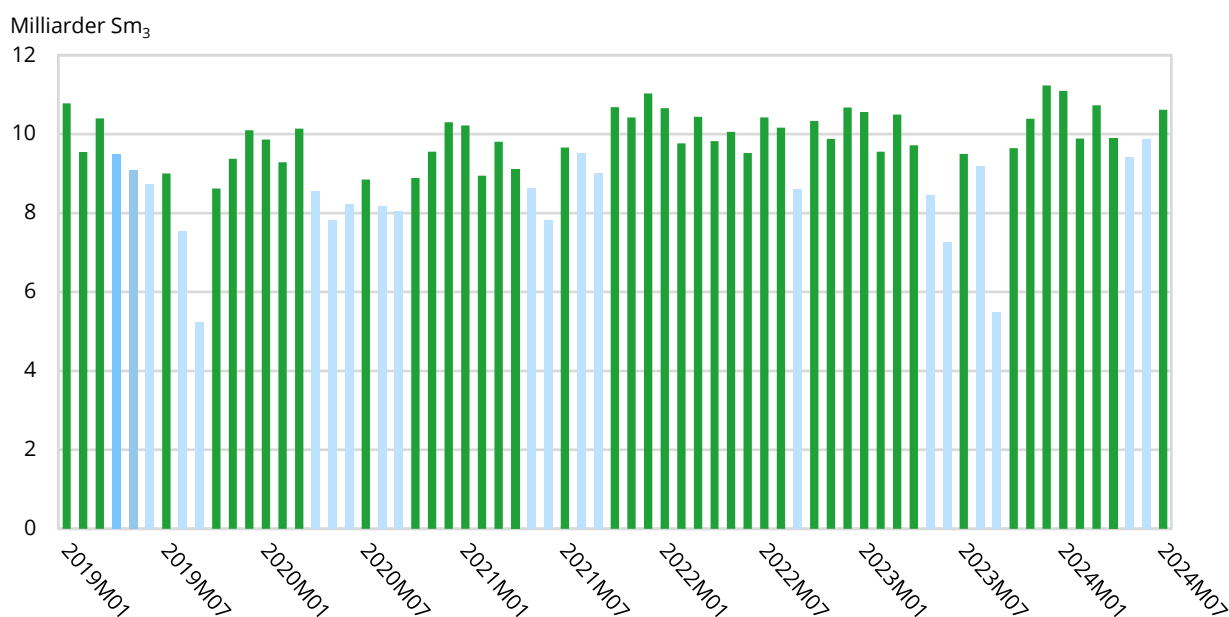
⁶ Knarr Gas Pipeline ble nedstengt i 2022

2.4. Eksportert mengde – variasjoner i løpet av året

Eksportert mengde naturgass til Europa er høyere i vintersesongen, månedene oktober til mars/april, enn ellers i året. Etterspørselen fra europeiske land er da høyere, grunnet behovet for naturgass til oppvarming. Eksportert volum i sommersesongen påvirkes også av vedlikehold av gassrørledninger, som foretas i sommersesongen utenom juli måned.

I figur 2.3 er denne variasjonen synlig i de blå stolpene. I 2022 ser man at det var lite forskjell på sommer- og vintersesongen. Vedlikeholdet på sokkelen ble da utsatt i sommersesongen for å møte det ekstraordinære behovet for gass i Europa (med unntak av september måned da det var noe vedlikehold).

Figur 2.3 Eksportvolum. Milliarder Sm³

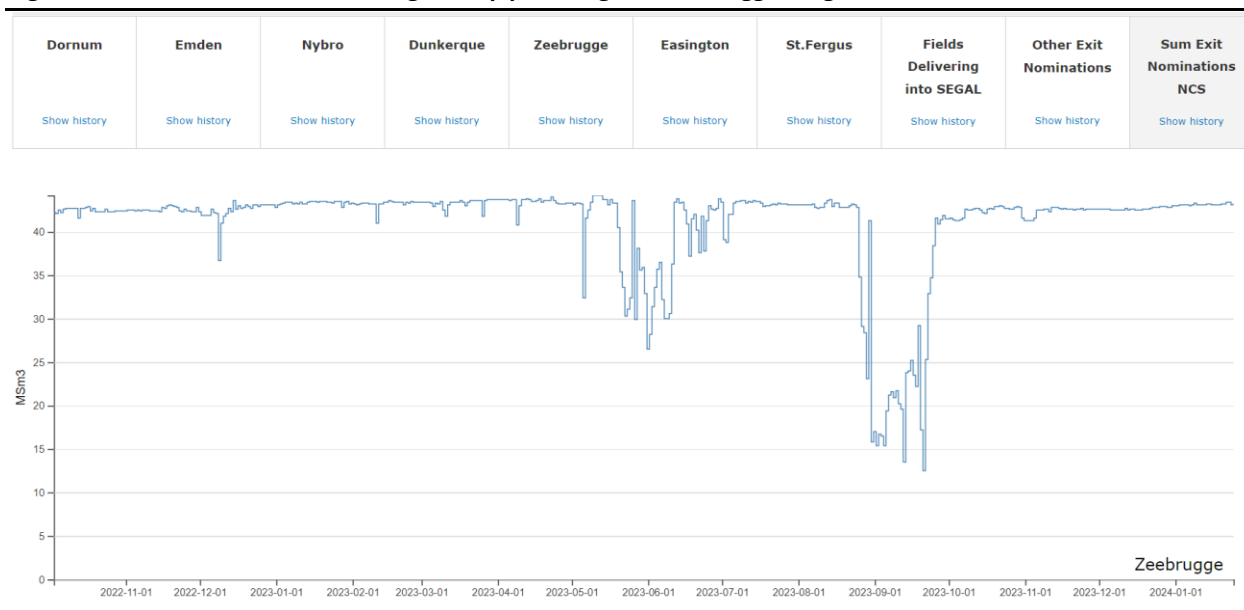


Kilde: [08799: Utenrikshandel med varer, etter varenummer \(HS\) og land 1988M01 - 2024M08. Statistikkbanken \(ssb.no\)](#)

Gass eksporteres hver eneste dag året rundt. Som følge av færre kalenderdager i februar, observeres det derfor en lavere eksportert mengde denne måneden sammenlignet med januar og mars.

Vedlikehold av gassrørledninger påvirker eksportvolumet

Figuren under, hentet fra Gasscos nettsider, illustrerer et eksempel på vedlikehold utført i løpet av 2023. Det er lavere eksportvolum til Zeebrugge i Belgia i vår- og høstmånedene 2023. Dette var et resultat av omfattende vedlikeholdsarbeid i 2023, som følge av utsettelse fra 2022 – da man økte naturgassproduksjonen for å håndtere en presset situasjon og naturgassmangel etter krigen i Ukraina.

Figur 2.4 Vedlikehold av rørledningen Zeepipe (som går til Zeebrugge, Belgia)

Kilde: umm.gassco.no/ch/

2.5. Estimering av eksportert mengde – målt i tonn

I tillegg til Sm³ publiserer SSB også tall for eksportert mengde, i det som i Eurostat-manualen kalles «supplementary unit», målt i tonn. Dette er et krav i Eurostat-manualen, som omtales i vedlegg B.

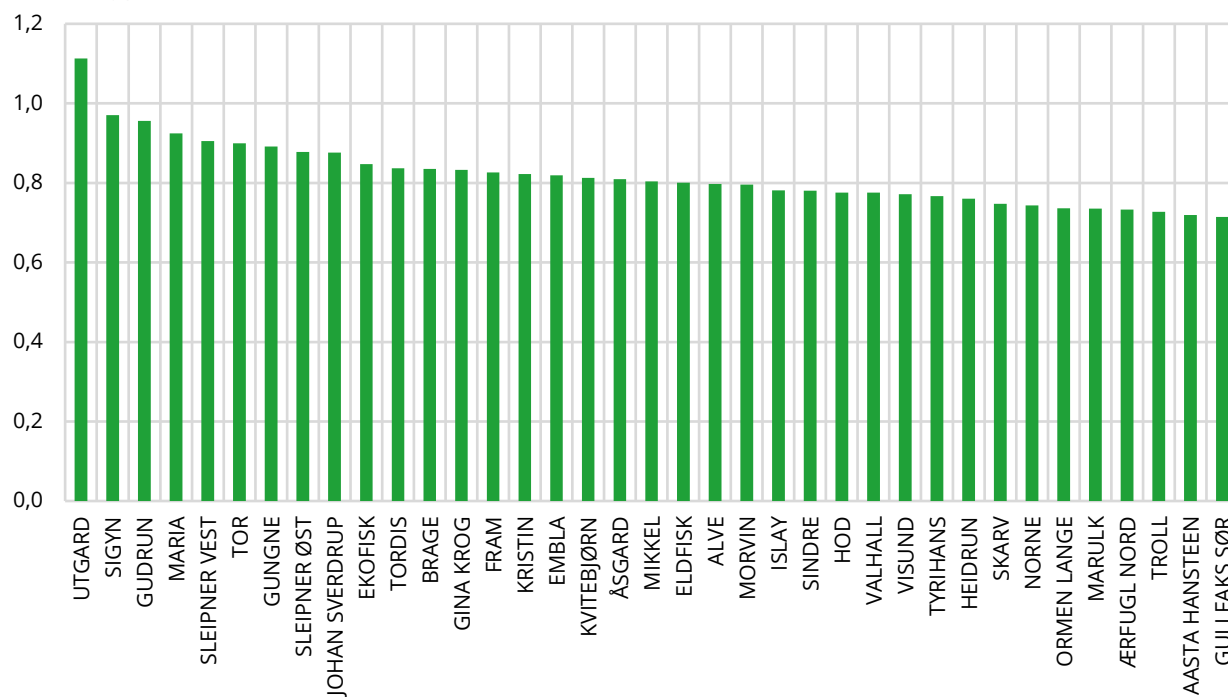
SSB mottar data for naturgass målt i tonn for bare for rundt halvparten av gassfeltene fra Sjøkeldirektoratet, derfor bruker vi denne informasjonen til å beregne et estimat for tettheten til naturgassen. Ved hjelp av data for tettheten kan vi beregne et estimat for eksportert mengde målt i kilogram/tonn basert på rapporterte antall Sm³. Se delkapittel 4.4 for detaljer om disse beregningene.

Hva er tetthet?

Tettheten til naturgass, som altså er antall kilogram per Sm³, er først og fremst en parameter som benyttes for å beregne mengde i tonn eksportert fra et felt. Variasjonen i tetthet skyldes ulikheter mellom brønner som produserer til feltet og hvor stor andel av tunge komponenter som blir skilt ut i prosessen. Det finnes ikke noen generell tetthet som kan benyttes for å finne standard mengde. Tettheten måles kontinuerlig og inngår i den løpende kalkulasjonen av levert gassmengde fra hvert felt.

Det er et relativt stort spenn i tetthet. Standard tettheten varierer stort sett mellom 0,7 og 0,9 kilogram per Sm³, men for noen få rikgassfelt kan den faktisk gå enda høyere, i noen tilfeller over 1 kilogram per Sm³. Man kan derfor ikke bruke en bestemt standardtetthet for alle felt.⁷

⁷ Kilde: Frode Bjelland, Gassco og Halvar Hedland, Sjøkeldirektoratet

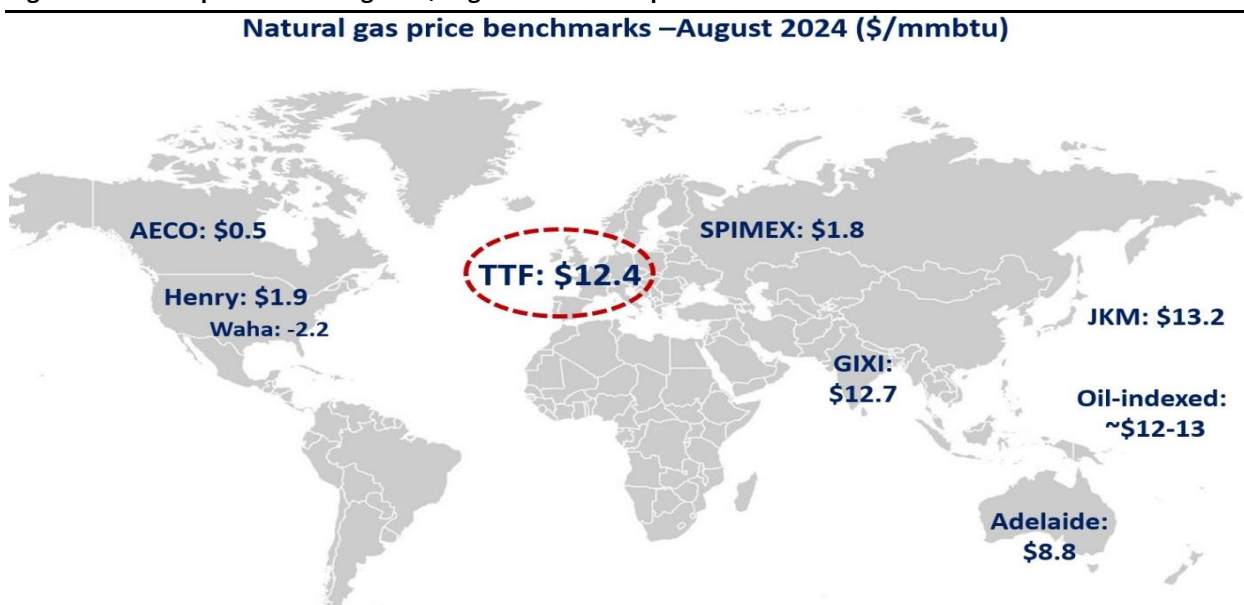
Figur 2.5 Tetthet for ulike gassfelt, januar 2023Tetthet/ kg per sm³

Kilde: Nettofil fra Søkeldirektoratet

3. Gassmarkedet og gassprisen

Brent Blend er en global referansepris for råolje, og den brukes som en benchmark⁸ for prissetting av olje over hele verden. For naturgass derimot finnes det ikke en slik global pris, bare flere regionale. Gassprisene er påvirket av blant annet infrastrukturkostnader for transport og distribusjon, i tillegg til geopolitiske faktorer. Derfor vil prisene på naturgass variere både mellom og innenfor regioner avhengig av lokale forhold og tilbuds- og etterspørselssituasjonen.

Figur 3.1 Gasspriser i ulike regioner, august 2024. Dollar per MMBtu



Kilde: [Natural gas prices move in different directions across regions | European Gas Hub](#)

Naturgass er dyrt og vanskelig å frakte, og krever kapitalintensive investeringer i rørledninger eller LNG-teknologi. I tillegg kreves det at en mottaksterminal står klar til å ta imot gassen. På grunn av de høye transportkostnadene, fungerer ikke markedet for gass på samme måte som det tradisjonelle markedet for varer.

3.1. Hva påvirker gassprisen?

Naturgassmarkedet er et komplisert marked. Det er flere samvirkende variabler som spiller inn, eksempelvis lagerkapasitet, geopolitikk og andre energipriser. Derfor er det vanskelig å lage gode prognoser på gasspriser.

Hva påvirker tilbudet?

- **Produksjonsnivået:** Vedlikeholdsperioder og produksjonsstans av andre årsaker påvirker tilbudet.
- **Importavtaler:** Avtaler mellom europeiske land og gassproduserende nasjoner, som for eksempel [den nylig inngåtte mellom Norge \(Equinor\) og Tyskland \(RWE\)](#), påvirker tilbudet og dermed prisene.
- **Lagernivåer:** Lagernivåene i Europa har en direkte innvirkning på tilbudet, spesielt under perioder med høy etterspørsel eller leveringsforstyrrelser.

⁸ Når en pris blir referert til som en "benchmark", betyr det at prisen fungerer som en standardreferanseverdi for å vurdere eller sammenligne andre priser innenfor samme kategori eller marked.

- **Transportinfrastruktur:** Tilgjengeligheten til gassrørledninger og terminaler for LNG påvirker tilbudet.
- **Geopolitiske hendelser:** Politisk uro eller konflikter i gassproduserende regioner kan forstyrre forsyningskjeden. slik som for eksempel krigen mellom Russland og Ukraina (Sabotasjeaksjonen mot [rørledningen Nord Stream](#) i september 2022)

Hva påvirker etterspørselen?

- **Værforhold:** Klimatiske forhold, spesielt vintertemperaturer, påvirker etterspørselen etter gass til oppvarming. Det er høyere etterspørsel etter naturgass i vintersesongen, og historisk har gassprisen ligget noe høyere i vintersesongen.
- **Konkurranse fra alternative energikilder:** Konkurranse fra fornybare energikilder som sol og vindkraft kan påvirke etterspørselen etter gass, spesielt når fornybare teknologier blir mer konkurransedyktige. Det samme gjelder også tilgjengeligheten på for eksempel atomkraft.
- **Industriell etterspørsel:** Etterspørselen fra industrielle sektorer, som kjemisk produksjon og kraftproduksjon, påvirker også gassprisene.
- **Regulatoriske endringer:** Miljøreguleringer, skatter, subsidier og internasjonale avtaler påvirker etterspørselen.

3.2. Gasshuber og prissetting

Flere europeiske land begynte å liberalisere sine gassmarkeder på 1990-tallet. Dette innebar at både monopolsituasjoner og strukturer ble brutt opp. Dermed ble det åpnet for konkurranse i gassektoren. Men fortsatt ble gasskontrakter knyttet mot oljeprisen.

Etter år 2000 ble liberaliseringen og integrasjonen av gassmarkedene mer samordnet på EU-nivå. I 2009 ble gassmarkedsdirektivet vedtatt. [Dette direktivet, også kjent som "Det tredje gassdirektivet"](#), hadde som mål å liberalisere og integrere gassmarkedet i EU-landene og bidra til å skape et mer konkurransedyktig og effektivt marked for gass.

Parallelt med arbeidet med liberalisering utviklet det seg en markeds plass for handel med gass, først NBP (National Balancing Point) i Storbritannia og siden TTF (Title Transfer Facility) i Nederland. Etter hvert som handelen på disse markeds plassene økte, både i form av likviditet og volum, ble disse stadig mer pålitelige referanser for gassens faktiske markedsverdi.

National Balancing Point (NBP) ble etablert på 1990-tallet som en del av liberaliseringen av Storbritannias gassmarked. Denne huben har en viktig rolle i prissettingen og handelen med naturgass i Storbritannia og var også lenge den ledende gasshuben i Europa. Etter liberaliseringen av gassmarkedet i Europa fra år 2000 og fremover har imidlertid TTF i Nederland overtatt denne rollen. TTF har vokst til å bli en av de største og mest aktive handels plassene for naturgass i regionen og har etablert seg som en viktig referansepris for gass i Europa. Prissettingen på TTF har fått økt innflytelse på gassprisene i regionen. Denne gasshuben har stor kapasitet og er et viktig knutepunkt for gassinntak og distribusjon.

I 2020 ble Trading Hub Europe (THE) etablert som et resultat av en sammenslåing av flere eksisterende tyske gasshuber. Denne sammenslåingen var et initiativ for å styrke Tysklands posisjon som en sentral gasshub i Europa og for å øke likviditeten og effektiviteten i gassmarkedet i regionen. Som en av Europas største økonomier og med en betydelig etterspørsel etter naturgass, både i

husholdninger og i industrielle og kommersielle sektorer, gjør dette THE til et attraktivt marked for handel med gasskontrakter.

Boks 3.1 Om gasspriser og prissetting på huber (Informasjon fra Sval Energi og Aker BP)

Er det slik at gassen som nomineres/leveres fysisk til de enkelte landingspunkter også prissettes på de respektive gashuber – eller finnes det unntak? Kan gassen også ha pris fra huber i andre land? Kan gassen ha annet en hubpris?

Storbritannia: Naturgass som nomineres til Easington og St. Fergus prissettes mot NBP

Belgia og Frankrike: Til både Zeebrugge og Dunkerque er dette også hovedregelen, prissetting på respektive ZTP og PEG, men her kan det være unntak. For eksempel så kan det være at gamle avtaler for salg av gass til Spania og Italia som leveres på her (typisk oljeindekserte kontrakter) kan ha annen indeks.

Tyskland og Nederland: Det som går til Emden, og delvis også Dornum er ikke så enkelt å fastsette. Problemet er imidlertid mye mindre her fordi TTF og THE er så tett korrelert, også på absolutt prisnivå. Det som nok er tilfelle, er at andelen THE-indeks har økt de siste årene. Tidligere indekserte man nok i større grad til TTF også for tyske volumer fordi det var et mer likvid marked.

Danmark: For gass som leveres Nybro brukes THE og TTF-indeks. Det er stor usikkerhet rundt hva som vil skje her nå som Tyrafeltet begynner å produsere igjen. Danmark vil gå fra å være netto importør til å bli netto eksportør av gass. Det vil endre dynamikken og relasjonen mellom GTF (dansk indeks) og THE.

Etter at gassen har truffet disse første landingspunktene vil deler av gassen også kunne sendes videre til andre land på kontinentet. Ifølge informasjonen vi har fått prissettes gassen i hovedsak på første landingspunkt. Det kan være noen unntak med spesielle kontrakter, som oljeindekserte, eller levering til andre gashuber, for eksempel Østerriksk indeks (CEGH).

Generelt kan landingspunkt og kontraktuell referansepris være frikoplet.

I utgangspunktet kan prising være hva som helst hvor som helst, man får en forpliktelse å levere gass et sted, og den gassen kan kjøpes på hubene eller flyttes fra et annet sted langt fra. De TSO som Snam Rete i Italy, GRT Gaz i Frankrike, Fluxys i Belgia, GTS i Nederland osv. sørger for at gassen blir levert som avtalt og balanserer systemet. Pris avtalt er ofte antatt til å reflektere markedet hvor gassen leveres og i sammenlikning med alternativ som for eksempel fyringsolje. Det er opp til selgeren og kjøperen å være enig i hvilken priseksponering er ønsket.

Med utviklingen av det europeiske gassmarkedet ble oljeindekserte kontrakter erstattet av gassindekserte kontrakter eller justert regelmessig for å speile endringer i markedet. Fysisk gass kan prises mot et annet marked. Risiko for kjøperen er å måtte betale mer enn hubprisen dersom forholdet mellom markedspris og indeksering endrer seg, men dette kan jo også gå i favør av kjøperen.

For flere år siden var ikke Italia gass hub så likvid, og alternativet ble å indeksere gass kontrakter mot TTF, det nederlandske markedet som er fysisk knyttet til Italia via Tyskland og Sveits. Det ga mulighet å håndtere bedre pris risiko samtidig som det hjalp å utvikle det italienske markedet (PSV) over tid.¹

Teoretisk sett kan man levere gass til Emden og få italiensk PSV-pris, men da vil kjøperen ha mye større eksponering å håndtere, så ofte er det nærmeste hub-pris som er referansen. Fysisk gass som får PSV-pris er mest flytende naturgass fra USA/Qatar eller i gassform fra Algerie/Libya.

¹ Sammenhengen mellom fysisk flyt av gass og prissetting på gasshub er et spørsmål om tilbud og etterspørsel, men også om risiko og alternativ til gass. Et gassmarked eller gasshub som ikke er likvid nok vil bli usikker med eventuelt store variasjoner i pris som er uønskelig for kjøperen. Kjøperen ser på alternativ til gass som kan være strøm eller oljeprodukter for eksempel. Med utviklingen av infrastruktur, tilknyttingen mellom markedene ble større med balansering på tvers og "arbitragene" smalere.

Den foreløpige eksportverdien av naturgass i statistikken utenrikshandel med varer beregnes ved eksportvolum mottatt fra Gassco og priser fra EGSi satt på de fem nedenfor nevnte gasshuber.

- [National Balancing Point \(NBP\)](#) i Storbritannia
- [Title Transfer Facility \(TTF\)](#) i Nederland
- [Trading Hub Europa \(THE\)](#) i Tyskland
- [Point d'Échange de Gaz \(PEG\)](#) i Frankrike
- [Zeebrugge Hub \(ZTP\)](#) i Belgia

Den endelige eksportverdien beregnes ved hjelp av informasjon fra rettighetshaverne, som i all hovedsak er basert på priser fra disse gasshubene. For noen kontrakter brukes imidlertid fortsatt priser som er indeksert mot oljeprisen.

3.3. Ulike tidshorisonter for gasspriser

Prisen på naturgass bestemmes ikke bare på gasshuber. Prisen på naturgass har historisk sett vært koblet til prisen på råolje gjennom en oljeindeks. Dette er fortsatt tilfelle for noen få kontrakter som enkelte rettighetshavere som rapporterer til SSB nå i 2024. Men det er hovedsakelig på gasshuber som TTF og NBP, at gassprisene som ligger til grunn for eksportverdien i statistikken, bestemmes.

Frem til 2000-tallet, var det vanligere med langsiktige gasskontrakter i Europa og andre deler av verden. Dessuten var de langsiktige kontraktene svært lange, opp mot 20-25 år eller også lengre. Trollavtalen⁹ som ble signert i 1986 hadde opprinnelig leveranseperiode frem til 2026.

Dette skyldtes blant annet behov for langsiktig forsyningssikkerhet og behov for investeringsstøtte. Mange europeiske land og selskaper var opptatt av å sikre forsyningssikkerhet, spesielt med tanke på den økende etterspørselen etter naturgass blant annet til kraftproduksjon og produksjonsprosesser i industrien. Langsiktige kontrakter¹⁰ ga også produsenter og infrastrukturselskaper nødvendig økonomisk støtte og trygghet for å gjennomføre store investeringer i produksjonsanlegg og gassrørledninger. Disse langsiktige kontraktene var ofte koblet mot oljeprisen, hadde fastprisavtaler, eller var regulert basert på for eksempel inflasjon.

Økt tilgjengelighet av flytende naturgass (LNG) på det globale markedet, EUs gassdirektiv og utviklingen av mer fleksible gasshandelsmekanismer som gasshuber, har etter årtusenskiftet bidratt til bruk av kortere og mer fleksible kontrakter. Samtidig har markedet blitt mer diversifisert, og flere aktører har søkt etter muligheter på spotmarkedet for å dra nytte av markedets dynamikk.

Imidlertid har den pågående krigen mellom Russland og Ukraina og usikkerheten rundt Europas energiforsyning medført at langsiktige kontrakter har blitt mer aktuelle igjen. Et eksempel på en slik [langsiktig kontrakt er den som ble inngått mellom Equinor og tyske SEFE i desember 2023](#). Equinor skal levere om lag 10 milliarder kubikkmeter naturgass til markedspris per år fra 1. januar 2024 og fram til 2034. Dette er en kontrakt som i første omgang varer i 10 år.

Dagens langsiktige kontrakter har ofte en kortere varighet enn tidligere, med en tidshorisont på bare 5-10 år. Dessuten er prisene på dagens lange kontrakter i større grad basert på

⁹ [Trollavtalen – Wikipedia](#)

¹⁰ Selgerne var opptatt av langsiktighet pga investeringer. For å klare å forplikte kjøperne måtte de være garantert at gassprisen ikke var dyrere enn alternativet. Man linket dermed prisen til konkurrerende energikilde, typisk lett og tung fyringsolje (og i mindre grad crude oil). Man la derfor også inn klausuler om prisrevisjon for sikre konkurransekraft over tid, hvor partene med jevne mellomrom skulle kalibrere kontraktsprisen i tråd med endringer i konkurranseflaten (markedsverdi prinsippet). Russerne har derimot i større grad brukt oljeprisen som direkte indeks i sine avtaler. Etter hvert som gasshubene ble mer likvide ble gassindeksering sett på som riktig markedsverdi og behovet indirekte indeksering ble overflødig (Skartveit, Sval Energi).

markedsspesifikke mekanismer for gass, og en langsiktig kontrakt kan like gjerne ha day-ahead som quarter-aheadpris. Det er to hovedaspekter ved langsiktige gassavtaler, det ene er å sikre volum og det andre å sikre pris.

Langsiktige kontrakter - sikring av volum: Dette handler om å sikre en garantert mengde gassleveranser over en avtalt periode. For både leverandører og kjøpere kan det være viktig å ha sikkerhet for at de henholdsvis kan selge og kjøpe en viss mengde gass i bestemte tidsrom. Dette gjør det lettere å planlegge og sikre forutsigbarhet i forsyning og etterspørsel. Eksempler på slike avtaler er:

- Fast volumavtale: Selgeren avtaler å levere en fast mengde gass gjennom hele kontraktsperioden.
- Forpliktelse om minimumskjøp: Sikrer at kjøperen betaler for en bestemt mengde gass uansett om den tas ut eller ikke (Take-or-pay avtale).
- Forpliktelse om maksimumskjøp: Definerer en maksimumsgrense for hvor mye gass kjøperen kan ta ut, slik at selgeren kan planlegge produksjonen bedre.
- Flex-volum avtaler: Gir selgeren muligheten til å justere leveringsvolumene innenfor avtalte grenser basert på produksjonskapasitet.

Langsiktige kontrakter - sikring av pris: Dette handler om å avtale en prisstruktur for gassen i kontraktsperiodens varighet. Prisstrukturen kan variere, men formålet er å redusere prissvingninger og økonomisk risiko for begge parter. Eksempler på prisstruktur er:

- Fastpris: En avtalt fast pris per enhet gass gjennom hele kontraktsperioden
- Oljekobling: En prisstruktur hvor gassprisen er knyttet til prisen på olje eller oljeprodukter.
- Markedsbasert prising: Den avtalte prisen kan være f.eks. day-ahead eller month-ahead.
- Hybridmodeller: En kombinasjon av de ovennevnte prisingsmåtene for å balansere stabilitet og markedsrefleksjon.

Ulike typer markedspriser

Gasspriser kan variere basert på flere faktorer, som tidshorisonten for kjøpet og tilbud og etterspørsel i markedet. I tillegg til markedsprisene kan gassprisen avtales via fastpriskontrakter eller oljeindekserte kontrakter.

Tabell 3.1 Oversikt over ulike gasspriser

	Day-ahead	Month-ahead	Quarter-ahead	Year-ahead	Fastpris-kontrakter	Oljeprisindekserte kontrakter
Tidsperiode	1 dag	1 måned	1 kvartal	1 år	Hele kontraktsperioden (vanligvis flere år)	Varierende, ofte langsiktige (flere år)
Forutsigbarhet	Lav, endrer seg daglig	Moderat (fast pris for kommende måned)	Høy (fast pris for de tre kommende måneder)	Svært høy (fast pris for det kommende året)	Svært høy (fast pris for kontraktsperioden)	Moderat (avhenger av oljepriser, kan justeres periodisk)
Volatilitet	Høy (daglige prisendringer)	Moderat (månedlige prisjusteringer)	Lav-moderat (kvartalsvise prisjusteringer)	Lav (årlige prisjusteringer)	Lav (fast pris, ingen justeringer)	Moderat til høy ¹ (avhengig av oljeprismarkedet)
Fleksibilitet	Svært høy (kan raskt reagere på markeds-svingninger)	Moderat (månedlig tilpasning)	Lav-moderat (tilpasning kvartalsvis)	Lav (årlig tilpasning)	Lav (ingen fleksibilitet i prisendringer)	Lav til moderat (avhengig av kontraktbetingelser)

¹ Man vil ofte ha en prisformel som sier at pris for en måneds leveranse = gjennomsnitt av foregående 3-6 mnd olje(produkt)pris. Dette ruller da fra måned til måned. Dermed blir volatilitet egentlig ganske lav (Skartveit, Sval energi).

Hva slags priser har rettighetshaverne som rapporterer til SSB?

Rettighetshaverne som rapporterer til SSB, har ulik prisstruktur. Noen har overveiende DA- priser, mens andre selger lite på day-ahead og har lengre horisont på prisingen av gassen, med større innslag av for eksempel MA, QA eller YA. Enkelte rettighetshavere har fortsatt oljeindekserte kontrakter knyttet til eksporten til enkeltland. Andre igjen bruker fastpriskontrakter mer aktivt.

De mindre selskapene virker dels å tendere mer mot gasskontrakter med langsiktig horisont, altså mindre andel day-ahead priskontrakter, enn den dominerende aktøren.

- **Informasjon fra en rettighetshaver:**

«Siden vi selger noe av gassen under «gamle» langtidskontrakter og noe på de ulike gasshubene (TTF, THE, NBP, PEG osv) i Europa så er den realiserte prisen vi får en miks av ulike type «priser» (f.eks. gasspris indekser i langtidskontraktene, DA hub priser osv)».

- **Informasjon fra en annen rettighetshaver:**

«Alle våre kontrakter er basert på day ahead. Vi har ikke fastpriskontrakter utenom når vi gjør prissikring, da gjør vi om fra flytende til fastpris på deler av gassen for spesifikke perioder.»

Siden estimatet for foreløpige priser baserer seg kun på day-aheadpriser får vi alltid revisjoner i eksportverdien for naturgass ved publisering av endelige tall, mer om dette i kapittel 5.

3.4. Mellomhandel og trading

For naturgass kan noen selskaper være involvert i både trading og mellomhandel. Trading innebærer kjøp og salg av futures eller andre finansielle kontrakter, for å tjene penger på prisendringer. Mellomhandel innebærer å fasilitere fysisk handel og transport av naturgass mellom ulike aktører i forsyningskjeden, uten nødvendigvis å eie selve varene.

Noen hypotetiske eksempler for å illustrere:

- **Ordinær eksport i utenrikshandel med varer:** Hvis rettighetshaver selger råolje eller gass fra norsk sokkel til tradingselskap i utlandet så vil dette være ordinær eksport som fanges opp i varestatistikken. Men, hvis dette tradingselskapet gjennom sin kompetanse og kjennskap til markedet klarer å oppnå en bedre pris på videresalg av disse produktene så vil denne marginen ligge igjen i det britiske selskapet og vil således ikke bli en del av norsk verdiskapning.
- **Mellomhandel i utenrikshandel med tjenester:** Hvis et norsk selskap kjøper produkter fra konsernintern produksjon i utlandet, for så å videreselge til kunder andre steder i utlandet så fanges marginen opp som mellomhandel eksport hos utenrikshandel med tjenester, og rapporteres videre til Utenriksregnskapet/Nasjonalregnskapet.

Mellomhandel (fysisk trading) registres ikke i statistikken for utenrikshandel med varer, men utenrikshandel med tjenester. Mellomhandel følger prinsippene for økonomisk eierskap. Et norsk selskap som kjøper en vare fra en utenlandsk aktør og så videreselger samme varen til et selskap hjemmehørende i utlandet, uten at varen krysser norsk grense, skal rapportere disse transaksjonene som mellomhandel i tjenesteundersøkelsen. En slik situasjon oppstår typisk når gasselskapene optimaliserer, altså kjøper og selger gass for å dra nytte av prisforskjeller mellom land.

4. Justert metode - foreløpige og endelige tall for mengde

Som beskrevet i kapittel 2 transporteres mesteparten av norsk naturgass gjennom Gasscos rørledninger. Seksjon for utenrikshandel mottar månedlig en rapport fra Gassco som inneholder eksportert mengde standardkubikkmeter naturgass i gassform (Sm³) for foregående måned.

Tabell 4.1 Utdrag av rapport fra Gassco i 2024. Transporterte mengder, volum i Sm³

Måned	Landingspunkt/rørledning				
	Dunkerque Terminal	Easington Terminal	Europipe 1 Terminal	Europipe 2 Terminal	St. Fergus via Vesterled
jan.24	1 354 308 387	2 211 947 106	2 682 062 165	1 700 859 080	269 094 093
feb.24	1 283 999 335	1 892 119 456	2 460 461 627	1 621 045 337	38 711 016
mar.24	1 417 733 446	2 177 427 380	2 574 337 261	1 775 339 635	123 510 061
apr.24	1 440 017 120	1 654 152 171	2 355 689 678	1 647 587 838	107 967 686
mai.24	1 418 466 560	1 165 250 482	2 490 520 544	1 480 281 445	9 980 558
jun.24	1 488 536 322	1 421 850 036	2 387 184 686	1 594 565 759	128 556 988
jul.24	1 419 678 533	2 061 928 306	2 650 549 028	1 344 296 276	170 489 527

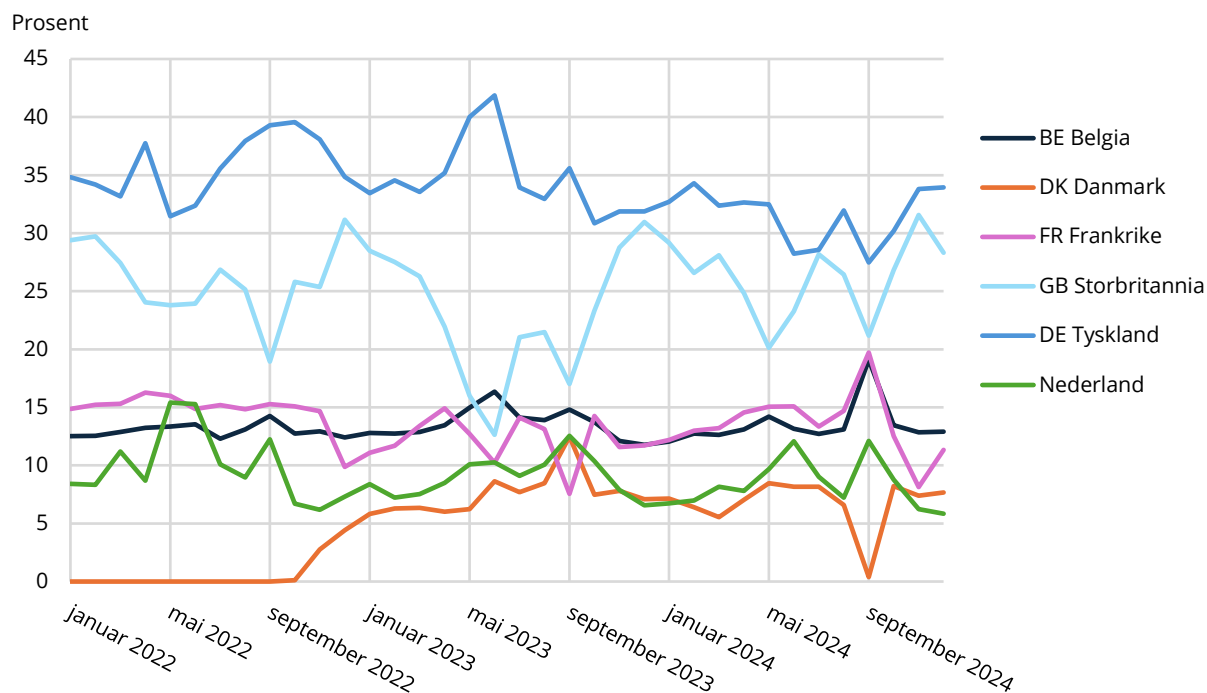
Kilde: Gassco månedlig rapport

For den andelen av naturgasseksporten som Gassco ikke har tall for, som gass fra feltene Alvheim og Martin Linge, innhentes data fra Søkeldirektoratet (SODIR). Denne gassen utgjør en liten andel, omtrent 2 prosent av totalt eksporterte Sm³.

Revisjoner i mengdetallene fra foreløpige til endelige tall er vanligvis små. Revisjonene i eksportverdi skyldes hovedsakelig justeringer fra foreløpige til endelige priser som er tema i kapittel 5.

Mesteparten av naturgassen eksporteres til Tyskland og Storbritannia, som vist i figur 4.1. Eksporten til Danmark startet opp igjen høsten 2022 gjennom Baltic Pipe.

Figur 4.1 Eksporterte Sm³. Landfordelte tall. 2022–2024



Kilde: 08799: Utenrikshandel med varer, etter varenummer (HS) og land 1988M01 - 2024M10. Statistikkbanken

4.1. Revisjoner av mengdetall

De små revisjonene som forekommer i rapporterte tall fra Gassco skyldes i noen tilfeller målefeil som blir korrigert. Det kan også oppstå manglende rapportering inn til Gassco, noe som fører til at de må estimere mengder. I slike tilfeller blir justeringer nødvendige i ettertid.

Mengdedata fra SODIR må alltid revideres ved produksjon av endelige tall, siden foreløpige tall kun er estimerer. Siden rapporten fra SODIR ferdigstilles etter utenrikshandel med varers publiserings-tidspunkt benyttes deres data fra foregående måned. Dermed estimeres februar-tall basert på januar-data, mars-tall basert på februar-data, og så videre. Fordi denne mengden utgjør en svært liten del av totaleksporten, har disse revisjonene liten betydning, og revisjonene for standardkubikkmeter samlet sett er normalt under 0,5 prosent. Revisjonene av mengde målt i tonn kan være noe større, anslagsvis 2–3 prosent.

4.2. Mengde i standardkubikkmeter - justert metode

Justert metode innebærer en endring i datainnsamlingen sammenlignet med tidligere metode. Denne endringen gjelder for både foreløpige og endelige tall. Eksportert mengde til Nederland inkluderes i data (ny rapport fra Gassco).

Hvorfor hente inn data for eksportert mengde til Nederland?

En betydelig andel av norsk naturgasseksport går til Nederland, og det er nødvendig å skille ut denne andelen for å beregne en spesifikk gasspris for Nederland.

Naturgassen eksporteres via Norpipe og Europipe 1 til Emden i Tyskland, hvor den forgrener seg i tre rørledninger. Én av disse, eid av Gasunie Transport Service (GTS), går direkte til Nederland uten mulighet for uttak til Tyskland. Gass som følger denne ruten, regnes derfor som direkte eksport til Nederland, ettersom GTS-røret inngår i det nederlandske gassdistribusjonssystemet. Dette regnes altså ikke som transitthandel. Dette skyldes at gassen er ment for nederlandsk konsum og distribueres i det nederlandske markedet. Transittgass er gass som passerer gjennom et land uten å være ment for forbruk der, altså gass som er på vei til et tredje land. Gassco rapporterer mengder levert til Nederland til SSB fra og med 2024.

(Se vedlegg C for en kortfattet oversikt over endringene).

4.3 Rapportert volum fra Gassco og rettighetshavere

SSB mottar rapporter for eksportvolum i Sm³ både fra Gassco og fra rettighetshaverne. I publiserte volumtall i statistikkbanken er det data fra Gassco vi benytter (bortsett fra den andelen Gassco ikke har data for, her benyttes data fra Equinor og SODIR). Dette gir oss data for hele eksportvolumet. Vi innhenter bare data for et utvalg av rettighetshaverne, og derfor egner ikke disse rapportene seg for publiseringsformål. Tidligere har Gassco og rettighetshaverne rapportert volumtall basert på ulike definisjoner.

Tabell 4.2 Tidligere og justert rapportering

Tidligere rapportering fra Gassco og rettighetshavere	Justeringer i rapporteringen for å få samsvar i rapporterte Sm ³
Ulikt volum i rapportene: SSB mottok målt volum i Sm ³ fra Gassco, mens rettighetshaverne rapporterte nominert volum i Sm ³ .	Likt volum fra begge rapportører: Gassco rapporterer nominert (i betydningen faktisk solgte volum), i stedet for målt volum, tilsvarende det rettighetshaverne rapporterer.
Rettighetshavere har rapportert både netto og brutto nominert volum: Noen rettighetshavere har justert rapporterte volum for transittmengder og har derfor levert netto nominert volum. Gassco opererer ikke med transitt.	Rettighetshaverne rapporterer brutto nominert volum: Rettighetshavere justerer rapporteringen fra netto til brutto nominert volum, avviket med ulike tall grunnet transitt faller dermed bort.
Ulik konverteringsfaktor (GCV) ved omregning av volum fra kWh til Sm³: Rettighetshaverne og Gassco bruker kWh som måleenhet for naturgass. Ved rapportering til SSB omregnes volumet til Sm ³ basert på en konverteringsfaktor GCV ¹¹ . Denne omregningen gjøres alltid før leveranse av data til SSB.	Samme konverteringsfaktor (GCV): Både Gassco og rettighetshaverne rapporterer volum i Sm ³ beregnet med samme omregningsfaktor (GCV= 40MJ/Sm ³ = 11,11)

Gassco swapper, altså bytter volum mellom mottaksterminaler for gass, slik at volum kan avvike ytterligere fra nominert. Når Gassco justerer rapporteringen til nominerte¹² volum, forsvinner også problemstillingen med swap for målte volum. Målte volum per land avviker mer fra hva som faktisk blir solgt i hvert land grunnet swap enn nominerte tall gjør. Justert metode innebærer å bruke nominerte volum fra Gassco og dermed får bedre kvalitet på publiserte tall.

Rapporter fra rettighetshaverne har tidligere vært basert på både netto og brutto nominert volum. Gassco opererer ikke med denne distinksjonen og har bare bruttonominasjoner. Dette er en problemstilling kun for rapportene SSB mottar fra rettighetshaverne. Rettighetshavere har informert om at brutto nominerte volum gir mer korrekte tall i statistikken enn netto nominerte. Dersom man bruker tall for netto nominerte volum, som inkluderer transitt – kan det bli med mellomhandel som hører hjemme i tjenestestatistikken.

Den siste årsaken til ulike volumtall fra Gassco og rettighetshaverne var ulik konverteringsfaktor (GCV) ved omregning av volumtall fra kWh til Sm³. Siden volumene rapportert fra Gassco tidligere var fysisk målt, varierte også GCV (energiinnhold per kubikk) fra måned til måned. Ved overgang til nominerte tall brukes en fast GCV av Gassco. Rettighetshaverne har alltid brukt en fast GCV, men det har variert hvilken GCV fra rettighetshaver til rettighetshaver. Dette avviket har imidlertid hatt mindre å si for forskjellene enn de andre årsakene.

Hva blir konsekvensene for publiserte tall?

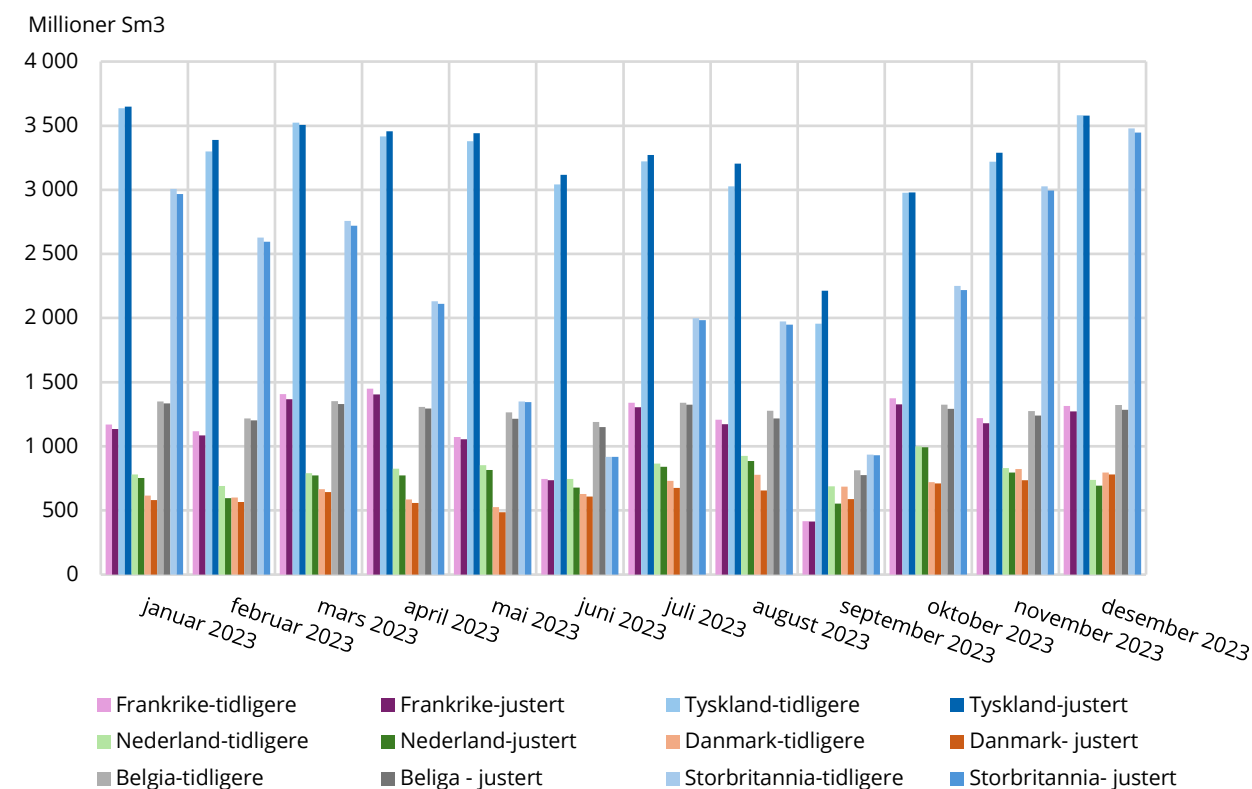
I figur 4.2 illustreres volum publisert i statistikkbanken med tidligere rapportering (målte volum) – og hvordan det ville blitt med justert rapportering (nominerte volum) for året 2023. Justeringene for månedstallene for de landfordelte volumene ligger stort sett mellom 10-100 millioner Sm³, med

¹¹ Gross Calorific Value, eller brennverdien, er et mål på energiinnhold per kubikkmeter. GCV tar hensyn til den totale energien som frigjøres, inkludert den energien som går med til å kondensere vannet som dannes under forbrenningen. GCV blir ofte målt i megajoule per kubikkmeter (MJ/m³) eller i BTU (British Thermal Units) per kubikkfot (BTU/ft³).

¹² Dette er et Gassco-begrep og er det som hver skiper faktisk har solgt på hvert punkt, men det er ikke nødvendigvis er det samme som Gassco fysisk har levert på hvert punkt. Det som Gassco gjør fysisk her vises ikke for skiperne, så de forholder seg ikke til Gassco sitt begrep «nominert» på samme måte. Det kan fort misforstås av skiperne som det volumet som kontraktuelt nomineres for levering dagen før, men som kan være annerledes enn det man faktisk endte med å selge dagen etter (Kilde: Jon Skartveit, Sval Energi).

noen større justeringer opp mot 250 millioner Sm³ for volum eksportert til Tyskland. Totalt eksportert volum endres også, men marginalt, dette på grunn av endret GCV.

Figur 4.2 Effekt på publiserte tall. Tidligere (målt) og justert (nominert) eksportvolum Sm³. 2023



Kilde: Statistikkbanken og Gassco

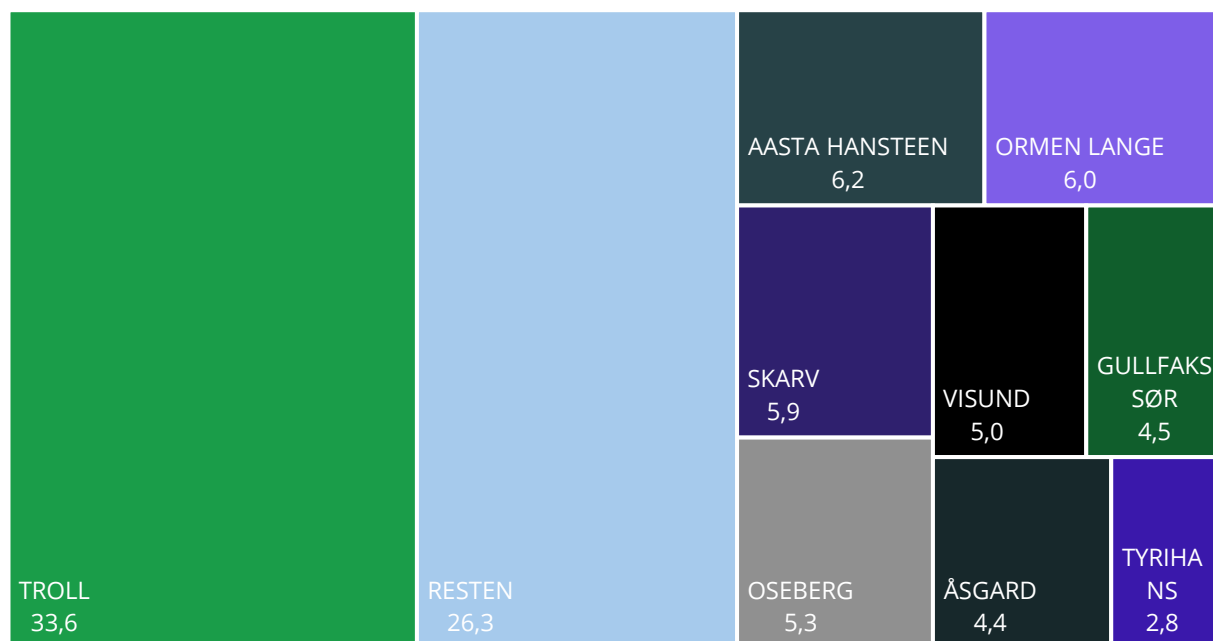
Både målt og nominert volum er i henhold til Eurostatmanualen. Begge volumene omfatter fysisk transport av naturgass og ekskluderer gass som omfattes av mellomhandel og finansielle kontrakter.

4.4 Mengde i tonn – justert metode

Siden Gassco kun har data for eksport i standardkubikkmeter, benytter SSB data fra Sokkel-direktoratet for å estimere¹³ eksporten målt i tonn. Ved å bruke data for tetthet (se delkapittel 2.6 for detaljer) kan eksportmengden i kilogram/tonn beregnes basert på rapporterte Sm³ fra Gassco.

Som vist i figur 4.3 sto Troll alene for en tredjedel av norsk gasseksport i 2023, mens Aasta Hansteen bidro med 6,2 prosent. Feltene Ormen Lange, Skarv, Oseberg og Visund hadde hver en andel på rundt 5–6 prosent. Totalt bidro de ti største feltene til tre fjerdedeler av produksjonen i 2023. Som beskrevet i tidligere i notatet varierer tettheten mellom feltene.

¹³ Alle gassfelt har ikke mengde i tonn i rapporten fra Sokkeldirektoratet. Ifølge Rune Hult i SODIR får de ikke rapportert dette for alle gassfelt fordi dette ikke er en «viktig» variabel for dem. SSB kan ikke bruke tonn fra SODIR-rapporten da det altså ikke er en komplett oversikt.

Figur 4.3 Produksjon av naturgass, Sm3. Prosentandeler. 2023

Kilde: SODIR nettofil

De største feltene, som produserer mesteparten av gassen, vektes derfor tyngst i beregningene i justert metode. I den tidligere metoden ble det beregnet en gjennomsnittlig tetthet per kvartal, der alle gassfelt ble vektet likt. I den justerte metoden beregnes derimot tettheten basert på månedlige data for å gi et mer presist estimat av nettovekten. I tillegg vektes tettheten etter størrelsen på feltene, da variasjoner i tetthet mellom feltene har stor betydning for estimatene.

Følgende justeringer gjøres altså med ny metode fra og med 2024:

- 1) Tetthet beregnes ved vektet gjennomsnitt, i stedet for uvektet
- 2) Tetthet beregnes per måned, ikke en gjennomsnittlig verdi per kvartal

Data for eksporterte kilogram naturgass revideres

Data fra Søkeldirektoratet mottas etterskuddsvis, og for de foreløpige tallene bruker vi januar-tallene til å estimere eksporten for februar. Tettheten og antall eksporterte kilogram naturgass blir derfor revidert ved publisering av de endelige tallene.

5. Endelige tall

Den viktigste årsaken til revisjoner fra foreløpige til endelige tall er endringer i prisene. Volumjusteringene er, som beskrevet i kapittel 4, normalt svært små. Den foreløpige prisen er estimert på grunnlag av day-aheadpriser. Den endelige prisen er basert på solgt gass fra rettighetshaverne, med et bredere prisgrunnlag som blant annet month- og quarter-aheadpriser og kontrakter knyttet mot oljepris. Endelige priser beregnes indirekte (implisitt) ved hjelp av eksportverdi og eksportert volum til det enkelte land.

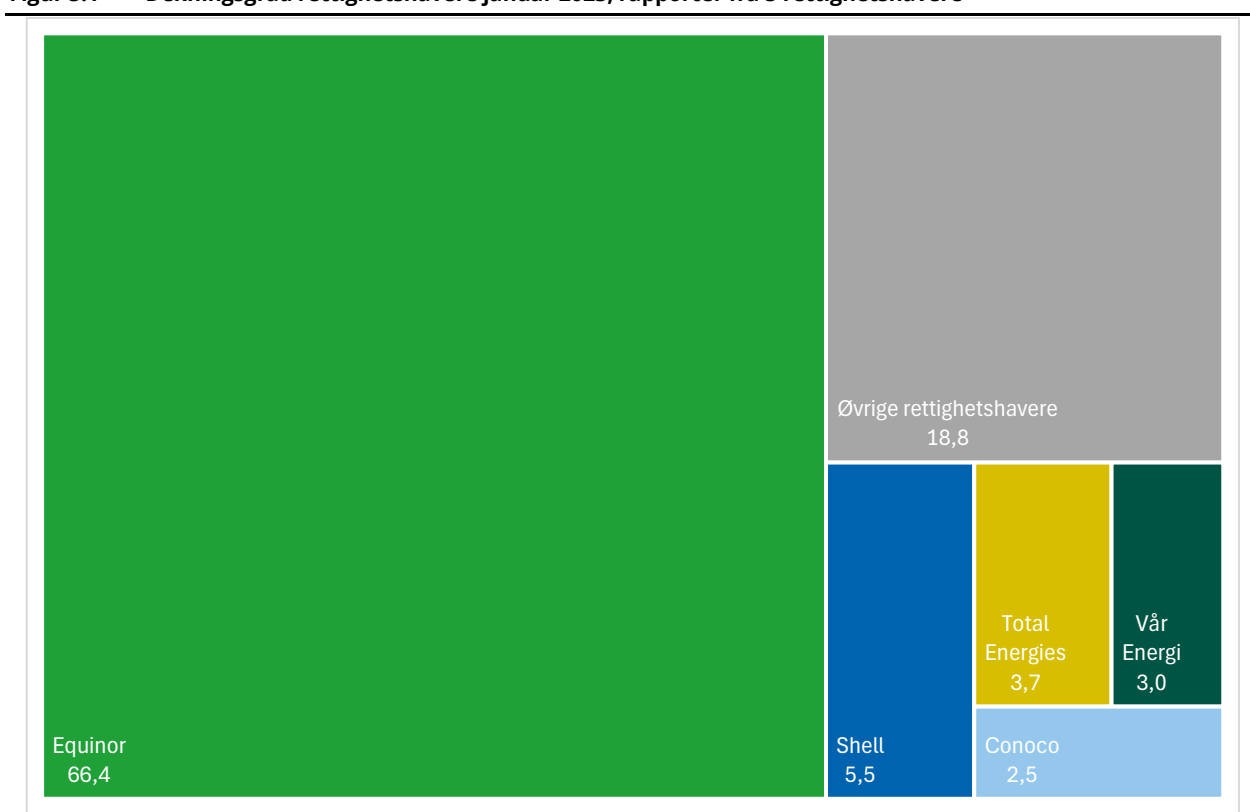
(Se vedlegg D for en kortfattet oversikt over justeringer i datagrunnlag for gasspris).

5.1. Dekningsgrad, tidligere metode

Ved beregninger av endelige tall samlet utenrikshandel med varer tidligere inn data for solgt gass fra de fem største rettighetshaverne¹⁴ av naturgass på norsk sokkel. Til og med 2023 mottok SSB rapporter fra fem store gasseksportører; Equinor, Total Energies, Vår Energi, Shell og ConocoPhillips.

Disse fem rettighetshavernes eksport sto for 81,2 prosent av totalt eksportert mengde naturgass i gassform i januar 2023, som vist i figur 5.1. De øvrige rettighetshaverne sto for resten av eksporten, 18,8 prosent. Dekningsgraden er på omtrent samme nivå i årets ulike måneder. Dekningsgraden er derfor representativ for en vanlig måned.

Figur 5.1 Dekningsgrad rettighetshavere januar 2023, rapporter fra 5 rettighetshavere



¹⁴ Fysisk eller juridisk person, eller flere slike personer, som etter petroleumsloven eller tidligere lovgivning innehar en tillatelse til undersøkelse, utvinning, transport eller utnyttelse. Er en tillatelse gitt til flere slike personer sammen, kan uttrykket rettighetshaver omfatte både rettighetshaverne samlet og den enkelte deltager ([Ordliste - Sokkeldirektoratet \(sodir.no\)](https://ordliste.sokkeldirektoratet.no/))

5.2. Dekningsgrad, justert metode

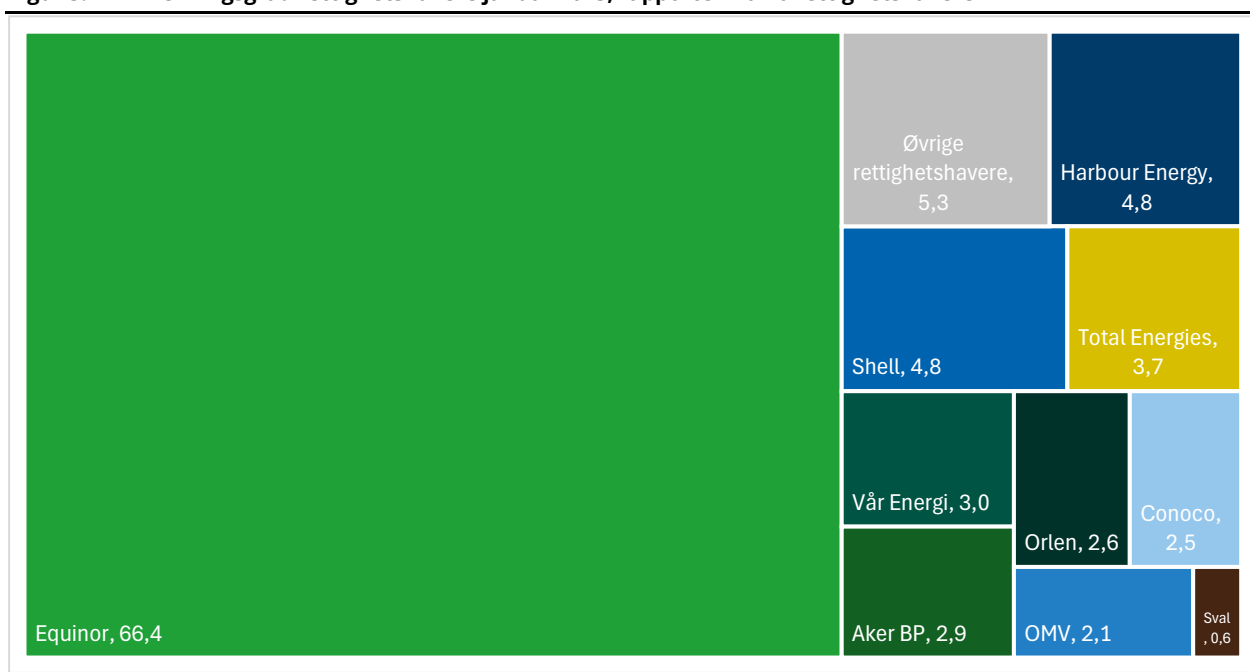
En av forbedringene ved justert metode er at det blir hentet inn data fra flere rettighetshavere. Dermed øker dekningsgraden sammenlignet med tidligere metode.

I arbeidet med dette notatet er det identifisert ytterligere fem rettighetshavere som det skal innhentes opplysninger fra; Harbour Energy, Aker BP, Orlen Upstream Norway, OMV og Sval Energi.

Videre har enkelte andre rettighetshavere gitt informasjon om at gassen blir «solgt og levert i røret» slik at de ikke har opplysninger om landingspunkt for naturgassen. Det er altså ikke mulig, dersom man skulle ønske det, å hente rapport med landfordelte data for absolutt alle eksporterte Sm³.

Et økt utvalg på ti i stedet for fem rapporterende rettighetshavere gir en klart høyere dekningsgrad av eksportert volum, og forbedret beregningsgrunnlag for endelig gasspris. Vi får faktiske priser for en større andel av gasseksporten. Andelen som estimeres via det vi kaller «øvrige pris», den ukjente andelen av salgsinntektene, går derfor ned. For januar 2023 ville dekningsgraden vært på 94,7 prosent – mot 81,8 med data fra bare fem rettighetshavere.

Figur 5.2 Dekningsgrad rettighetshavere januar 2023, rapporter fra 10 rettighetshavere



Kilde: Gassco og rettighetshavere

5.3. Beregning av gasspris- justert metode

Utenrikshandel med varer mottok tidligere rapporter med informasjon om fem gasselskapers salgsinntekter og eksporterte volum til ulike land, og avledet gassprisen fra disse dataene. Rapportene SSB har hentet inn fra rettighetshaverne har alltid inneholdt landfordelte tall, men i tidligere metode benyttet vi ikke denne informasjonen direkte. Vi beregnet en gjennomsnittlig pris som ble benyttet for alle land.

Boks 5.1 Beregning av endelig gasspris for hvert land - justert metode

Den endelige prisen som benyttes i beregningene for publiserte tall for hvert enkelt land i justert metode, er resultatet av en vektning av rettighetshavernes pris og øvrige pris basert på deres respektive andeler av det totale eksportvolumet til hvert land(ingspunkt). Rettighetshaver med høyest andel av Sm3 blir fortsatt vektet tyngst i beregningen.

Pris rettighetshavere: Prisen beregnes som et vektet gjennomsnitt av eksportverdi land dividert på eksportvolum, til hvert enkelt land

Pris øvrige: Som estimat for prisen for den ukjente andelen – «øvrige pris», benytter vi en vektet pris fra sju rettighetshavere (se delkapittel 6.6 for detaljer).

Transportkostnaden for gassen er ikke lenger inkludert i rettighetshavernes rapporter, og trekkes derfor ikke fra slik som i tidligere metode (for mer informasjon se delkapittel 6.7)

Formel for endelig gasspris – justert metode

$$\rho_{e,l} = v_{r,l} \frac{Verdi_{r,l}}{Sm3_{r,l}} + (1 - v_{r,l}) \frac{Verdi_{\emptyset,l}}{Sm3_{\emptyset,l}}, \quad 0 \leq v_{r,l} \leq 1$$

$\rho_{e,l}$ – Endelig vektet gasspris for land l

$Verdi_{r,l}$ – Eksportverdi fra rettighetshavere til land l

$Verdi_{\emptyset,l}$ – Eksportverdi fra øvrige til land l

$Sm3_{r,l}$ – Antall eksporterte standard kubikkmeter (Sm3) fra rettighetshaverne til land l

$Sm3_{\emptyset,l}$ – Antall eksporterte standard kubikkmeter (Sm3) fra øvrige til land l

$v_{r,l}$ – Prosentandel av total Sm3 fra rettighetshaverne til land l

$1 - v_{r,l}$ – Prosentandel av total Sm3 fra øvrige til land l

I tabellen under vises beregningene ved bruk av formelen over for landspesifikke priser for mars 2023.

Beregning av endelig gasspris for mars 2023. Justert metode

Måned	Bestemmel- sesland/lan- dingspunkt	Ggassco- OD_Sm3 (i 1000 Sm3)	Rettighetshavere_ Sm3 (i 1000 Sm3)	Rettighetshavere_ verdi (i 1000 NOK)	Rettighetshavere_ _NOK/Sm3	Øvrige_Sm3 (i 1000 Sm3)	Øvrige_verdi(i 1000 NOK)	Øvrige_N OK/Sm3	Prosentandel _rettighetsha- vere	Prosentandel _øvrige	Endelig_pris (vektet)
202303	Belgia	1 330 087	1 322 174	7 330 892	5,54	7 913	45 025	5,69	0,99	0,01	5,54
202303	Tyskland	3 506 476	3 425 566	21 858 626	6,38	80 910	587 407	7,26	0,98	0,02	6,4
202303	Danmark	642 947	577 173	3 327 638	5,77	65 774	381 489	5,8	0,9	0,1	5,77
202303	Frankrike	1 367 598	1 266 199	7 005 419	5,53	101 399	542 485	5,35	0,93	0,07	5,52
202303	Storbritannia	2 931 866	2 510 399	16 296 177	6,49	421 467	2 381 289	5,65	0,86	0,14	6,37
202303	Nederland	772 920	764 194	4 362 302	5,71	8 726	52 880	6,06	0,99	0,01	5,71

Kilde: Gassco, SODIR og rettighetshavere

Regneeksempel for gassprisen til Belgia i mars 2023:

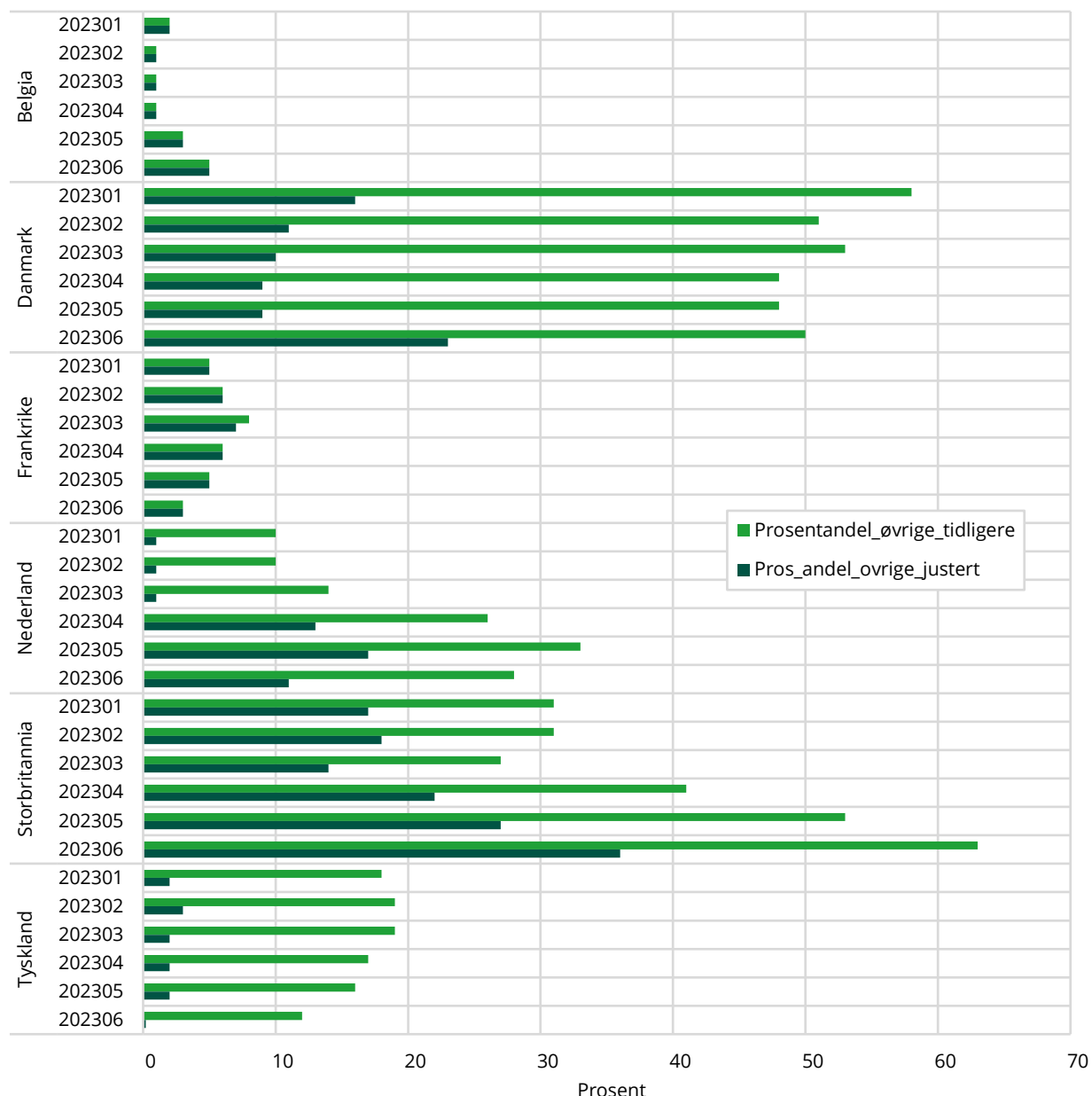
$$\rho_{e,be} = \frac{1\,322\,174}{1\,330\,087} \times \frac{7\,330\,892}{1\,322\,174} + \frac{7\,913}{1\,330\,087} \times \frac{45\,025}{7\,913} = 0,99 \times 5,54 + 0,01 \times 5,69 = 5,54$$

I justert metode foretas flere justeringer. Justert metode innebærer bruk av landspesifikke priser fra rettighetshaverne i stedet for en og samme gjennomsnittspris for alle land. Dessuten økes utvalget fra fem til totalt ti rettighetshavere. Videre justeres også beregningen av «øvrige pris», den ukjente andelen.

Endelige tall fra flere rettighetshavere reduserer andelen som estimeres med «øvrige pris»

Øvrige pris er den delen av eksportvolumet vi ikke har informasjon om/data fra rettighetshavere for. Vi får dårligere kvalitet/mer usikkerhet i forhold til endelig gasspris når en stor andel må beregnes ved hjelp av øvrige pris. Dette problemet blir betraktelig redusert med 10 rettighetshavere.

Figur 5.3 Andel av Sm3 estimert med «øvrige pris» i 1. og 2. kvartal 2023. Tidligere og justert metode



Kilde: Gassco og rettighetshavere (data fra 10 rettighetshavere)

Av figur 5.3 ser man at for eksempel andelen estimert med «øvrige»-pris for eksportvolum til Danmark var mellom 50 og 60 prosent i første og andre kvartal 2023, for tidligere metode. Andelen estimert med «øvrige»-pris for eksportvolum til Danmark synker til mellom 10 og 20 prosent når vi

bruker data fra ti rettighetshavere. Hvor stor andel som dekkes av «øvrige pris» vil ellers også kunne variere noe fra år til år, og land til land.

5.4. Hva er et godt estimat på øvrige pris?

I tidligere metode ble prisen for øvrige estimert med en day-aheadpris. Ved å innhente informasjon om ulike rettighetshaveres gasskontrakter har det vist seg at dette ikke nødvendigvis er et godt estimat for denne prisen. Små selskaper har dels større innslag av blant annet month- og quarter-aheadpriser. Noen har også oljeindekserte kontrakter.

I arbeidet med notatet har det blitt testet ut følgende alternativ for ulike estimat på «øvrige-pris»:

- 1) Alle rettighetshavere utenom største rettighetshaver (større variasjon i kontrakter)
- 2) Alle utenom tre rettighetshavere (utelater også rettighetshavere med ekstremverdier)

Det har stor betydning hvilket grunnlag man bruker for beregning av øvrige pris, spesielt i perioder med store forskjeller mellom day-ahead og andre typer gasspriser. Vi velger å basere estimatet av øvrige pris på alternativ 2, det vil si å benytte priser fra syv av ti rettighetshavere i justert metode. Konklusjonen baserer seg på vanlig tankegang innen produksjon av statistikk – å utelate ekstremverdiene som to av rettighetshaverne kan ha grunnet spesielle kontrakter. Videre utelates en rettighetshaver med overvekt av day-ahead pris, for å unngå at denne prisen bli vektet for høyt i estimatet.

5.5. Tidligere og justert metode – hvordan påvirkes revisjonene?

Vi klarer altså ikke å eliminere store revisjoner, og får heller ikke alltid mindre revisjoner med justert metode. Som nevnt innledningsvis i dette kapitlet, skyldes revisjonene at den foreløpige prisen er basert på day ahead-priser, mens de endelige rapportene fra rettighetshaverne bygger på et bredere prisgrunnlag. Revisjonenes påvirkning på nasjonalregnskapets tall kan imidlertid reduseres ved hyppigere revisjoner hos seksjon for utenrikshandel. Dette vil bidra til at KNR og andre statistikker hos nasjonalregnskapet får tilgang til endelige tall tidligere enn det som har vært praksis de siste årene. Dette temaet kommer vi tilbake til i kapittel 7.

I dette delkapitlet belyses revisjonene slik det ville blitt i utvalgte perioder i 2023 og 2024 med både tidligere og justert metode. I denne analysen er det bare sett på revisjoner i pris. Det er sett bort fra eventuelle revisjoner i Sm3, som uansett er svært små. Det er bare effekten av endringen fra gjennomsnittlig til landspesifikke gasspriser som blir analysert

Landenes andel av Sm3 og prisjusteringer påvirker revisjonenes størrelse

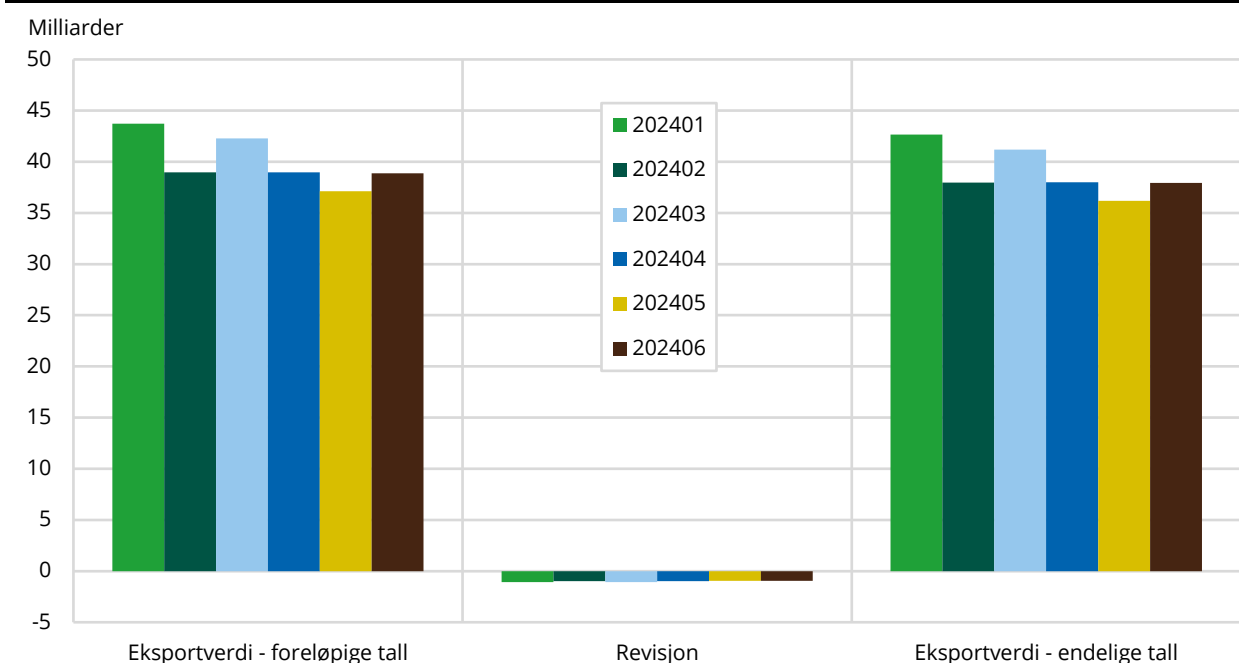
Revisjonenes størrelse påvirkes av eksportvolumets fordeling til ulike land. Eksporten er størst til Tyskland og Storbritannia, over halvparten av eksporterte antall Sm3 havner i disse to landene. Prisjusteringer for disse to landene har derfor større innvirkning på prosentvis revisjoner enn justeringer for mindre mottakerland. Dersom gassprisen til Tyskland endres med 15 øre per Sm3 gir dette betydelig større utslag i revidert eksportverdi enn om prisen til Danmark endres tilsvarende. Danmark mottar en mindre andel av total gasseksport. Derfor er det, ikke et entydig svar på om den justerte metoden gir større eller mindre revisjoner sammenlignet med tidligere metode.

I dette delkapitlet belyses revisjonene slik det ville blitt i 2024 med både tidligere og justert metode. I denne analysen er det bare sett på revisjoner i pris. Det er sett bort fra eventuelle revisjoner i Sm3, som uansett er svært små. Det er bare effekten av endringen fra gjennomsnittlig til landspesifikke gasspriser som blir analysert.

Revisjoner i 1. og 2. kvartal 2024 – tidligere og justert metode

I 1. kvartal ville revisjoner med den tidligere metoden medført en nedjustering av eksportverdien med 3,1 milliarder kr (2,5 prosent), grunnet små prisrevisjoner på 0,1 prosent. For 2. kvartal ville revisjonene utgjort 2,9 milliarder kr (2,5 prosent) med en prisrevisjon på 0,05 prosent. Figur 5.4 illustrerer eksportverdien per måned og revisjonene.

Figur 5.4 Eksportverdi – Q1 og Q2 i 2024. Tidligere metode

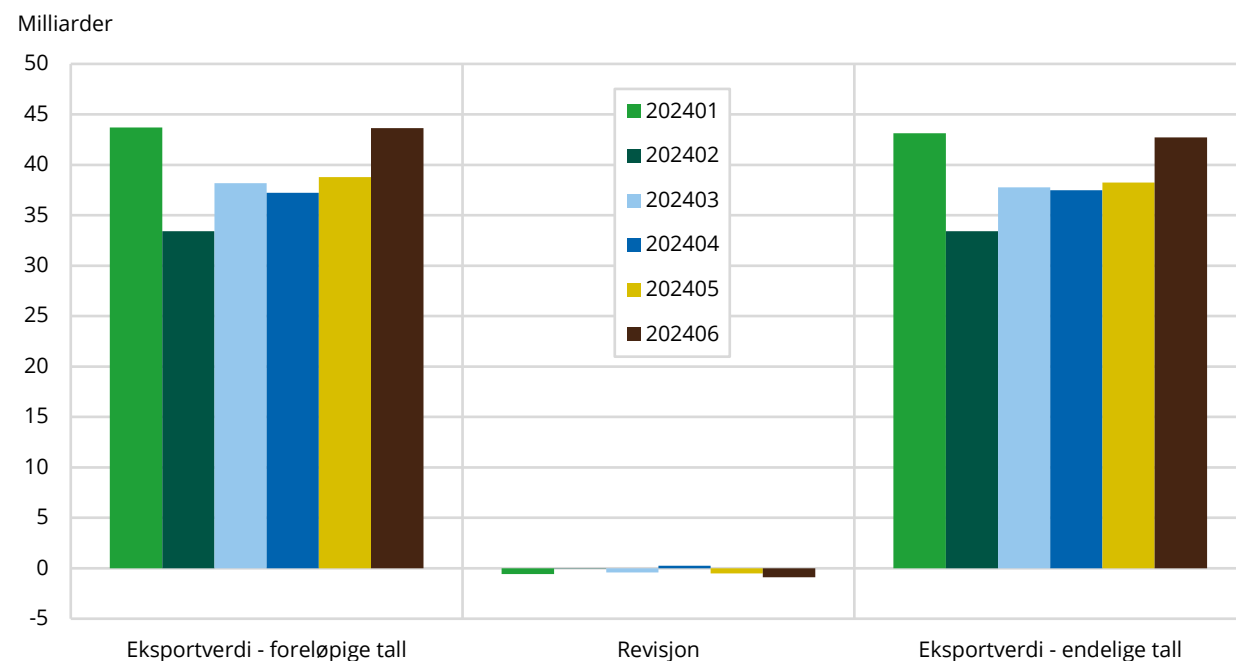


Kilde: Beregninger basert på data fra Gassco og rettighetshavere

Små revisjoner fra foreløpige til endelige gasspriser i 2024 skyldtes et stabilt europeisk gassmarked med lavere prispress enn tidligere. Rekordhøye gasslagre høsten 2023, med over 90 prosent fyllingsgrad i oktober, bidro til trygghet for vinteren og dempet prisene. Økt LNG-importkapasitet og energisamarbeid styrket Europas forsyningssikkerhet og stabiliserte prisutviklingen.

Tallene for 1. og 2. kvartal 2024 med justert metode viste derfor også små revisjoner, for det meste mellom -0,1 og 0,1 prosent, men enkelte landpriser ble revidert opp mot 0,5 prosent i forhold til foreløpige priser. Med justert metode ville de kvartalsvise revisjonene til nasjonalregnskapet medført en nedjustering av eksportverdien med 1 milliard kroner (0,9 prosent) i 1. kvartal og 1,2 milliarder kroner (1,0 prosent) i 2. kvartal. Figur 5.5 illustrerer eksportverdien per måned og revisjonene.

(Se vedlegg E for detaljer om prisrevisjonene i 2024)

Figur 5.5 Eksportverdi – Q1 og Q2 i 2024. Justert metode

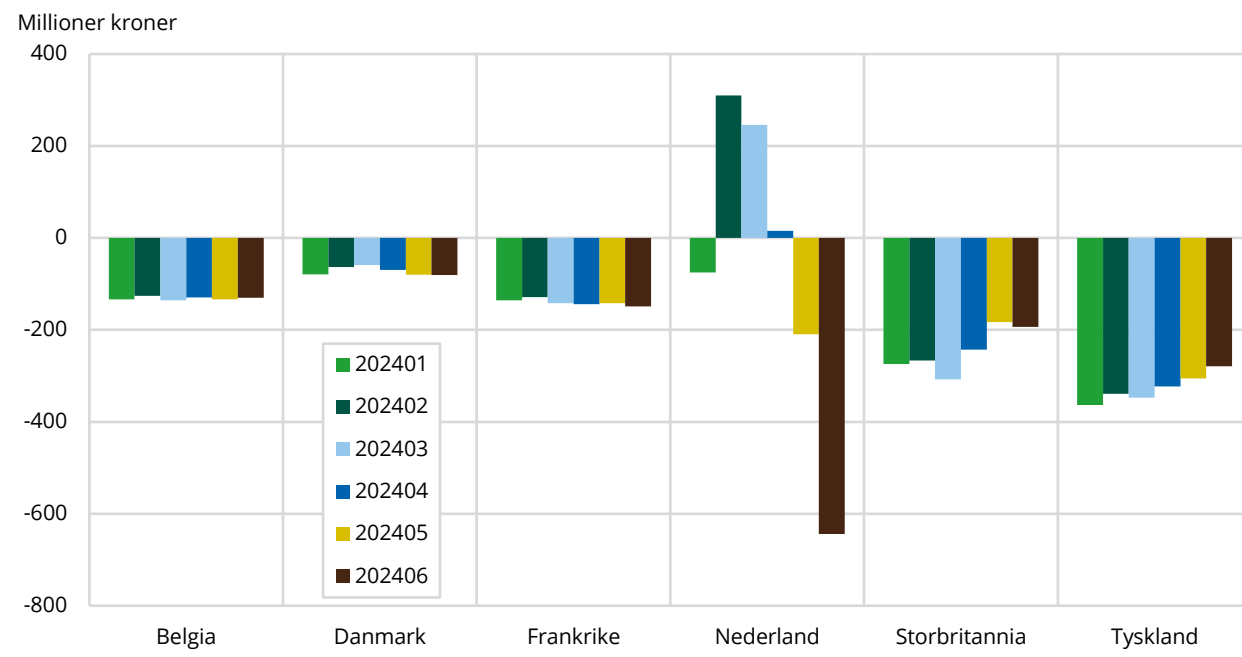
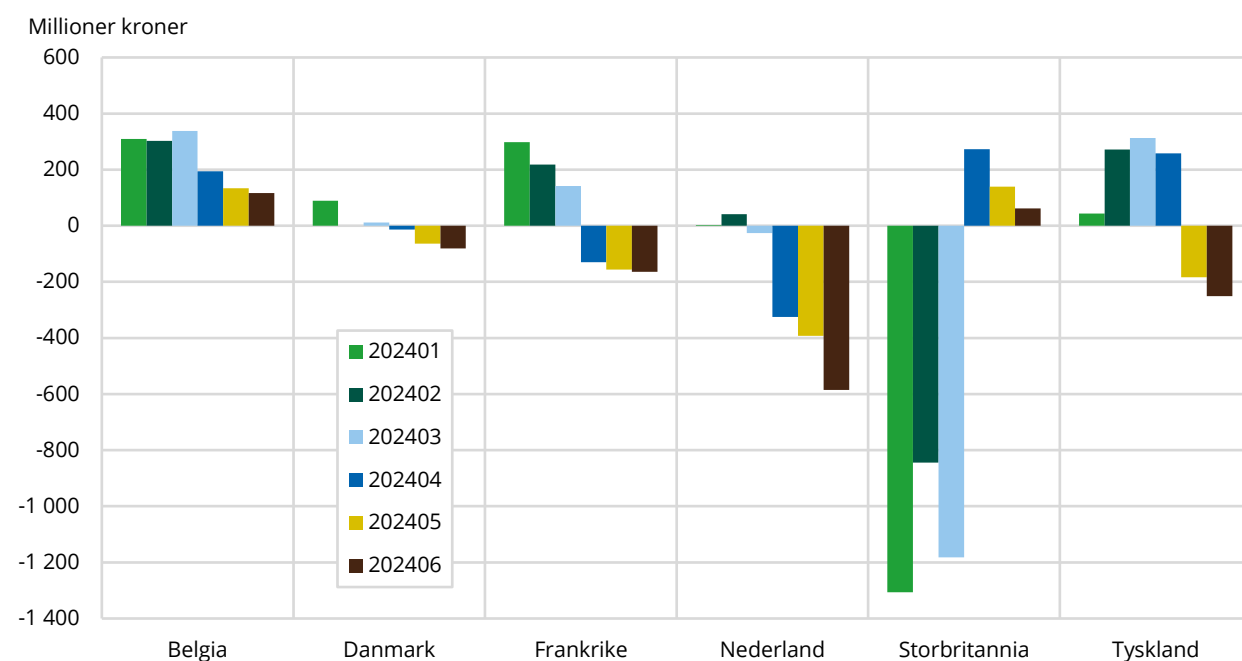
Kilde: Beregninger basert på data fra Gassco og rettighetshavere

Revisjonene ble altså lavere med justert metode enn tidligere metode de to første kvartalene i 2024. En tilsvarende analyse for 2023 ga motsatt resultat. Dette skyldtes store revisjoner i gassprisen til de to landene det eksporteres mest gass til, Storbritannia og Tyskland.

Revisjoner i 1. og 2. kvartal 2024, landspesifikke tall – tidligere og justert metode

En mer detaljert analyse av revisjonene gir interessant informasjon. Revisjonene i eksportverdien til de respektive landene varierer. Det er ulik endring i ulike landspesifikke priser, og det er ulikt eksportvolum til de ulike landene. Derfor blir det ulikt utslag.

I figur 5.6 og 5.7 ser man også effekten på revisjonene av å bruke gjennomsnittlig pris og landspesifikke priser.

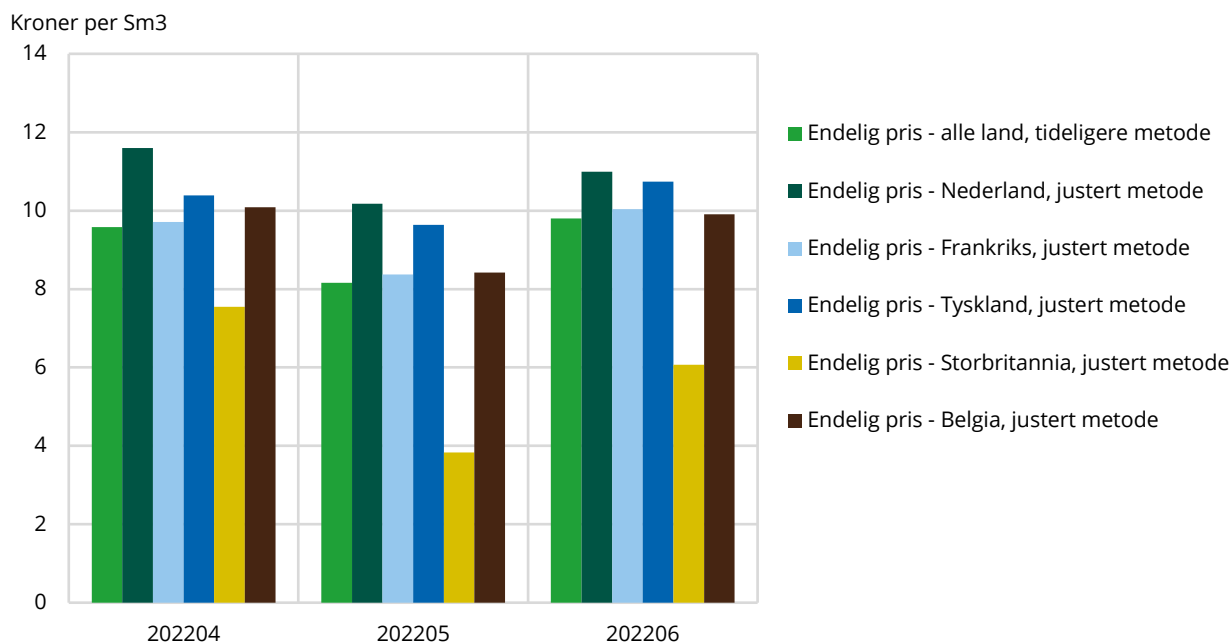
Figur 5.6 Revisjoner landspesifikk eksportverdi – Q1 og Q2 i 2024. Millioner kroner. Tidligere metode**Figur 5.7 Revisjoner landspesifikk eksportverdi – Q1 og Q2 i 2024. Justert metode**

Vi klarer altså ikke å eliminere store revisjoner, og får heller ikke alltid mindre revisjoner med justert metode. Som nevnt innledningsvis i dette kapitlet, skyldes revisjonene at den foreløpige prisen er basert på day ahead-priser, mens de endelige rapportene fra rettighetshaverne bygger på et bredere prisgrunnlag. Revisjonenes påvirkning på nasjonalregnskapets tall kan imidlertid reduseres ved hyppigere revisjoner hos seksjon for utenrikshandel. Dette vil bidra til at KNR og andre statistikker hos nasjonalregnskapet får tilgang til endelige tall tidligere enn det som har vært praksis de siste årene. Dette temaet kommer vi tilbake til i kapittel 9.

5.6. Hvor gode er de landspesifikke prisene?

Det var en svakhet i tidligere metode at man ikke benyttet landspesifikke priser ved beregning av endelig gasspris. Særlig i år der prisene til ulike land varierte mye, som 2022, ga det store utslag i gassprisen til de enkelte land dersom man brukte gjennomsnittlig og ikke landspesifikk pris. Justert metode er en forbedring i kraft av å ha landspesifikke priser, og mer valide tall.

Figur 5.8 Endelige gasspriser, tidligere og justert metode. 2. kvartal 2022



I justert metode har vi økt utvalget og fått bedre estimat på endelige priser. Vi har foretatt en grundig gjennomgang av rapportene fra rettighetshaverne og justert for noen svakheter i tallene som innhold av finansielle volum og mellomhandel.

For foreløpige tall, som vi kommer tilbake til i kapittel 6, er det day ahead-pris som benyttes. Dette er en svakhet fordi vi vet at gasselskapene også har kontrakter med andre typer priser. De endelige tallene har bedre kvalitet fordi de inkluderer bredere prisgrunnlag, som month-ahead, quarter-ahead og oljeprisindekserte kontrakter.

Spørsmålet er hvor gode disse landspesifikke prisene er? Hvor godt måler vi den reelle eksportverdien til hvert enkelt land? Som beskrevet i boks 3.1 i kapittel 3 er det rimelig godt samsvar mellom hvor gassen er nominert /treffer første landingspunkt og hvor den prissettes.

Vi har definert landingspunktene for Gasscos rørledninger som bestemmelsesland, men vi vet jo at gassen kan sendes videre til andre land gjennom rørledningsnett på kontinentet. Vi har imidlertid fått informasjon om at gassen i hovedsak får pris tilhørende første landingspunkt. Et konkret eksempel på avvik er gass som leveres på oljeindekserte kontrakter til Spania. I SSBs tall blir dette nå inkludert i det som leveres til Frankrike, slik at fransk gasspris for denne rettighetshaver ikke blir en ren hubpris på PEG i Frankrike. Ellers er det også slik at ikke alle rettighetshavere har informasjon om hvor gassen ender opp etter første landingspunkt, derfor er det begrensninger i hvilken informasjon som er tilgjengelig her om eventuelle andre priser.

En rettighetshaver har gitt oss informasjon om at de ikke alltid kan rapportere eksakt verdi per landingspunkt. De vil derfor rapportere en splitt av kontraktsinntekt basert på volum som er levert

hvert landingspunkt, noe som vil gi et avvik fra den eksakte verdien per landingspunkt. Dette er en svakhet i beregning av landspesifikk gasspris.

Boks 5.2 Aker BP om avvik mellom energimengde og salgsinntekt

Nedenfor er et forenklet eksempel for å illustrere hvorfor energimengde og salgsinntekt ikke trenger å bli likt på landingspunkt.

Dette gjelder avtaler vi har der det blir levert på flere leveringspunkt under samme avtale. Vi vil her bokføre inntekt på 201 950. Det er forholdsvis enkelt å splitte volumene på leveransepunkt, men ikke så enkelt å splitte gasssalgsinntektene, entry kostnader og balanseringskostnader.

Vi ville da rapportert til SSB den volumveide inntekten, for eksempel for Tyskland: 201 950 EUR * 3 000 MWh / 5 000 MWh = 121 170 EUR, en differanse på 1 780 EUR i dette eksempelet hvor det var hele 2 EUR/MWh differanse i pris mellom de to leveransepunktene»

Leveransepunkt	Volum (MWh)	Pris (EUR/MWh)	Gassalg (EUR)	Entry kostnad (EUR/MWh)	Entry Kostnad (EUR)	Balanseringsko stnad (EUR)	Inntekt (EUR)	Rapportert til SSB (EUR)	Differanse (EUR)
Tyskland	3 000	42.00	126 000	1.00	3 000	50	122 950	121 170	1 780
Nederland	2 000	40.00	80 000	0.50	1 000		79 000	80 780	-1 780
Sum	5 000		206 000		4 000	50	201 950	201 950	0

Endelig eksportverdi

Endelig eksportverdi beregnes ved å multiplisere nominert volum fra Gassco med de landspesifikke prisene vi har beregnet. Det er en forbedring fra tidligere metode der vi benyttet målte volum, som ikke ga eksakte data for hvor gassen ble solgt på grunn av swap. En svakhet i eksportverdien til Storbritannia er at volumet inneholder rikgass i tillegg til tørrgass, eksportverdien blir dermed noe overvurdert.

5.7. Transportkostnader i statistikkene utenrikshandel med varer og nasjonalregnskap

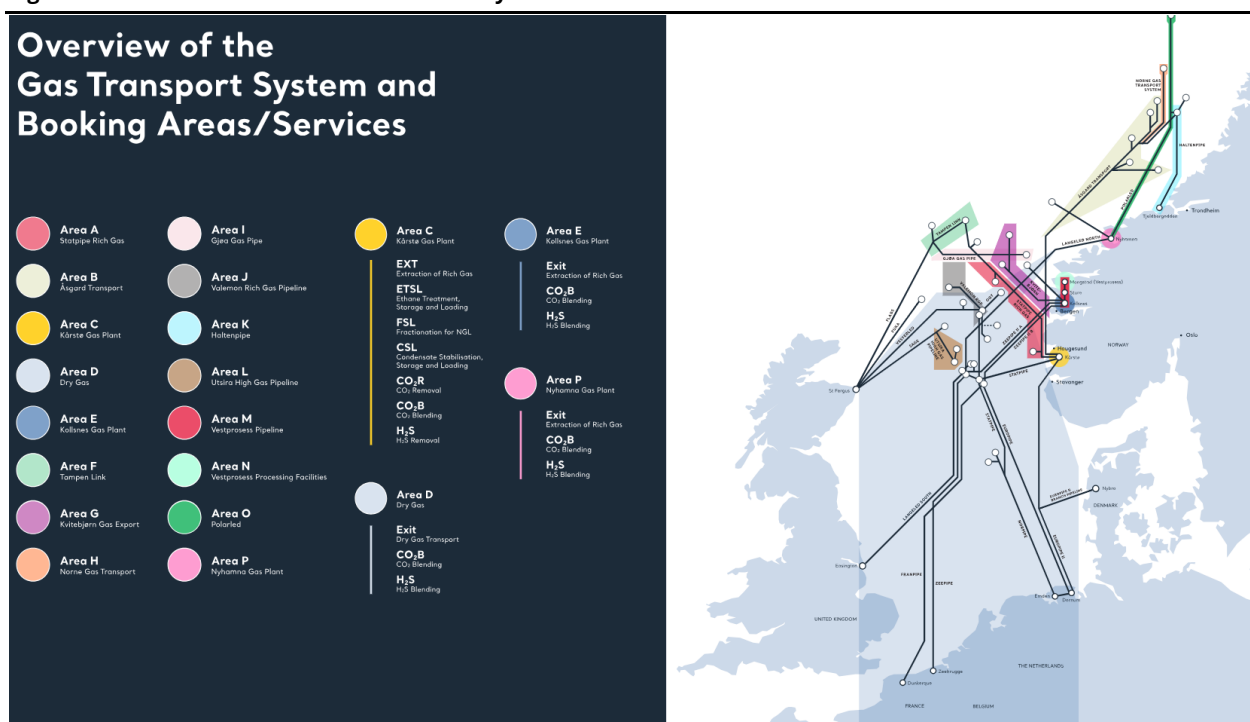
SSB legger internasjonale retningslinjer til grunn for utarbeidingen av statistikk over utenrikshandel med varer. Statistisk verdi for eksport er etter FN-manualen definert som verdien ved passering av norsk grense, såkalt Free on board (FOB)-verdi.¹⁵ Dette innebærer at eksportverdien for naturgass ikke skal inneholde transportkostnader fra norsk grense og til bestemmelseslandet, da eksportverdien beregnes ved grensen til utlandet.

Det er et ganske omfattende nettverk av gassrørledninger på begge sider av norsk kontinentalsokkelgrense, og det er betydelige kostnader knyttet til denne transporten. Gassen fra Nornefeltet i Norskehavet utenfor Helgeland bruker faktisk hele fem dager på sin ferd gjennom rørledningene på vei til mottaksterminalen i Tyskland.

Det er transportkostnader knyttet til rørtransporten på begge sider av sokkelgrensen. Gassco har informert om at kostnadene tilknyttet rørtransporttjenester på begge sider av sokkelgrensen dekkes av rettighetshaverne. Rørnettet for transport av naturgass er delt i 16 soner, A til P, som vist i figur 5.9 under. Transporten gjennom de ulike sonene har [fastlagte tariffer med lovhjemmel i Forskriften om fastsettelse av tariffer mv. for bestemte innretninger](#) fastsatt av Energidepartementet.

¹⁵ FOB /Incoterms er egentlig en pris for varer som fraktes med skip, for naturgass er det mer naturlig å snakke om Entrycost og Exitcost

Figur 5.9 Soner/områder i Gassco sitt rørsystem



Kilde: [Tariffer og områder - Gassco](#)

Hvordan behandlet utenrikshandel og nasjonalregnskapet denne kostnaden tidligere?

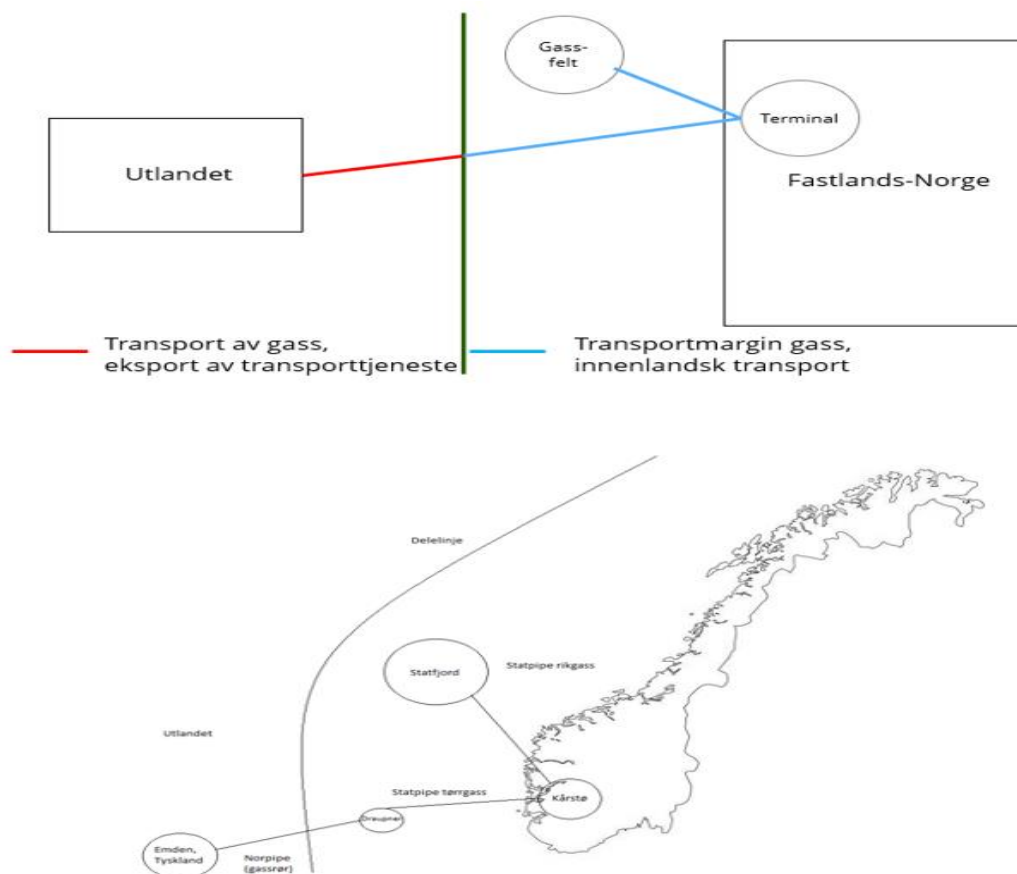
Tidligere inkluderte Equinor transportkostnadene for naturgassen i sine rapporteringer av salgsinntekt. SSB beregnet transportkostnader basert på tariffene fra Gassco. For å oppnå FOB-verdi, eksportverdi uten transportkostnader, ble transporttariffene i område D-exit, F og I trukket ut av eksportverdien:

- D-exit = gjelder på begge sider av kontinentalsokkel
- F = Tampen Link (knytter Statfjord til britiske Flags)
- I = Gjøa gas pipe (knytter Gjøa til britiske Flags)
- L = Utsira High gas pipeline (UHGP) – (knytter sammen Edvard Grieg og Ivar Aasen feltene med SAGE)

Nasjonalregnskapet skal måle både produksjonsverdien ved produksjonssted og utenrikshandel med varers eksportverdi. Forskjellen mellom verdien ved produksjonsstedet og verdien på grensen mot utlandet, er transportkostnadene innenlands.

Transportmargin gass, altså transportkostnad innenlands, har blitt basert på tariffsonene A, B, D-entry, G, H, Haltnepipe (sone K), Valemon (sone J). Gassled-tallene fra Gassco baserte beregninger i KNR summeres her med tall fra [oljestatistikken](#). Dette er gasstransport i rør som foregår innenfor norsk sokkelgrense. Rørtransporten utenfor norsk sokkelgrense regnes som tjenestehandel¹⁶ og ikke varehandel.

¹⁶ Om transporttjenesten eksporteres eller importeres styres av om transaksjonen skjer mellom et norsk og utenlandsk selskap, og i utgangspunktet ikke hvor tjenesten blir utført. Det kan bli behov for såkalt «re-ruting» av transporttjenesten for å ivareta NR-prinsipper når det er varer til og fra Norge (cif-fob), men i tjenestestatistikken er det transaksjonsprinsippet som er gjeldende.

Figur 5.10 Forskjellen på transportmargin og eksport av transporttjeneste (rørtransport)

Kilde: Tjønneland (2018)

Hvordan skal transportkostnad behandles i tallene for justert metode?

Siden Equinor ikke lenger har disse kostnadene inkludert i eksportverdiene, vil derfor ikke slike kostnader bli trukket fra. Andre rettighetshavere har bekreftet at de ikke har slike kostnader inkludert i sine rapporteringer til SSB.

Definisjonen av statistisk verdi for naturgass som føres til utlandet gjennom rørledning vil derfor ikke lenger være som i tidligere definisjon, verdien ved passering ut fra norsk kontinentalsokkel. Nå vil den statistiske verdien være verdien ved inngang rørledning. Dette vil i praksis være prosessanleggene på Kårstø, Kollsnes og Nyhamna, og i noen tilfeller fra gassfelt som Ekofisk.

5.8 Eksportverdi i nasjonalregnskapet og utenrikshandel med varer

I nasjonalregnskapet bruker man begrepet kjøpverdi, altså det Europa betaler for norsk naturgass – om eksportverdien av norsk naturgass. Denne prisen inneholder transportkostnader.

Kjøpverdien¹⁷ av gassen vil inkludere kostnadene av gassen, og kostnadene tilknyttet transport av gassen. Kjøpverdien hentes fra utenrikshandel med varers verditall for eksportert naturgass i gassform.

¹⁷ I nasjonalregnskapet er dette prisen kjøperen, altså det Europa betaler for norsk naturgass – eksportverdien av norsk naturgass. Denne prisen inneholder alle transport- og øvrige marginer, skatter og avgifter

All naturgass, utenom LNG, blir behandlet som ett produkt i produktkryssløpet i nasjonalregnskapet. I arbeid med realregnskapet, når all tilgang og anvendelse balanseres, opererer vi med naturgass i gassform og LNG som egne produkt innad i kryssløpet.

Verdien på naturgass i gassform er da en «Free On Board»-verdi, det vil si at det inkluderer salgsverdien av naturgass, og kostnader tilknyttet transport av naturgass. For å komme frem til produksjonsverdien av gassen, så trekker man fra transportmarginen. Dette er kostnadene av å transportere gassen fra feltene til landingspunktene/terminalene. Merk at marginen kun omfatter den rørtransporten som foregår på norsk sokkel. Denne kostnaden beregnes på bakgrunn av innrapporterte tall fra Gassco. Da ender man opp med denne marginen som produksjon i rørtransportnæringen, og eksportverdien i utvinningsnæringen vil bli noe lavere enn verdien av gasseksport i utenrikshandel med varers statistikker.

Fordi eksportverdien av naturgass i gassform hos utenrikshandel med varer ikke lenger inneholder denne transportkostnaden innenlands, vil nasjonalregnskapet vurdere å ikke trekke denne kostnaden fra eksportverdien av naturgass. Basert på informasjon som har fremkommet i arbeid med dette notatet, er det kanskje mer riktig å behandle alle transportkostnader innenlands som produktinnsats. Med dette vil eksportverdien av naturgass fra utenrikshandel med varers statistikker bli lik produksjonsverdien av naturgass i nasjonalregnskapet. Bruttoproduktet¹⁸ i utvinningsnæringen vil påvirkes minimalt.

I [nasjonalregnskapets statistikkbanktabell 07336: Eksport, etter produkt 1970 - 2023](#) publiseres eksportverdien som summen av all råolje, naturgass i gassform og flytende form og våtgasser publisert samlet, som ett tall. Utenrikshandel med varer publiserer derimot separate tall for naturgass i gassform, naturgass i flytende form og for de ulike våtgassene i [statistikkbanktabell 08801: Utenrikshandel med varer, etter varenummer \(HS\) og land 1988 - 2023](#).

¹⁸ Den viktigste størrelsen i nasjonalregnskapet er bruttoproduktet, som man beregner ved å ta produksjonen i en gitt næring, og trekker fra produktinnsatsen.

6. Justert metode – foreløpige priser og eksportverdi

Den viktigste forskjellen på foreløpige og endelige tall er at den foreløpige prisen estimeres, mens den endelige prisen i hovedsak er basert på data fra rettighetshaverne.

Gassprisene fra produsentprisindeksen (PPI) er fra 2013 benyttet til beregning av foreløpige gasspriser. Fra oktober 2023 er det European gas spot index (EGSI) som er PPIs kilde for gasspriser.

Den foreløpige prisen SSB benytter er estimert basert på utviklingen i EGSI's day-aheadpriser. Dette i motsetning til endelige priser fra rettighetshaverne som har et bredere prisgrunnlag. Den foreløpige prisen blir benyttet i statistikken inntil revisjoner foretas og endelige eksportverdier publiseres. (Se vedlegg E for en kortfattet oversikt over endringene fra tidligere til justert metode)

6.1. Hvordan blir foreløpig gasspris beregnet i justert metode?

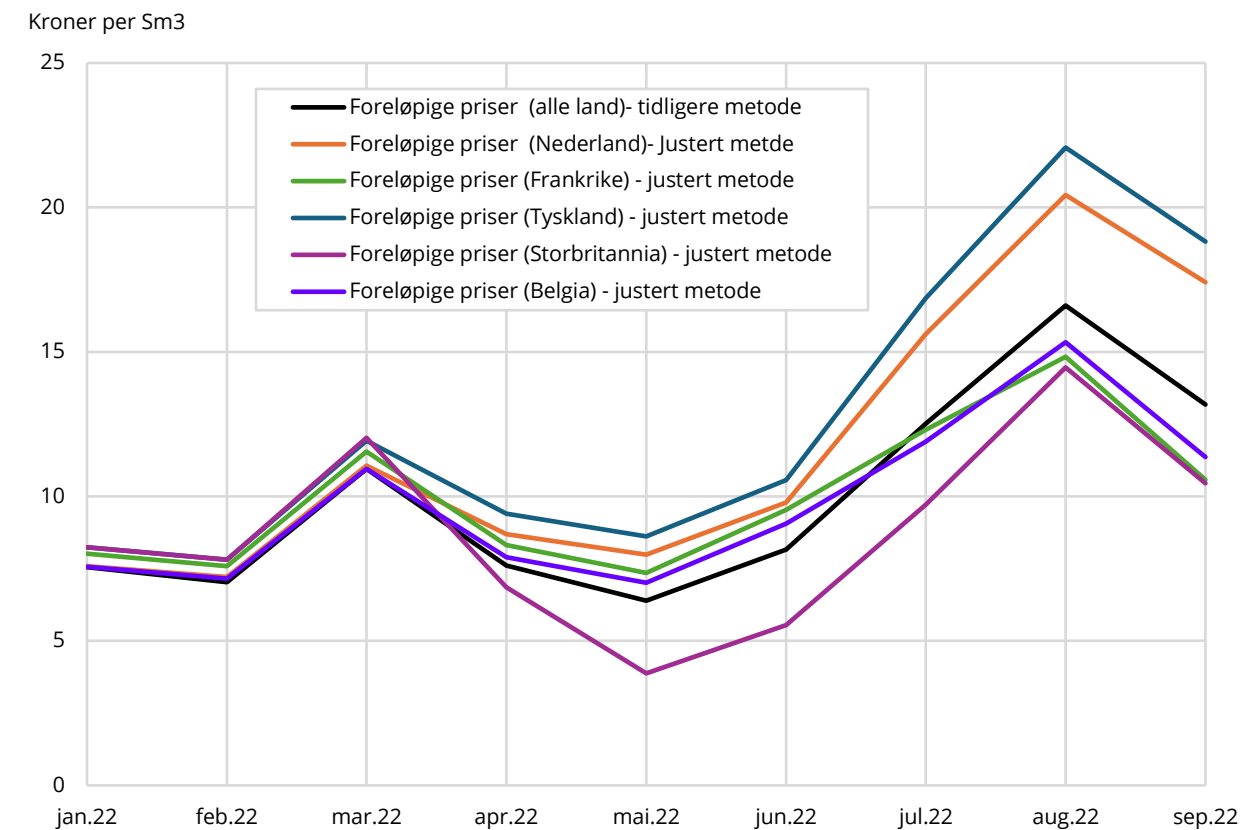
Justert metode innebærer fortsatt bruk av PPIs kilde for gasspriser som grunnlag for å estimere foreløpige priser. Den viktigste endringen i justert metode er at det beregnes landspesifikke priser. Vi estimerer foreløpige priser ved å benytte prisene fra gasshubene i Storbritannia, Belgia, Nederland, Tyskland og Frankrike. Det finnes ikke pris for Danmark hos EGSI. Vi benytter derfor «nærmeste nabo-metoden» ved at utviklingen i den danske gasspriser imputeres /beregnes med utgangspunkt i tysk pris. Justert metode innebærer at seksjon for utenrikshandel selv skal beregne indeksene som blir grunnlaget for beregning av nye priser.

Tabell 6.1 Beregning av foreløpige gasspris. Tidligere og justert metode

Tidligere metode	Justert metode
Seksjon for prisstatistikk (PPI) hentet priser (EGSI), i dollar per MMBtu	PPI henter fortsatt priser (EGSI), i dollar per MMBtu, men seksjon for utenrikshandel foretar beregningene selv
Seksjon for prisstatistikk (PPI) beregnet vekter for hver av prisene	Endring: Det beregnes <u>ingen</u> vekter, fordi vi skal ha landfordelte tall
Seksjon for prisstatistikk (PPI) beregnet NOK per MMBtu	Endring: Seksjon for utenrikshandel beregner <u>landfordelte</u> priser i NOK per MMBtu
Seksjon for prisstatistikk (PPI) beregnet en vektet gjennomsnittlig indeks	Endring: Seksjon for utenrikshandel beregner indeks per <u>land</u>
Seksjon for utenrikshandel hentet indeks fra PPI og skjøtet denne på utviklingen i endelig gasspris	Endring: Seksjon for utenrikshandel skjøter disse indeksene på utviklingen i endelige <u>landfordelte</u> priser

6.2. Tidligere og justert metode gir ulik eksportverdi

Den justerte metoden for foreløpig gasspris innebærer ulik pris til de ulike mottakerlandene. Dette påvirker eksportverdien i forhold til tidligere metode, der det var en og samme gjennomsnittspris som ble benyttet for alle land. Spesielt i perioder der det er stor forskjell i prisen mellom ulike land, vil dette gi store utslag. I 2022 var prisene etter mars måned svært ulike, som illustrert i figur 6.1.

Figur 6.1 Gasspriser i 2022. Foreløpige tall

7. Revisjoner

Den viktigste årsaken til revisjoner er at foreløpige tall bygger på day-aheadpriser mens de endelige også inneholder priser som month-ahead og quarter-ahead i tillegg til en mindre andel oljeindekserte kontrakter. Derfor vil vi også i fremtiden erfare revisjoner i større eller mindre grad.

Det er imidlertid slik at utenrikshandel publiserer tall både tidligere og hyppigere enn det nasjonalregnskapet gjør. Det vil derfor være mulig å få mindre revisjoner i nasjonalregnskapet ved å øke hyppigheten for publisering av endelige tall for naturgass.

7.1. Publiseringstidspunkt, statistikker hos nasjonalregnskapet

Nasjonalregnskapet publiserer fire ulike statistikker, der naturgass er inkludert, til ulike tidspunkt.

- **Kvartalsvis nasjonalregnskap (KNR)** publiseres rundt 50 dager etter kvartalets slutt, og revideres i fortløpende frem til endelig nasjonalregnskap (REA) publiseres
- **Månedlig nasjonalregnskap (MNR)** publiseres om lag 40 til 50 dager etter den aktuelle månedens slutt, og revideres fortløpende frem til endelig nasjonalregnskap (REA) publiseres. Det lages ikke MNR de månedene KNR produseres, da KNR er summen av tre måneder.
- **Foreløpig årsregnskap** publiseres i februar påfølgende år, og revideres i november. I november året etter publiseres **endelig nasjonalregnskap (REA)**
- **Utenriksregnskapet (UR)** publiseres 60 dager etter kvartalets slutt (samtidig som inntektsregnskapet), og har samme revisjonssyklus som KNR, frem til endelig REA foreligger
- **Inntektsregnskapet** publiseres 60 dager etter kvartalets slutt, også med revisjonssyklus som KNR frem til REA foreligger

I 2024 publiserte dermed foreløpige KNR-tall for 1.kvartal 21.mai, for 2.kvartal 22.august og 3.kvartal 21.november. Tall for 4.kvartal ble publisert 11.februar 2025, sammen med foreløpig årsregnskap. I kvartalsvis nasjonalregnskap revideres alle kvartalene fortløpende i inneværende år, helt frem til foreløpig årlig nasjonalregnskap for det aktuelle året publiseres.

Første anslag på foreløpig årsregnskap er basert på summen av årets fire første kvartaler, foreløpige årlige tall for 2024 ble dermed publisert i februar 2025. Deretter revideres regnskapet i november 2025, men det er også mulig å foreta revisjoner mellom disse tidspunktene – altså i mai eller august. Endelige tall for naturgass som ikke er klare til publisering av foreløpig årsregnskap i februar kan tas inn i KNR mai 2025.

Både UR og inntektsregnskapet publiseres senere enn KNR, 60 dager etter kvartalets slutt. Disse to statistikkene følger KNRs revisjonssyklus. Derfor vil en justert revisjonspolitik som gir hyppigere revisjoner som tilfredsstiller KNRs (og REAs) krav, gi forbedringer også for disse to.

7.2. Endring i revisjonshyppighet

Utenrikshandel med varer endrer revisjonshyppigheten fra publisering av endelige tall to til tre ganger i året. Dette gir nasjonalregnskapet ti måneder med endelige tall for naturgass i sitt foreløpige årsregnskap, som publiseres i februar, en klar forbedring i forhold til bare seks måneder tidligere.

Endelige tall for månedene januar, februar og mars vil være tilgjengelig i juni, og kan dermed tas med i revisjonen av 2. kvartal KNR i august. Tilsvarende får nasjonalregnskapet med denne revisjonshyppigheten endelige tall for april, mai og juni i september, tidsnok til publiseringen av

3.kvartal KNR i november. Månedene juli, august og september vil nasjonalregnskapet motta i desember, tidsnok til publisering av foreløpig årsregnskap i februar påfølgende år. Her vil vi også inkludere november tall. Tall for årets to siste måneder vil først kunne inkluderes ved en senere revisjon KNR, for eksempel i mai påfølgende år.

Tabell 7.1 Endret revisjonspolitik – publisering av endelige tall for naturgass

	Publiseringsrutine for statistikk måned	
Publiseringsmåned	Tidligere revisjonsrutine	Justert revisjonsrutine
Januar		Juli, august, september og oktober år t-1
Februar		
Mars		
April		
Mai	3. og 4.kvartal år t-1	November og desember år t-1
Juni		Januar, februar og mars år t
Juli		
August		
September		April, mai og juni år t
Oktober		
November	1. og 2.kvartal år t	
Desember		

Ordliste – forklaringer

Day-aheadpris (DA): Dette er gassprisen som er fastsatt for levering av gass den påfølgende dagen. Den er vanlig i spotmarkedet der kjøpere og selgere handler basert på kortsiktig tilbud og etterspørsel.

EGSI: EGSI brukes for å reflektere markedsprisen på kortsiktige kontrakter, som day-ahead (neste dag) og weekend (helg) kontrakter. Denne indeksen beregnes som et volumvektet gjennomsnitt av alle handler som utføres i disse kontraktene, noe som gir en gjennomsnittspris basert på faktiske transaksjoner i spotmarkedet. Brukes for å estimere utviklingen i foreløpig gasspris.

Endelig gasspris: Den endelige prisen er basert på solgt gass fra rettighetshaverne, day-ahead, month-ahead, quarter-ahead og year aheadpriser i tillegg til fastpris- og oljeindekserte kontrakter. Endelige priser beregnes indirekte (implisitt) ved hjelp av data fra de ti største rettighetshaverne for eksportverdi og eksportert volum til det enkelte land. I tillegg estimeres en «øvrige pris» for det resterende volumet.

Fastpriskontrakter: Kan akkurat som markedspriser settes på en gashub. Imidlertid kan fastpriskontrakter også inngås direkte mellom to parter utenom gashuber. Dette skjer ofte gjennom bilaterale forhandlinger hvor pris og volum avtales direkte mellom kjøper og selger

Foreløpig gasspris: Den foreløpige prisen SSB benytter er estimert basert på utviklingen i EGSI day-aheadpriser. Utviklingen i denne prisen skjøtes på siste tilgjengelige endelige priser hos SSB.

Gashub: En gashub er et knutepunkt for handel, distribusjon og prissetting av naturgass. Den fungerer som et fysisk eller virtuelt marked der kjøpere og selgere kan handle gass, ofte med standardiserte kontrakter. Kjente eksempler er TTF (Nederland) og NBP (Storbritannia).

Landingspunkt: Et landingspunkt for en gassrørledning den geografiske lokasjonen der undervannsrørledningen kommer til landoverflaten og kobles til landbasert infrastruktur. For eksempel har rørledningen Europipe 1 sitt landingspunkt i Dornum, Tyskland.. På grunn av mangelfull informasjon om bestemmelsesland har SSB fra og med 2013 publisert landfordelt eksport av naturgass basert på rørledningenes landingspunkt

Month-aheadpris (MA): Refererer til prisen for gass som skal leveres tre måneder frem i tid. Hvis man er i juni måned, vil QA-prisen gjelde for tredje kvartal samme år.

Naturgass i flytende form (LNG): Er tørrgass som er gjort flytende ved nedkjøling. LNG holder svært lav temperatur (-162 °C) og transporteres i skip til utlandet, mens tørrgassen transporteres via rørledninger.

Tørrgass: Etter at våtgassen er skilt ut av rikgassen blir det igjen metan og eventuelt også noe etan, og man får det som kalles tørrgass. Karakteristisk for tørrgass er at den ikke inneholder flytende hydrokarboner under trykk. Slik gass kalles noen ganger også salgsgass og transporteres i rørledninger til Storbritannia og kontinentet. I tolltariffen brukes betegnelsen naturgass i gassform.

Oljeindekserte kontrakter: Blir vanligvis avtalt gjennom bilaterale forhandlinger mellom selger og kjøper. Noen eldre gasskontrakter kan fortsatt være oljeindekserte.

Quarter-aheadpris (QA): Refererer til prisen for gass som skal leveres tre måneder frem i tid. Hvis man er i juni måned, vil QA-prisen gjelde for tredje kvartal samme år.

Rettighetshaver: Fysisk eller juridisk person som etter petroleumsløven eller tidligere lovgivning innehar en tillatelse til undersøkelse, utvinning, transport eller utnyttelse. En operatør er den som på rettighetshavers vegne forestår den daglige ledelse av petroleumsvirksomheten. En rettighetshaver kan også være operatør. Equinor, Vår Energi og Harbour Energy er eksempler på rettighetshavere.

Rikgass: Brønnstrømmen fra reservoarene på norsk kontinentalsokkel består av olje, gass og vann i ulike blandinger. Det produseres både råolje og rikgass – såkalt rå naturgass, som er en blanding av forskjellige gasser. Rikgassen blir skilt fra olje og behandlet i prosesseringsanlegg som skiller ut tørrgass- og våtgasskomponenter.

Tetthet: Tettheten til naturgass, som altså er antall kilogram per Sm³, er først og fremst en parameter som benyttes for å beregne mengde i tonn eksportert fra et felt. Variasjonen i tetthet skyldes ulikheter mellom brønner som produserer til feltet og hvor stor andel av tunge komponenter som blir skilt ut i prosessen

Volum – utenrikshandel med varer: Vi refererer ofte til volum i Sm³ for naturgassen, og prisen er også beregnet i kroner per Sm³. Men SSB publiserer statistikk for to typer mengder, tonn og Sm³. Disse måler de ulike aspekter: tonn er masse som måler hvor mye stoff naturgassen består av, mens volum i Sm³ måler hvor stort rom gassen opptar.

Våtgasser (NGL): Våtgassen kan skilles ut fra rikgassen, og kalles da Natural Gas Liquids (NGL). NGL inkluderer alle våtgassene som utvinnes fra naturgass; etan, propan, butan, isobutan og naturlige gasskondensater.

Year-aheadpris (YA): En Year Ahead-kontrakt gjelder for et helt kalenderår, fra 1.januar - 31.desember. Den kan dermed ikke kjøpes når man har kommet inn i året. Man kan handle på Gas Year også. Da gjelder kontrakten i tolv måneder fra 1.oktober.

Øvrige pris: I dette notatet den prisen som estimeres for endelige tall. Den andelen av eksportvolumet der vi ikke har data fra rettighetshaverne. Altså en ukjent pris som estimeres ved hjelp av et utvalg av de andre rettighetshaverne som antas å være representative.

Referanser

- Europalov (2019). *Gassmarkedsdirektivet (tredje) 2009 – endringsbestemmelser 2019*. Hentet fra <https://europalov.no/rettsakt/gassmarkedsdirektivet-tredje-2009-endringsbestemmelser-2019/id-10558>
- Eurostat (2024). *European business statistics compilers' manual for international trade in goods statistics*. European Union. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/b4e838fd-d223-11ee-b9d9-01aa75ed71a1>
- FN (2010). *International merchandise trade statistics: Compilers manual*. United Nations Department of Economic and Social Affairs. [ESA/STAT/AC](https://unesd.un.org/en/publications/esa-stat-ac)
- Gassco (2024). *Prosessanlegg*. Hentet fra <https://gassco.eu/prosessanlegg/>
- Gassco (2024). *Tariffer og områder*. Hentet fra <https://gassco.eu/skipere/tariffer-og-omrader/>
- Justis- og beredskapsdepartementet (2002). *Forskrift om fastsettelse av tariffer for bruk av innretninger for transport og for utnyttelse av petroleum* (FOR-2002-12-20-1724). Lovdata. <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2002-12-20-1724>
- Olje- og energidepartementet (2024). *Rørtransportsystemet*. Norskpetroleum.no. Hentet fra <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/rortransportsystemet/>
- Olje- og energidepartementet. (2024). *Historisk produksjon*. Norskpetroleum.no. Hentet fra <https://www.norskpetroleum.no/fakta/historisk-produksjon/>
- Oljedirektoratet. (2024). *Feltoversikt*. Hentet fra <https://factpages.sodir.no/nb-no/field>
- Timera Energy. (17. november 2023) *Prices across Europe's gas hubs diverge*. Hentet fra <https://timera-energy.com/prices-across-europes-gas-hubs-diverge/>
- Tolletaten. (2024). *Petroleumsgasser og andre gassformige hydrokarboner (Tolltariffen, posisjon 27.11)*. Hentet fra <https://tolltariffen.toll.no/tolltariff/headings/27.11?language=no>
- Tjønneland (2018). *Beregning av petroleumsnæringene i kvartalsvis nasjonalregnskap* (Internt notat)
- Tjønneland (2018). *Beregning av petroleumsnæringene i årlig nasjonalregnskap* (Internt notat).

Vedlegg A: Hvor stor er andelen våtgasser i rikgassen?

Hvor stor er andelen av våtgasser i gasseksporten til Storbritannia? Rune Hult i Sokkeldirektoraret har gitt et anslag på andelen av eksporten som kan være våtgass - 74, 9 millioner standard kubikkmeter (Sm3), tilsvarende under 1 prosent av total gasseksport i oktober måned 2023. Denne måneden er representativ for året som helhet. Selv om andelen er liten i forhold til totalt antall eksporterte Sm3 av tørrgass kan dette utgjøre betydelige mengder for våtgasser. Det kan også ha betydning for andre statistikker der detaljerte tall for våtgasser er viktige.

Tabell A1.1 Andel våtgasser i rikgassen som eksporteres til Storbritannia, oktober 2023

Gas exit UK	Rikgass i sm3	Tørrgass sm3	Differanse i sm3	Differanse i sm3
Troldhaugen	470 226			
Duva	53 992 833	50 440 934	3 551 899	6,6
Edvard Grieg	38 329 773	34 142 000	4 187 773	10,9
Gjøa	160 852 097	143 607 645	17 244 452	10,7
Gullfaks Sør	10 890 426	1 717 272	9 173 154	84,2
Ivar Aasen	29 443 311	26 123 004	3 320 307	11,3
Solveig	19 543 532			
Statfjord	53 522 016	47 563 530	5 958 486	11,1
Statfjord nord	2 916 107	2 551 049	365 058	12,5
Statfjord øst	11 645 081	10 182 427	1 462 654	12,6
Vega	99 243 276	89 592 939	9 650 337	9,7
Sum	480 848 678	405 920 800	74 927 878	15,6

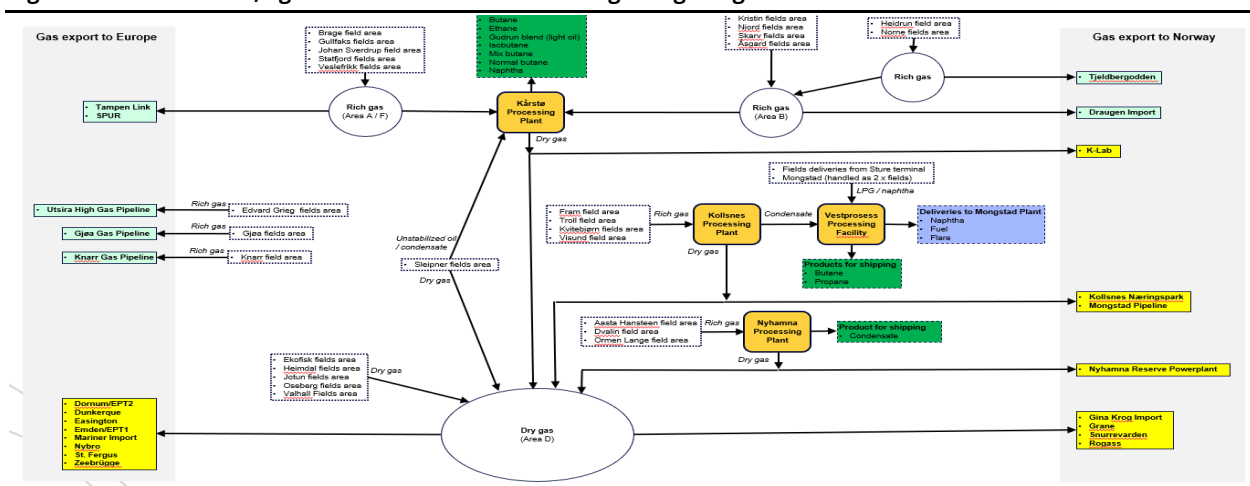
Kilde: [Sokkeldirektoratet \(sodir.no\)](https://sokkeldirektoratet.no)

Det er bare for deler av eksporten til Storbritannia vi har problemer med kvaliteten på tallene. Gassco har kun rikgassmengder fra Tampen Link, Spur og Gjøa Gas Pipe og inn til Shell SEGAL-systemet og Ancala/SAGE-systemet på britisk side.

Videre er det slik at rikgass levert via Tampen Link /SPUR kompliserer bildet siden feltene som leverer til denne rørledningen også kan levere til Kårstø. Det er hovedsakelig Statfjord Øst, Statfjord Nord, Statfjord Unit og Gullfaks Sør som leverer rikgassen. Tordis Unit har også levert noe. Enkelte andre felt har også levert, men bare i veldig korte perioder og relativt små mengder. Dette skjer typisk på enkeltdager hvor de ikke har hatt mulighet til å levere til Kårstø pga. vedlikeholdsproblemer (Kilde: Karl Johan Sjøen, Gassco).

I figur A1.1 under finnes informasjon om hvilke felter som hører til de ulike rørledningene, og om det er tørrgass eller rikgass i eksportvolumet.

Figur A1.1 Gassfelter, og leveranser av henholdsvis rikgass og tørrgass



Kilde: Gassco

Vedlegg B: Retningslinjer i internasjonale manualer

Gjennom EØS-avtalen er Norge forpliktet til å følge EUs mer detaljerte standarder for utarbeiding av statistikk. Av hensyn til sammenlignbarhet mellom land er det av stor betydning at statistikken følger internasjonale vedtatte definisjoner og standarder for avgrensninger og begreper.

Det foreligger to manualer med retningslinjer for produksjon av statistikk for utenrikshandel med varer:

- 1) **FN-manualen (IMTS)**, med fokus på global harmonisering av statistikk for varehandel. Disse retningslinjene fungerer som et globalt rammeverk.
- 2) **Eurostat-manualen (ITGS)**, EUs spesifikke system for handelsstatistikk, basert på Eurostats retningslinjer og med tilpasninger for EUs behov. ITGS bruker IMTS som grunnlag, men inkluderer tilleggskrav og spesifikasjoner for EU-landene.

Statistisk verdi: Naturgasseksportens statistiske verdi skal ifølge FN-manualen settes lik FOB-verdi. Det vil si varens verdi ved norsk grense inklusive kostnader forbundet med å frakte varen dit. Kostnaden ved å frakte gassen fra norsk grense og til landingsterminaler i Storbritannia og på kontinentet skal ikke inkluderes.

Boks B.1 FN-manualen punkt 4.15 c

«4.15 c) ... gas, oil and water (see para 1.24 above) be valued net of any delivery charges not included according to FOB- or CIF type valuation. Such charges may or may not appear separately on the invoice. In the absence of adequate customs records, it is recommended that countries obtain the transaction value of these goods directly from the buyer and seller. However, if only the overall value inclusive delivery charges is available, such charges should be identified (e.g., using other sources of information and estimation) and subtracted in order to obtain the statistical value of these goods. Delivery charges should be valued at market prices, but it is acknowledged that markets for such services often do not exist and prices for such services are either set administratively or based on some cost calculation. It is recommended that trading partners in such transactions value and record these flows in a uniform way to improve international comparability. »

Kilde: IMTS s.42

Volum: I Eurostatnmanualen spesifiseres det at det er den fysiske flyten av naturgassen som skal måles. Med dette menes at man ikke skal inkludere volum som handles via trading (finansielle kontrakter).

Boks B.2 Eurostat-manualen punkt 640

«640. Recording of natural gas. Natural gas is within the scope of ITGS and should be included in ITGS. Like most other goods included in ITGS, only the physical flows of natural gas must be recorded in intra- and extra-Union trade statistics...»

Kilde: ITGS s. 155

Gasspris: priser for naturgass ikke alltid er tilgjengelige, spesielt ikke når data samles inn fra «grid operators» som Gassco, de har ikke informasjon om priser. Derfor åpner manualen for at statistisk verdi kan estimeres.

Boks B.3 Eurostat-manualen punkt 641

«**641. Estimation of statistical value.** The transaction value of trade in gas may not always be available for NSAs, especially when the data are collected from grid operators. Therefore, the statistical value may be estimated by the NSAs. Member States may choose any data source available for the estimations, e.g. weekly or monthly market prices, statistical surveys or customs declaration. »

Kilde: ITGS s. 155

Figur B.1 Kriterier for innsamling av data, naturgass i gassform. ITGS

ELECTRICITY AND GAS more

Scope	Physical movement through the national frontier with the exception of the simple transit (*)
Reference period	Month of import and export
Flow	Intra-EU/extra-EU imports and exports
Partner country	For imports — Member State of consignment for intra-EU imports and country of origin for extra-EU imports For exports — Member State/country of destination
Commodity codes	Electricity: 2716 00 00 Gas: 2711 21 00
Trade value	Standard definition but may be based on estimates
Quantity	Net mass: no net mass for electricity (null value) / mandatory for gas Supplementary quantity: Mandatory both for electricity and gas

(*) According to the European International Trade in Goods Statistics (ITGS), goods in transit are not included. However, in the specific case of natural gas and electricity, which is transmitted via pipelines, to identify transit is technically very difficult, because the physical movement of goods is disconnected from the financial flow. The gas can be sold several times on the market, whereas only one transmission via pipelines is taking place. As ITGS is recording the physical movement, the primary source are the grid operators. They provide the information on the physically transmitted gas, which includes transit. (They do not possess any information on which part of the gas relates to transit). Therefore, the Member States use various other data sources which allow them to estimate transited quantities and values. The availability of additional (required) data sources is not the same in all Member States, therefore some of them cannot estimate and exclude transit trade from their ITGS data.

Kilde: [User guide on European statistics on international trade in goods \(europa.eu\), side 88](#)

Vedlegg C: Justeringer i datagrunnlag for mengde i Sm3

Tabell C1.1 Tidligere og justert metode – mengde i Sm3

Metode	Beskrivelse	Kilde
Foreløpige tall – tidligere metode	Naturgass i gassform /tørrgass fra felt og fra prosesseringsanlegg norsk fastland	Gassco og Søkeldirektoratet
Endelige tall – tidligere metode	Identisk med foreløpige tall (små revisjoner)	Gassco og Søkeldirektoratet
Foreløpige tall – justert metode	Naturgass i gassform/tørrgass fra felt og fra prosesseringsanlegg norsk fastland Endring: Inkluderer eksportvolum til Nederland (tidligere inkludert i tysk eksportvolum)	Gassco, Søkeldirektoratet
Endelige tall – justert metode	Identisk med foreløpige tall (små revisjoner)	Gassco, Søkeldirektoratet

Vedlegg D: Justeringer i datagrunnlag for pris

Tabell D1.1 Tidligere og justert metode – pris

Metode	Beskrivelse	Kilde
Foreløpige tall – tidligere metode	DA – vektet gjennomsnittspris	European Gas Spot Index (EGSI)
Endelige tall – tidligere metode	Salgsinntekter DA, MA, QA, YA, fastpriskontrakter og oljeindeksert pris Populasjon med ukjent pris, estimert med DA Transportkostnad trekkes fra rapporterte tall	Equinor, Vår Energi, Total Energies, Conoco Phillips og Shell (5 rettighetshavere)
Foreløpige tall – justert metode	Endring: DA – pris per landingspunkt Endring: Danmark blir estimert med nærmeste nabo Tyskland (mangler hos EGSI)	European Gas Spot Index (EGSI)
Endelige tall – justert metode	Salgsinntekter DA, MA, QA, YA, fastpriskontrakter og oljeindeksert pris Endring: Populasjon med ukjent pris, vektet pris Endring: Ingen transportkostnad i rapporterte tall	Equinor, Vår Energi, Total Energies, Conoco Phillips og Shell Endring: Inkluderer Harbour Energy, Sval Energi, OMV, Orlen og Aker BP (10 rettighetshavere)

Balanseringskostnader er en naturlig del av prisen. Det samme med premium. Hvis man f.eks leverer mer gass enn opprinnelig nominert, vil den økte gassmengden ha marginalt lavere verdi fordi det er en økt kostnad forbundet med å få denne solgt ut.

En mer generell prisformel blir da:

$P = \text{Basisindeks (f.eks THE DA)} + \text{Premium} - \text{Balanseringskostnader}$

$(P = \text{THE DA} - \text{entry THE} - \text{exit D} + \pi (\text{premium}) - \text{balanseringskostnader})$

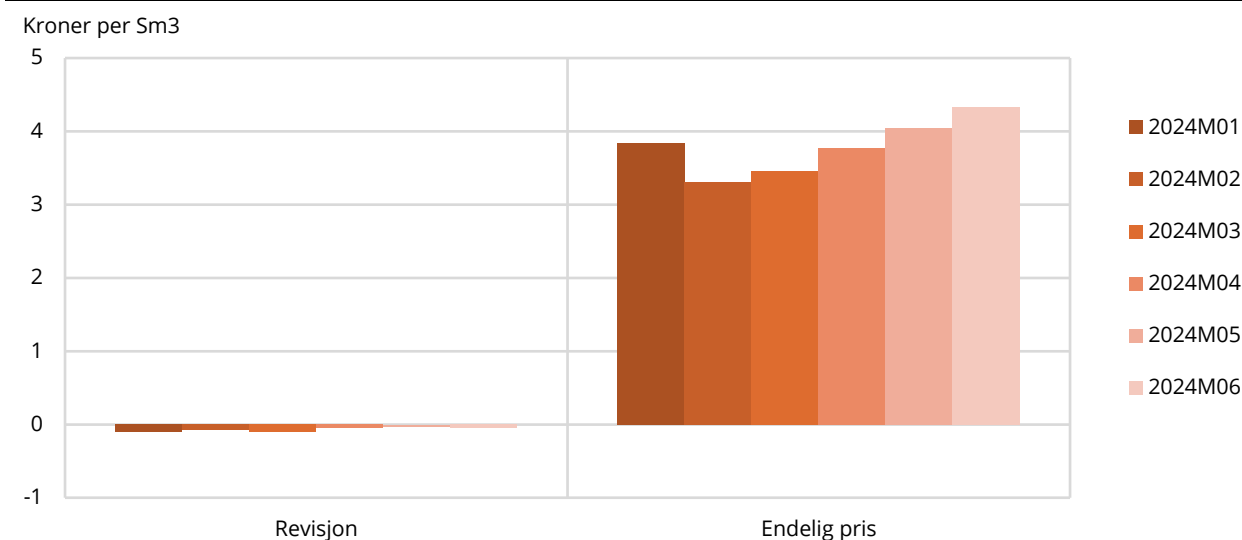
Ekskluderes:

- Gassled Area D Exit
- Entrykostnader nedstrøms

Vedlegg E: Revisjoner gasspris 2024

Det var svært små revisjoner fra foreløpig til endelig pris i første halvår 2024. En nedgang på 0,1 prosent i hver av månedene i første kvartal. I annet halvår 0,5 prosent.

Figur E1.1 Revisjoner gasspris. Tidligere metode. 2024



For justert metode ser man også her at det er noe variasjoner i hvor mye den enkelte landpris revideres, for eksempel større revisjoner for Nederland, opp mot 0,5 prosent i 2. kvartal og 0.4 prosent for Storbritannia i 1. kvartal. Årsaken er ulike kontrakter og avvik mellom Equinors gasspris og EGSI foreløpig pris.

Figur E1.2 Revisjoner gasspris. Justert metode. 2024

